
Andreas Schüppel

**Modellierungsansätze zur Beschreibung
dargebotsabhängiger Stromerzeugung**

Diplomarbeit

Erstellt und eingereicht am
Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation
der Technischen Universität Graz

Betreuer
Dipl.-Ing. Dr.techn. Christoph Gutschi

Begutachter
Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Mag.rer.soc.oec. Dr.techn. Heinrich Stigler

Eidesstattliche Erklärung

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe.

Graz, am 12. April 2010

.....
(Unterschrift)

Danksagung

An dieser Stelle möchte ich mich bei all den Personen bedanken, die die Erstellung der vorliegenden Diplomarbeit ermöglicht und gefördert haben. An erster Stelle ist dies Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Mag. rer. soc. oec. Dr. techn. Heinrich Stigler, der die Untersuchung des Themengebietes am Institut gestattet, und durch seine fundierte Erfahrung immer wieder Ideen und Anreize eingebracht hat. Des Weiteren möchte ich mich bei meinem Betreuer Dipl.-Ing. Dr. techn. Christoph Gutschli bedanken, der immer für Fragen zur Verfügung stand und mein Wissen über Elektrizitätswirtschaft regelmäßig, auch über das Themengebiet der Arbeit hinaus, bereichert hat.

Mein ganz besonderer Dank gilt meiner Familie, insbesondere meinen Eltern und meinem Bruder, ohne deren Unterstützung ich das Studium nicht mit diesem Erfolg hätte absolvieren können. Schlussendlich möchte ich mich noch bei allen weiteren Personen bedanken, die mich durch Wort und Tat beim Verfassen der Diplomarbeit unterstützt haben, allen voran die Mitarbeiter des Instituts und alle Diplomanden und Studienkollegen.

Kurzfassung

Um eine nachhaltige Stromerzeugung zu gewährleisten, gewinnt die Nutzung erneuerbarer Primärenergieträger stark an Bedeutung. Da die Erzeugung elektrischer Energie aus diesen Energieformen einer Dargebotsabhängigkeit unterworfen ist, treten Problemstellungen auf, an deren Lösung aktuell geforscht wird. Unter Berücksichtigung dieser Dargebotsabhängigkeit wird in der vorliegenden Arbeit die Erzeugung aus den Primärenergieträgern Wind und Wasser, sowie deren Auswirkungen auf den Strommarkt am Beispiel von Deutschland und Österreich statistisch untersucht.

Das primäre Ziel der Arbeit stellt die Ermittlung statistischer Kennwerte der Erzeugung aus Laufwasserkraftwerken, Speicherkraftwerken und Windkraftanlagen, sowie des Verbrauchs der Länder Österreich und Deutschland dar. Basierend darauf soll ein einfaches Marktmodell zur Bestimmung des Einflusses der genannten Größen auf den Strompreis erstellt werden. Dazu wird zuerst auf die Grundlagen der Stochastik sowie auf die technischen Grundlagen der Windkraftenerzeugung eingegangen. Darauf aufbauend wird ein erster Ansatz zur Modellierung der Stromerzeugung aus Wind- und Laufwasserkraft basierend auf historischen Zeitreihen entwickelt, aus deren Ergebnissen Langzeitmittelwerte generiert werden können.

Die Ergebnisse der Untersuchung belegen und quantifizieren die bekannte saisonale Abhängigkeit der Erzeugung und des Verbrauchs, zusätzlich zeigt sich bei der Windstromerzeugung im Langzeitmittel auch ein typischer Tagesgang. Aus den minimalen Erzeugungswerten der Langzeitsimulation lässt sich auch eine gesicherte Leistung bzw. ein gesicherter Energieertrag ableiten. Die Untersuchung des Verbrauchs auf eine Abhängigkeit von der Umgebungstemperatur ergibt, dass der Zusammenhang in den einzelnen Jahreszeiten unterschiedlich stark ist. Im Sommer zeigt sich bereits eine positive Korrelation, was vermutlich auf den Einsatz von elektrischen Klimageräten zurückzuführen ist.

Nach Auswertung der Erzeugungs- und Verbrauchsdaten, die von Dritten bereitgestellt wurden, wird ein einfaches Modell eines Elektrizitätsmarktes für Österreich und Deutschland erstellt. Zur Ermittlung des Marktträumungspreises (MRP) wird eine Merit Order des thermischen Kraftwerksparks erstellt. Die Analyse zeigt, dass der gewählte Ansatz zur Modellierung gut geeignet ist. Der Einfluss der erneuerbaren Energieträger auf den MRP ist in der Off-Peak-Periode schwach und die Preisschwankung wird hauptsächlich durch den Brennstoffpreis bestimmt. In der Peak-Zeit spielt die Erzeugung aus erneuerbaren Energieträgern hingegen eine größere Rolle.

Abstract

The importance of power generation from renewable energy sources (RES) has increased over the last few years. Due to dependencies on weather conditions like wind speed, precipitation and cloudiness, some of these primary energy resources cause various problems in the power system and at the electricity market. To estimate the influence of RES and the varying consumption of electricity on the market clearing price (MCP), this thesis deals with an approach to create a simple market model, including a long-term simulation of wind and run-of-river generation for Austria and Germany, based on values of wind speed and river runoff. In order to provide knowledge for future modelling, the main errors of all developed models are evaluated and described.

The first step in modelling a simple energy market structure is to determine the statistical parameters of power generation from wind, run-of river hydro and storage power plants. After that, in order to get long-term consumption values, it is checked if there is an interrelationship between power consumption and the ambient temperature. Finally, this thesis focuses on a simple market model, which explains the influence of fluctuations in generation and consumption on the market price. Based on a set of data consisting of simulated values (wind, hydro) and data from third-party suppliers, the remaining demand can be found by subtracting the calculated RES generation from the consumption. This demand needs to be covered by all other types of power plants (i.e. conventional thermal generation), which are listed in the institute's internal database and arranged in a merit order.

The results show a commonly known dependency of production from the season and, in case of wind power, a certain daily characteristic. It is also possible to define secured generation capacities based on the statistical parameters found in this study. The survey also illustrates that an interrelationship between consumption and temperature exists, which is season-dependent. While both terms are correlated negatively in winter and transit time, the correlation in summer is positive, presumably due to the use of air condition systems. Finally, it shows that the influence on the market price is low and the fuel costs are dominating in the off-peak period, while in peak time generation from RES has a significant impact on the market price.

Inhaltsverzeichnis

1	Einführung und Grundlagen	1
1.1	<i>Dargebotsabhängigkeit erneuerbarer Energieträger.....</i>	2
1.2	<i>Grundlagen der Stochastik</i>	2
1.3	<i>Bemerkung zur Langzeituntersuchung von Klimadaten.....</i>	5
2	Stromerzeugung aus Windkraft	6
2.1	<i>Entstehung von Winden</i>	6
2.1.1	<i>Globale Wunderscheinungen</i>	6
2.1.2	<i>Lokale Wunderscheinungen</i>	7
2.2	<i>Mathematische Beschreibung von Wind.....</i>	8
2.2.1	<i>Die Weibull-Verteilung</i>	8
2.2.2	<i>Praktische Beispiele anhand ausgesuchter Standorte</i>	9
2.3	<i>Die Windkraftanlage</i>	12
2.3.1	<i>Historische Entwicklung und Bauformen</i>	12
2.3.1.1	<i>Windkraftanlagen mit vertikaler Achse.....</i>	12
2.3.1.2	<i>Windkraftanlagen mit horizontaler Achse</i>	13
2.3.2	<i>Funktionsweise der Windenergiegewinnung.....</i>	14
2.3.2.1	<i>Physikalische Grundlagen.....</i>	14
2.3.2.2	<i>Die Leistungskennlinie.....</i>	17
2.4	<i>Auswirkungen der Windkraft auf die Elektrizitätswirtschaft</i>	19
2.4.1	<i>Der IWET-Windindex.....</i>	19
2.4.2	<i>Der ISET-Windindex.....</i>	21
2.4.3	<i>Der IWR-Index</i>	22
3	Stromerzeugung aus Wasserkraft	23
3.1	<i>Der Wasserkreislauf.....</i>	23
3.2	<i>Das Wasserkraftwerk</i>	24
3.2.1	<i>Bauarten von Wasserkraftwerken.....</i>	24
3.2.2	<i>Physikalische Grundlagen.....</i>	25
4	Analyse und Modellierung der Stromerzeugung aus Windkraft	26
4.1	<i>Deutschland.....</i>	26
4.1.1	<i>Windkraft in Deutschland.....</i>	26
4.1.1.1	<i>Bestandsaufnahme.....</i>	26
4.1.1.2	<i>Bei der Modellbildung berücksichtigte Anlagen</i>	28
4.1.2	<i>Analyse der realen Einspeisewerte</i>	30
4.1.2.1	<i>Jahresbetrachtung.....</i>	30
4.1.2.2	<i>Monatliche Einspeisewahrscheinlichkeiten</i>	32
4.1.2.3	<i>Mittlere Tagesganglinie der Windkrafteinspeisung</i>	35
4.1.2.4	<i>Fourier-Analyse der tatsächlichen Windkrafteinspeisung</i>	36
4.1.2.5	<i>Änderungsgeschwindigkeit</i>	37

4.1.3	Das Modell der Windkraftanlage	38
4.1.4	Simulation der stündlichen Einspeisewerte anhand der historischen Windgeschwindigkeiten	40
4.1.4.1	Das Grenzschichtproblem	41
4.1.4.2	Kalibrierung des Modells.....	44
4.1.5	Ergebnisse der Berechnung.....	44
4.1.5.1	Jahresvolllaststunden	45
4.1.5.2	Jahresbetrachtung.....	45
4.1.5.3	Monatliche Einspeisewahrscheinlichkeiten	47
4.1.5.4	Mittlere Tagesganglinie der Windkraftherzeugung	48
4.1.5.5	Korrelationsanalyse der Standorte.....	49
4.1.5.6	Fourier-Analyse der Simulationsergebnisse.....	50
4.2	<i>Österreich</i>	50
4.2.1	Windkraft in Österreich.....	51
4.2.1.1	Überblick über die Standorte	51
4.2.1.2	Verwendete Anlagen zur Modellbildung.....	52
4.2.2	Analyse der realen Einspeisewerte	55
4.2.2.1	Jahresbetrachtung.....	56
4.2.2.2	Monatliche Einspeisewahrscheinlichkeiten	56
4.2.2.3	Mittlere Tagesganglinie der Windkraftherzeugung	58
4.2.2.4	Fourier-Analyse der tatsächlichen Einspeisewerte	59
4.2.2.5	Änderungsgeschwindigkeit	60
4.2.3	Das Modell der Windkraftanlage	62
4.2.4	Ergebnisse der Berechnung.....	62
4.2.4.1	Volllaststunden.....	63
4.2.4.2	Jahresbetrachtung.....	63
4.2.4.3	Monatliche Einspeisewahrscheinlichkeiten	64
4.2.4.4	Mittlerer Tagesgang der Windkraftherzeugung.....	65
4.2.4.5	Korrelationsanalyse der Standorte.....	66
4.2.4.6	Fourier-Analyse der Simulationsergebnisse.....	67
4.3	<i>Diskussion der Ergebnisse</i>	67
5	Analyse und Modellierung der Stromerzeugung aus Wasserkraft	69
5.1	<i>Österreich</i>	69
5.1.1	Wasserkraftherzeugung in Österreich.....	69
5.1.1.1	Standorte und Charakteristika	70
5.1.1.2	Zur Modellbildung verwendete Anlagen.....	71
5.1.2	Modell zur Berechnung der täglichen Erzeugung aus Wasserkraft auf Basis der Wasserabflussdaten	72
5.1.3	Ergebnisse der Analyse.....	75
5.1.3.1	Monatliches Regelarbeitsvermögen.....	75
5.1.3.2	Jahresregelarbeitsvermögen	76
5.1.3.3	Fourier-Analyse der Simulationsergebnisse	77
5.1.4	Vergleich der Simulationsergebnisse mit realen Daten	78
5.1.5	Betrachtung der Speicherkraftwerke	81

5.1.5.1	Berechnung des Zuflusses und Speicherbewirtschaftung	81
5.1.5.2	Stochastik des Zuflusses und der Erzeugung	82
5.1.5.3	Korrelation von Laufwasserkraftwerk und Speicherkraftwerk	84
5.2	<i>Deutschland</i>	85
5.2.1	Analyse der zur Verfügung stehenden Daten	85
5.2.1.1	Untersuchung der Laufwasserkraftwerke	85
5.2.1.2	Untersuchung der Speicherkraftwerke	86
5.3	<i>Wasserkraft und Windkraft im Vergleich</i>	88
6	Einfluss klimatischer Faktoren auf den Verbrauch elektrischer Energie	89
6.1	<i>Betrachtung der Verbrauchsschwerpunkte in Deutschland und Österreich</i>	89
6.1.1	Bevölkerungsdichte und Struktur in Deutschland	90
6.1.2	Bevölkerungsdichte und Struktur in Österreich	92
6.2	<i>Berechnung der gewichteten Mittelwerte</i>	93
6.3	<i>Auswertung für Deutschland</i>	94
6.3.1	Korrelation von Temperatur und Verbrauch	94
6.3.2	Korrelation von Sonnenstunden und Verbrauch	98
6.3.3	Gemeinsame Betrachtung und Schlussfolgerung	99
6.4	<i>Auswertung für Österreich</i>	100
6.4.1	Korrelation von Temperatur und Verbrauch	101
6.4.2	Korrelation von Sonnenstunden und Verbrauch	102
6.4.3	Gemeinsame Betrachtung und Schlussfolgerung	103
6.5	<i>Saisonale Betrachtung von Deutschland und Österreich</i>	104
7	Abschätzung der Einflüsse auf den Elektrizitätsmarkt	106
7.1	<i>Korrelationsanalyse zwischen dargebotsabhängiger Erzeugung und Verbrauch</i>	106
7.2	<i>Einfluss stochastischer Größen auf den Markträumungspreis</i>	107
7.2.1	Annahmen für die Berechnung der thermischen Erzeugung	108
7.2.1.1	Elektrizitätswirtschaftliche Annahmen	108
7.2.1.2	Mathematische Annahmen	109
7.2.2	Modell des Elektrizitätsmarktes	110
7.2.3	Zwischenergebnisse der stochastischen Einflussfaktoren	113
7.2.4	Die verwendete Merit Order	113
7.3	<i>Ergebnisse und Schlussfolgerung</i>	115
8	Zusammenfassung	122
9	Verzeichnisse	124
9.1	<i>Abkürzungsverzeichnis</i>	124
9.2	<i>Abbildungsverzeichnis</i>	125
9.3	<i>Tabellenverzeichnis</i>	129
9.4	<i>Quellenverzeichnis</i>	131

1 Einführung und Grundlagen

Die Nutzung erneuerbarer Energieträger gewinnt in Europa zunehmend an Bedeutung, nicht zuletzt durch das von der EU-Kommission festgesetzte Ziel, den Anteil der erneuerbaren Energie am Gesamtenergieverbrauch bis 2020 auf 20 % zu erhöhen. Am Sektor der Stromerzeugung stellen die erneuerbaren Primärenergieträger in Österreich dank des hohen Anteils an Wasserkraft seit Langem den Hauptanteil dar. In den letzten Jahren entstand in Deutschland durch den rapiden Ausbau der Windkrafterzeugung ebenfalls ein interessanter Schwerpunkt der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern. Der Ausbau gewisser Technologien steht dabei stark im Zusammenhang mit Förderprogrammen, wie der Ausbau der Solarenergie in Spanien, der Zuwachs an Photovoltaik-Anlagen in Bayern und die momentane Situation der Windkrafterzeugung in Österreich (siehe dazu Kapitel 4.2.1) deutlich zeigen. Der Aufwärtstrend der erneuerbaren Energien ist ein Grund mehr, sich als Energietechniker genauer mit diesem Themengebiet zu beschäftigen.

Das Ziel der vorliegenden Arbeit ist eine statistische Betrachtung der Stromerzeugung aus dargebotsabhängigen erneuerbaren Primärenergieträgern, bei der ein Langzeitmittelwert sowie die zugehörige Streubreite auf monatlicher Basis ermittelt werden soll. Eine Betrachtung des Verbrauches elektrischer Energie ist ebenfalls Teil der Aufgabenstellung, so dass im letzten Schritt der Arbeit aus den Ergebnissen der einzelnen Analysen ein einfaches Marktmodell erstellt werden kann, welches den Einfluss der betrachteten Schwankungen auf den Einsatz konventioneller Kraftwerke und den Markträumungspreis aufzeigt.

Bei der Modellbildung ist dabei der Fokus keineswegs auf ein exaktes Widerspiegeln der tatsächlichen Situation gerichtet, sondern es soll als erstes Herangehen an die Problemstellung eine grobe Modellierung erfolgen, die alle relevanten Bereiche beinhaltet und einen Überblick über die vorherrschenden Verhältnisse bieten soll. Durch die Analyse der Ergebnisse soll deutlich werden, in welchen Bereichen der Modellierung Fehler entstehen können. Zudem soll eine Identifikation und Beschreibung dieser Fehler erfolgen, damit zukünftige verbesserte Modellansätze darauf aufbauen können.

Aus der Literaturrecherche geht hervor, dass im Kontext der Fluktuation bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern oft Betrachtungen der Netzintegration¹ durchgeführt werden. Da diese Aspekte bereits vielfach untersucht werden, wird in dieser Arbeit keinerlei Betrachtung des Verbundnetzes gemacht, sondern ausschließlich die Charakteristik der Erzeugung und deren wirtschaftliche Auswirkungen auf dem Energiemarkt ermittelt. Der Bedarf an Regelleistung und Ausgleichsenergie, welcher ebenfalls ein zentrales Thema bei der Erforschung erneuerbarer Energieträger darstellt, wird in dieser Arbeit auch nicht betrachtet, kann aber aus den statistischen Kenngrößen abgeleitet werden.

In den folgenden Unterkapiteln wird ein kurzer Überblick über die wichtigsten Begriffe und Themengebiete gegeben, die das Kerngebiet dieser Arbeit darstellen.

¹ Zum Beispiel sind das die notwendigen Ausbaumaßnahmen zum Transport der im Norden Deutschlands gewonnenen Windenergie zu den im Süden gelegenen Pumpspeicherkraftwerken.

1.1 Dargebotsabhängigkeit erneuerbarer Energieträger

Ein wichtiges Paradigma der Elektrizitätswirtschaft ist die Unterscheidung der einzelnen Primärenergieträger in dargebotsabhängig und bedarfsgerecht, sowie deren Bewertung und Behandlung am Markt. Eine Erzeugungstechnologie ist genau dann dargebotsabhängig, wenn der Mensch keinerlei direkten Einfluss auf die verfügbare Menge des Primärenergieträgers hat. Dies ist bei allen Energieträgern der Fall, bei denen das Wetter eine entscheidende Rolle spielt, also Wind, Wasser und Photovoltaik, welche alle zu den erneuerbaren Energieträgern zählen.

Eine bedarfsgerechte Erzeugungseinheit ist im Gegensatz dazu dann gegeben, wenn der Primärenergieträger speicherbar (lagerfähig) ist, und zu jedem Zeitpunkt in elektrische Energie umgewandelt werden kann, wenn diese benötigt wird. Vorrangig sind dies Gas, Kohle, Öl, Uran, aber auch erneuerbare Energieträger wie Biomasse und Biogas.

Eine weitere Besonderheit aller anerkannten erneuerbaren Erzeugungsformen ist, dass diese bei der Einspeisung Vorrang haben, das bedeutet, die zuständige Ökostromabwicklungsstelle beziehungsweise der Netzbetreiber steht per Gesetz² unter Kontrahierungszwang und muss die erzeugte Energiemenge jederzeit abnehmen. Da einige konventionelle Kraftwerkstypen und vor allem die Kernkraftwerke gar nicht oder nur begrenzt geregelt werden können, führt dies im System und auch am Markt zu einigen Konsequenzen, wie beispielsweise negative Strompreise.

Welchen Einfluss die erneuerbaren Energieträger Wind und Wasser, sowie der ebenfalls zufällig schwankende Verbrauch auf den Markt und den Strompreis haben können, wird in dieser Arbeit untersucht.

1.2 Grundlagen der Stochastik

Stochastik ist ein Begriff, der aus dem Altgriechischen abgeleitet wurde. So bedeutet das Wort *στοχαστικός* (stochastikos) so viel wie „zum Vermuten“ oder „im Erraten geschickt sein“, und *στόχος* (stochos) ist das „aufgestellte Ziel“, bzw. das „Zielen“ und „vermuten“³. Eine gute Deutung dieser Begriffe liefert der Vogelflug, der zwar ein bestimmtes Ziel hat, aber der Weg, den der Vogel nimmt, ist ungewiss und kann nur vermutet werden.

Stochastik ist ein Überbegriff in der Mathematik und umfasst die Wahrscheinlichkeitsrechnung und die Statistik. Auch in der Elektrizitätswirtschaft gibt es stochastische Prozesse, die nicht exakt vorausberechnet, sondern nur mit einer gewissen Wahrscheinlichkeit angegeben werden können.

² In Österreich ist das das Ökostromgesetz, in Deutschland das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG).

³ Auskunft von Frau Mag. Ulrike Syrou, Vortragende (Bibelgriechisch, Neugriechisch) an der Karl-Franzens-Universität Graz

Dazu zählen:

- Die dargebotsabhängige Energieerzeugung, wie beispielsweise
 - Laufkraftwerke
 - Zuflüsse von Speicherkraftwerken
 - Windkraftanlagen
 - Photovoltaik
- Der Verbrauch

Folgend soll ein kurzer Überblick über die verwendeten Methoden und Werkzeuge der Stochastik gegeben werden. Sämtliche Beschreibungen und Erklärungen wurden dafür dem Buch „Angewandte Statistik“ (Sachs, et al., 2006) entnommen.

Zur ex-post-Beschreibung einer messtechnisch erfassbaren stochastischen Größe oder Zufallsgröße bedient man sich der so genannten beschreibenden (deskriptiven) Statistik. Diese beinhaltet das Berechnen von Kenngrößen für die Lage und Streuung (Mittelwert und Varianz) einer zufällig verteilten Größe, sowie graphische und tabellarische Darstellungen und Betrachtungen von Häufigkeiten. Darüber hinaus existiert ein weiteres Teilgebiet, die schließende Statistik, welche versucht, aus dafür geeigneten Daten Gesetzmäßigkeiten und Systematiken zu identifizieren, um darauf aufbauend auf zukünftige Ergebnisse schließen zu können.

Die in dieser Arbeit betrachteten Zufallsgrößen⁴ lassen sich in einer Verhältnisskala darstellen, das bedeutet, sie sind stetig und besitzen eine Rangordnung, einen gleich bleibenden Abstand zueinander und einen definierten Nullpunkt, der sinnvolle Vergleiche zulässt. Damit sind unter anderem der arithmetische Mittelwert, Standardabweichung und Varianz sowie Korrelations- und Regressionskoeffizienten zulässige Maße für Lage, Streuung und Assoziation zwischen diesen Größen.

$$\bar{x} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_i \quad (1)$$

Mit x_i Wert i der Menge x
 N..... Umfang (Anzahl der Werte in x)
 \bar{x} arithmetischer Mittelwert

Der in Gleichung (1) dargestellte arithmetische Mittelwert ist ein Maß für die Lage einer Zufallsgröße, der eine Art Schwerpunkt der Datenmenge darstellt. Er ist charakterisiert dadurch, dass die Summe aller Abweichungen ($x_i - \bar{x}$) gleich Null ist.

⁴ Das sind: Verbrauch, Erzeugung, Windgeschwindigkeit, Wasserabfluss

Für einige Berechnungen wurde anstatt des gewöhnlichen arithmetischen Mittelwertes ein gewichtetes arithmetisches Mittel verwendet. Es dient dazu, gewisse Werte der Menge x hervorzuheben, wenn diese unterschiedliche Bedeutung haben und damit verschieden stark in den Mittelwert einfließen sollen. Der gewichtete Mittelwert berechnet sich wie folgt:

$$\bar{x} = \frac{1}{W} \sum_{i=1}^N x_i \cdot w_i \quad (2)$$

Mit w_i Gewicht des Wertes x_i
 W Summe aller Gewichte w_i

Zur Bestimmung der Streuung einer Zufallsvariable wird eine Mittelung der Abweichungen vom arithmetischen Mittelwert verwendet. Da die Summe der Abweichungen per Definition Null ist, werden die quadratischen Abweichungen herangezogen. Sie werden als Standardabweichung s , wie dargestellt in Gleichung (3), bzw. als Varianz s^2 angegeben.

$$s = \sqrt{\frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x})^2} \quad (3)$$

Mit s Standardabweichung (empirisch)

Soll nun eine Zufallsgröße untersucht werden, die sich aus zwei anderen zufällig verteilten Größen x und y zusammensetzt, so kann dies über die Lage- und Streuungsmaße der Ausgangsgrößen erfolgen. Dazu muss jedoch zuvor überprüft werden, ob zwischen x und y ein (statistischer) Zusammenhang existiert.

Die einfachste Methode zum Bestimmen eines derartigen Zusammenhangs ist das Erstellen einer Punktwolke, indem zusammengehörende Wertepaare (x_i, y_i) in ein Koordinatensystem eingetragen werden. Die graphische Methode bietet einen ersten Eindruck, kann jedoch einen Zusammenhang nicht quantifizieren. Dazu eignet sich die (empirische) Kovarianz s_{xy} in Gleichung (4), die die gemeinsame Varianz beider Größen zum Schwerpunkt (\bar{x}, \bar{y}) darstellt, etwas besser, jedoch nur für lineare Zusammenhänge und mit der Einschränkung, dass über die Stärke des Zusammenhangs aufgrund der Abhängigkeit von den absoluten Werten von x und y keine Aussage getroffen werden kann.

$$s_{xy} = \frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y}) \quad (4)$$

Mit s_{xy} empirische Kovarianz der Zufallsgrößen x und y

Wird die Kovarianz auf das Produkt der Standardabweichungen der beiden Größen bezogen, wie in Gleichung (5) dargestellt, so ergibt sich eine normierte Größe, die zwischen -1 und 1 liegt und als empirischer Korrelationskoeffizient r bezeichnet wird. Diese Maßzahl liefert nun auch eine Aussage über die Stärke eines linearen Zusammenhangs. Ein r von Null bedeutet dabei, dass kein linearer Zusammenhang zwischen den betrachteten Größen besteht.

$$r = \frac{s_{xy}}{s_x \cdot s_y} \quad (5)$$

Mit r empirischer Korrelationskoeffizient
 s_x, s_y Standardabweichungen von x und y

Um aus den beschriebenen Maßzahlen für eine gegebene Reihe an Messwerten, einer so genannten Stichprobe, auf den zukünftigen Verlauf schließen zu können, bedient man sich einer Verteilungsfunktion. Diese gibt die Wahrscheinlichkeit an, dass die betrachtete Zufallsvariable einen Wert kleiner oder gleich einem bestimmten Wert annimmt. Verteilungsfunktionen besitzen Parameter, die für Lage und Form der Verteilung ausschlaggebend sind. Zwei spezielle Verteilungen werden in dieser Arbeit verwendet: die Weibull-Verteilung, auf die in Kapitel 2.2.1 eingegangen wird, und die Normalverteilung.

Letztere ist eine rein theoretische Verteilungsfunktion, die exakt in der Realität eher selten auftritt. Dennoch wird sie oft herangezogen, da sie einige Vorteile bei der Berechnung stochastischer Prozesse bietet, wenn diese als annähernd normalverteilt betrachtet werden können. Dies ist vor allem dann der Fall, wenn der zentrale Grenzwertsatz anwendbar ist (siehe dazu Kapitel 7.2.1.2).

Die Parameter der Normalverteilung sind der Erwartungswert μ und die Standardabweichung σ . Eine Besonderheit der Normalverteilung ist, dass der Bereich $\mu \pm \sigma$ etwa zwei Drittel (68,3 %) aller Werte, der Bereich $\mu \pm 2\sigma$ etwa 95,5%, und der Bereich $\mu \pm 3\sigma$ praktisch alle Werte (99,7 %) beinhaltet, die die Zufallsgröße annimmt.

Abschließend wird erneut darauf hingewiesen, dass die dargestellten Sachverhalte aus dem Buch „Angewandte Statistik“ (Sachs, et al., 2006) entnommen wurden.

1.3 Bemerkung zur Langzeituntersuchung von Klimadaten

Das Klima ist aufgrund externer Einflüsse wie beispielsweise Sonnenaktivitäten oder Änderungen in der Stellung der Erdachse zur Sonne ständigen Schwankungen unterworfen, die sowohl langfristig im Bereich von 10^4 Jahren und mehr, aber auch kurzfristig in der Größenordnung von 10 bis 50 Jahren auftreten. Als hinreichend langer Beobachtungszeitraum für die Berechnung von Mittelwerten von Klimagrößen wird üblicherweise ein Zeitraum von 30 Jahren angesehen (Malberg, 2007). Es wird versucht, für die Untersuchungen in dieser Arbeit einen Datenumfang von 30 Jahren zu erreichen, was jedoch aufgrund mangelnder Datenverfügbarkeit nicht in allen Bereichen möglich ist. Daher muss zum Teil mit Zeitspannen von 20 Jahren oder weniger gearbeitet werden.

2 Stromerzeugung aus Windkraft

In diesem Kapitel sind jene theoretischen Grundlagen über Windkraftanlagen (WKA) zusammengefasst, die zur Durchführung der in Kapitel 4 dargestellten Untersuchungen notwendig sind. Der Großteil der Informationen für dieses Literaturkapitel wurde, sofern nicht anders angegeben, aus dem Buch „Windkraftanlagen“ (Hau, 2008) entnommen.

2.1 Entstehung von Winden

Vereinfacht betrachtet ist Wind ein Block bewegter Luftmasse, dessen Bewegungsrichtung eine dreidimensionale Größe ist. Die vertikale Komponente, der so genannte Aufwind, tritt z.B. an Berghängen oder innerhalb von Gewitterzellen auf. Da für die herkömmliche Art der Stromerzeugung aus Wind aber nur die horizontale Komponente genutzt wird, wird der Aufwind nicht näher betrachtet.

Die Ursache für die Luftbewegung ist zum überwiegenden Teil die Sonneneinstrahlung. Betrachtet man die Oberfläche unseres Planeten, so besteht diese aus großen Land- und Wasserflächen, die sich bei Sonneneinstrahlung unterschiedlich stark und schnell erwärmen⁵. Auch am Land gibt es Unterschiede zwischen großen Wald-, Wüsten- oder Eisflächen, da diese die Sonnenstrahlung unterschiedlich stark absorbieren. Die über den verschiedenen Oberflächen befindliche Luft wird in gleichem Maß verschieden stark erwärmt. Es entsteht eine inhomogene Verteilung von Temperatur und Dichte der Luft, aufgrund derer es zu einer Kraftwirkung kommt, welche zur Wiederherstellung des homogenen Zustands die Luftmassen in Bewegung setzt.

2.1.1 Globale Winderscheinungen

Der stärkste Absorptionsunterschied der Sonneneinstrahlung tritt zwischen den Tropengebieten in Äquatornähe und den Polkappen auf, wodurch die resultierende Ausgleichsströmung von Norden nach Süden am Stärksten ist. Die aufgrund der Erdrotation auftretenden Corioliskräfte lenken der Luftstrom jedoch ab, so dass sich die in Abbildung 1 dargestellten globalen Strömungsverhältnisse ergeben.

Neben der Sonneneinstrahlung gibt es auch noch andere Mechanismen, die eine Luftbewegung hervorrufen. Diese sind jedoch in der Regel für die Windkraftnutzung nicht ausschlaggebend, da sie in höheren atmosphärischen Schichten auftreten. Aus diesem Grund wird auf eine genauere Betrachtung an dieser Stelle verzichtet.

⁵ Dies geschieht aufgrund der unterschiedlichen Absorptionsfähigkeiten der verschiedenen Oberflächen.

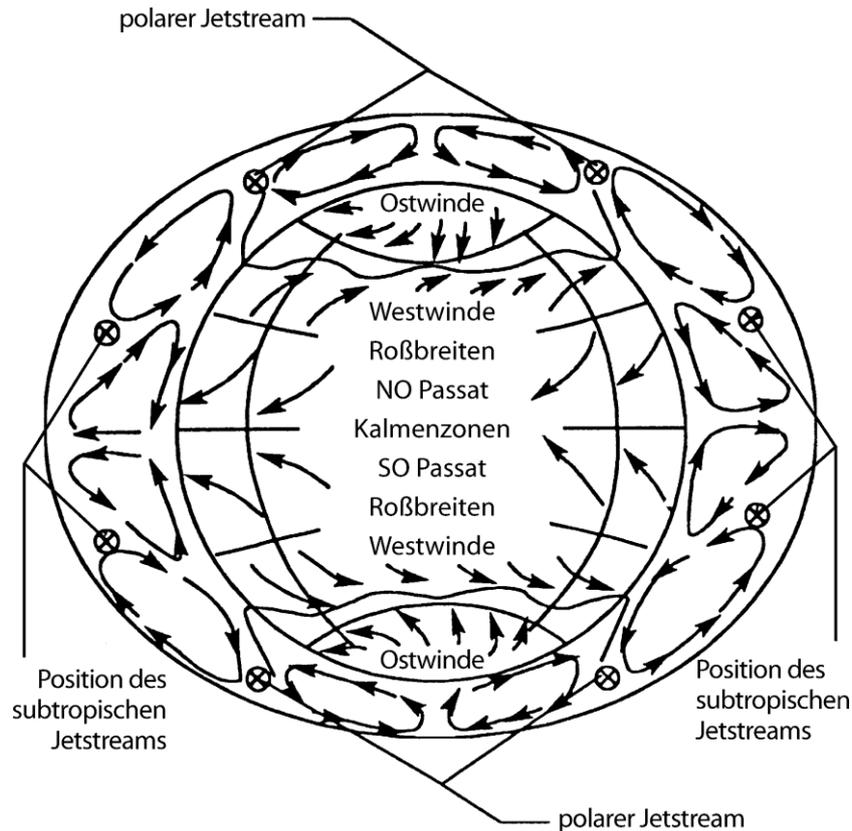


Abbildung 1: Globale Windströmungen. Quelle: Windkraftanlagen (Hau, 2008a), S. 507

2.1.2 Lokale Winderscheinungen

Der globale Effekt der Sonneneinstrahlung auf die Luftmasse tritt auch im kleineren, geographisch begrenzten Rahmen auf. Zum Beispiel kann die unterschiedliche Ausrichtung zweier gegenüberliegender Berghänge in einem Tal zu einer lokalen Strömung führen. Ein ähnliches Verhalten ist an Binnenseen zu beobachten, wo sich die Landmasse schneller erwärmt als das Wasser, so dass eine Strömung vom Wasser zum Ufer auftritt.

Auch lokal treten zusätzliche Effekte in Erscheinung, welche die Windverhältnisse beeinflussen können. Ein Einschnitt in einer Gebirgskette führt zu einer zusätzlichen Beschleunigung der Windströmung, ähnlich wie in einer Gasdüse (sogenannter „Gap-Effekt“). Am Kamm einer Gebirgskette kommt es ebenfalls zur Beschleunigung der Luft, daher werden beispielsweise in den Alpen Windparks entlang von Gebirgskämmen errichtet. Schlussendlich haben auch meteorologische Erscheinungen wie Gewitter eine Auswirkung auf die lokalen Windverhältnisse.

2.2 Mathematische Beschreibung von Wind

Ein Ziel der schließenden Statistik ist es, mittels Verteilungsfunktionen aus einer Stichprobe einer stochastischen Größe die zukünftige Entwicklung mit einer gewissen Unsicherheit vorherzusagen. Dazu gibt es eine Anzahl von vordefinierten Verteilungen sowohl für diskrete, als auch für stetige Zufallsgrößen.

Als Beispiel für stetige Verteilungen (die Windgeschwindigkeit ist eine stetige Größe) sind die Gleichverteilung, die Normalverteilung, die Lognormalverteilung und die Exponential- sowie Weibull-Verteilung zu nennen (Sachs, et al., 2006).

Für den Wind hat sich bei verschiedenen vorhergehenden Untersuchungen herausgestellt, dass die Weibull-Verteilung am besten für die mathematische Darstellung der Windgeschwindigkeit geeignet ist (Hau, 2008).

2.2.1 Die Weibull-Verteilung

Die Weibull-Verteilung ist eine Weiterentwicklung der Exponentialverteilung. Es wird in eine zweiparametrische und eine dreiparametrische Weibull-Verteilung unterschieden. Für die Windgeschwindigkeit ist die Verwendung der zweiparametrischen Verteilung ausreichend, daher wird diese kurz beschrieben.

Die Verteilungsfunktion und die Dichtefunktion der Weibull-Verteilung mit zwei Parametern lauten gemäß (Sachs, et al., 2006):

$$F(x) = 1 - e^{-\left(\frac{x}{\alpha}\right)^\beta} \quad \forall x \geq 0; \alpha > 0, \beta > 0 \quad (6)$$

$$f(x) = \left(\frac{\beta}{\alpha}\right) \cdot \left(\frac{x}{\alpha}\right)^{\beta-1} \cdot e^{-\left(\frac{x}{\alpha}\right)^\beta} \quad \forall x \geq 0; \alpha > 0, \beta > 0 \quad (7)$$

Mit $F(x)$ Verteilungs- oder Wahrscheinlichkeitsfunktion
 $f(x)$ Dichtefunktion der Verteilung
 α Skalenparameter
 β Formparameter

Die beiden Parameter werden Skalenparameter (α) und Formparameter (β) genannt, ihr Einfluss auf die Dichtefunktion ist in Abbildung 2 dargestellt. Für den Spezialfall $\beta=1$ geht die Weibull- in eine Exponentialverteilung über.

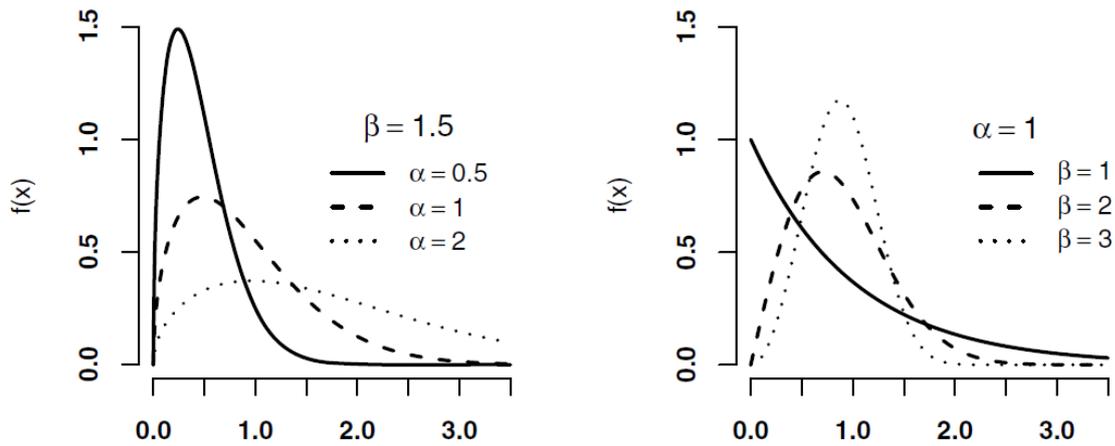


Abbildung 2: Dichtefunktion der Weibullverteilung in Abhängigkeit der Parameter.
Quelle: *Angewandte Statistik (Sachs, et al., 2006), S. 210*

Ein weiterer Spezialfall ist $\beta=2$, welcher Rayleigh-Verteilung genannt wird. Diese Form der Weibull-Verteilung ist charakteristisch für die Windgeschwindigkeit (Hau, 2008).

2.2.2 Praktische Beispiele anhand ausgesuchter Standorte

Anhand der Standorte St. Pölten und Neusiedl am See soll die Genauigkeit einer Näherung über die Weibull-Verteilung demonstriert werden. Die Weibull-Dichtekurven werden mittels eines Curve-Fit⁶ an die Häufigkeitsverteilung angepasst, wobei die Methode der kleinsten Quadrate⁷ zum Einsatz kommt. Abbildung 3 und Abbildung 4 zeigen die Ergebnisse.

⁶ Ein Fit ist das bestmögliche Anpassen der Funktionskurve an gegebene Stützstellen mittels Variation der Parameter.

⁷ Das bedeutet, die Summe der Quadrate der Abweichungen wird minimiert.

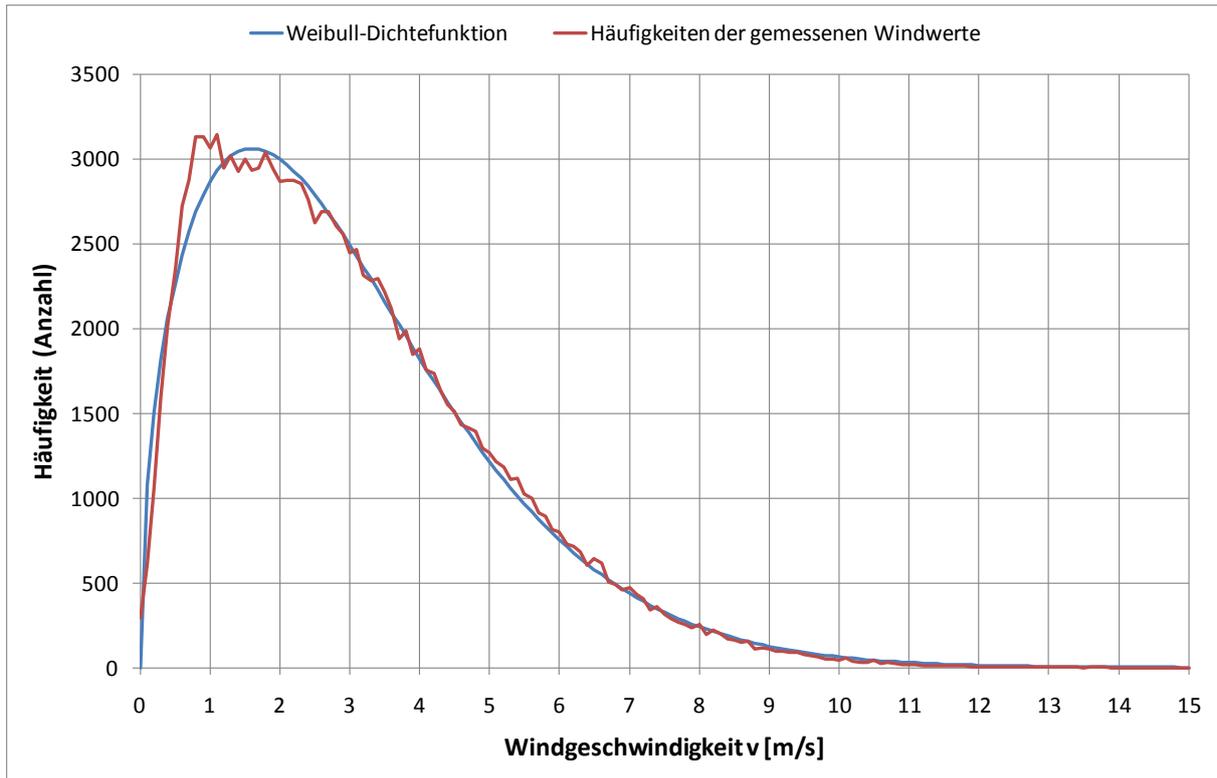


Abbildung 3: Häufigkeiten der Windstärke in Bodennähe und Weibull-Dichtefunktion⁸ für Standort St. Pölten (1994-2009). Datenquelle: Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik (ZAMG)

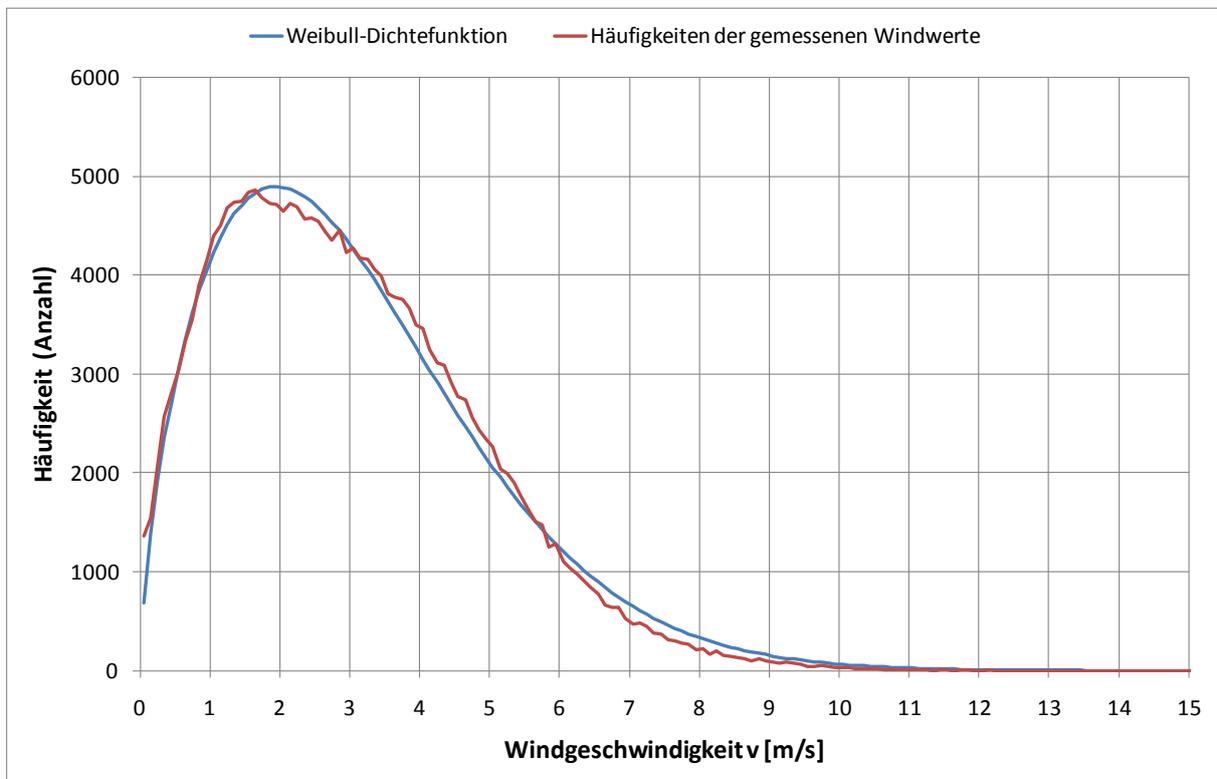


Abbildung 4: Häufigkeiten⁹ und Weibull-Dichtefunktion für Standort Neusiedl am See (1984-2009). Datenquelle: Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik (ZAMG)

⁸ Zur Darstellung wird die Dichtefunktion mit der Gesamtzahl der Werte (etwa 137.000) und der Klassenbreite(0,1 m/s) für die Berechnung der Häufigkeiten multipliziert.

Die Tabelle 1 zeigt die Parameter der Weibull-Verteilung, die sich aus dem Least-Square-Fit ergeben haben:

Standort	Parameter	
	α	β
St. Pölten	3,352	1,494
Neusiedl/See	3,448	1,642

Tabelle 1: Weibull-Parameter der ausgewählten Standorte

Während die Näherung für den Standort St. Pölten vor allem im Bereich höherer Windgeschwindigkeiten, welcher für die Windkraftherzeugung von größerer Bedeutung ist, sehr genau den Messwerten entspricht, zeigt die Näherung am Standort Neusiedl am See eine sichtbare Abweichung.

Zum Vergleich mit einem windreichen deutschen Standort ist in Abbildung 5 eine Grafik aus dem Buch „Windkraftanlagen“ (Hau, 2008) dargestellt. Der Parameter „A“ entspricht dabei α , „k“ entspricht β . Der Unterschied der Parameter zwischen den österreichischen Binnenstandorten und der deutschen Nordseeinsel ist deutlich.

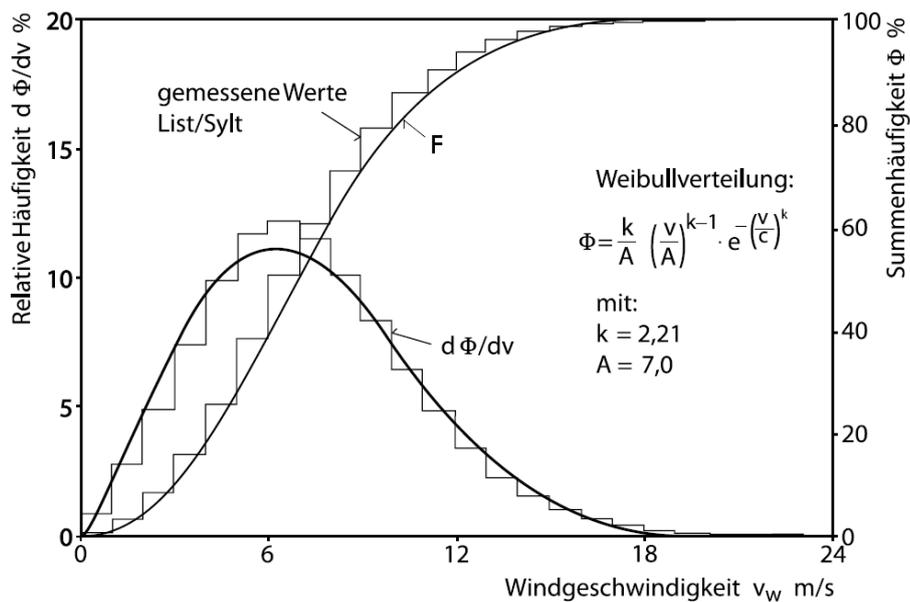


Abbildung 5: Weibull-Fit für Standort List auf Sylt mit den resultierenden Parametern.
 Quelle: Windkraftanlagen (Hau, 2008), S. 514

⁹ Klassenbreite: 0,1 m/s; Wertumfang: ca. 219.000

2.3 Die Windkraftanlage

Der zentrale Punkt der Windenergieumwandlung ist die Windkraftanlage. In diesem Unterkapitel sollen jene technischen Eckpunkte der WKA zusammengefasst werden, welche für die Erstellung der Arbeit notwendige Grundkenntnisse darstellen.

2.3.1 Historische Entwicklung und Bauformen

Windmühlen stellen die früheste Form von Windenergienutzung dar. Die erste belegbare Windmühle ist im Jahr 644 erstmals erwähnt worden (Hau, 2008c) und wurde seitdem kontinuierlich weiterentwickelt (Hau, 2008). Die erste Verwendung zur Erzeugung elektrischen Stroms, abgesehen von einigen „findigen Bastlern“, wie Hau schreibt, erfolgte jedoch erst viel später und geht auf den dänischen Professor Poul La Cour zurück (Hau, 2008c). Dieser baute 1891 die erste experimentelle Windkraftanlage zum Antrieb eines Dynamos, der Vorläufer unserer heutigen Windkraftanlage.

Schon zur Zeit der ersten Windmühlen wurden zwei Arten von Anlagen unterschieden: jene mit horizontaler und jene mit vertikaler Antriebsachse, eine Unterscheidung, die bis heute geblieben ist, obwohl sich der Horizontalläufer durchgesetzt hat.

2.3.1.1 Windkraftanlagen mit vertikaler Achse

Der Form halber werden an dieser Stelle auch einige Anlagen vorgestellt, die eine vertikale Laufachse besitzen. In Afghanistan sind zum Teil heute noch Windmühlen in Vertikalbauweise vorhanden (Hau, 2008). Die heutzutage gebräuchlichen Ausführungen von Vertikalläuferanlagen sind der Savonius-, der Darrieus- und der H-Rotor, welche in Abbildung 6 skizziert sind.

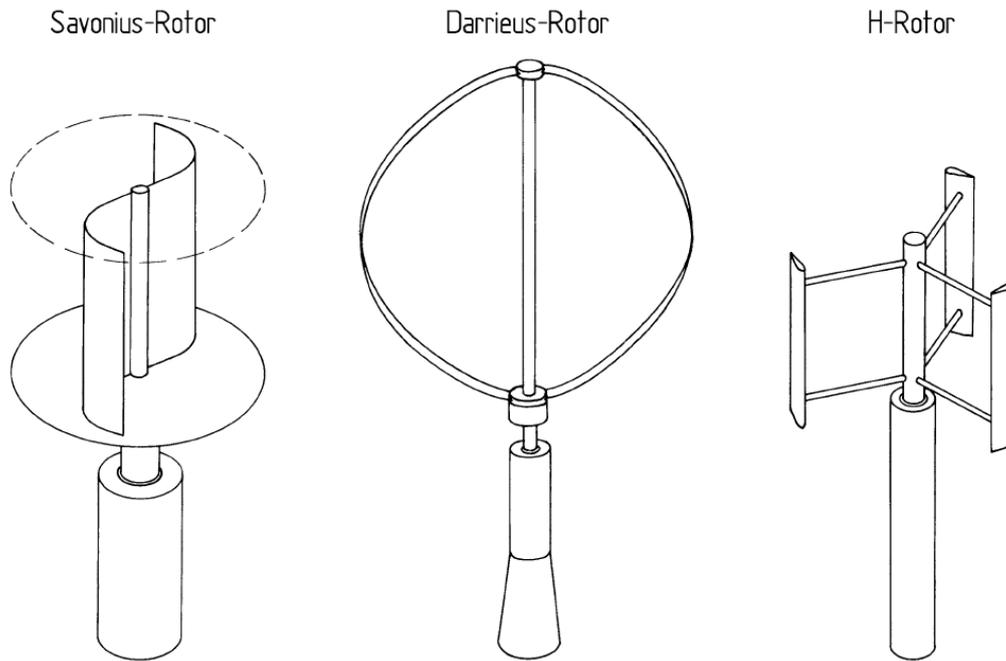


Abbildung 6: Vertikalbauformen von Windkraftanlagen.
Quelle: Windkraftanlagen (Hau, 2008), S. 66

Während der Savoniusrotor ein Widerstandsläufer ähnlich dem von Anemometern bekannten Schalenkreuz ist und zur Stromerzeugung aus Wind im größeren Stil nicht eingesetzt wird, nutzen die anderen beiden Varianten den aerodynamischen Auftrieb. Für beide gibt es tatsächlich realisierte Anlagen, WKA mit H-Rotor werden für kleine Leistungen sogar in Serie produziert (BWE, 2009).

2.3.1.2 Windkraftanlagen mit horizontaler Achse

Die typische Windkraftanlage von heute hat jedoch eine horizontal angeordnete Achse und besitzt einen Rotor nach dem aerodynamischen Prinzip mit drei Rotorblättern. In der Triebwerksgondel ist der Generator untergebracht, der entweder als umrichter gesteuerte Synchron- oder als doppelt gespeiste Asynchronmaschine ausgeführt ist, und je nach Antriebskonzept über ein Getriebe verfügt. Abbildung 7 zeigt einen schematischen Querschnitt durch eine Windkraftanlage mit horizontaler Laufachse nach heutigem Stand der Technik. An dieser Stelle ist anzumerken, dass jeder Hersteller ein eigenes System entwickelt und verfolgt, und die Gestaltung der Triebwerksgondel dementsprechend von Abbildung 7 abweichen kann.

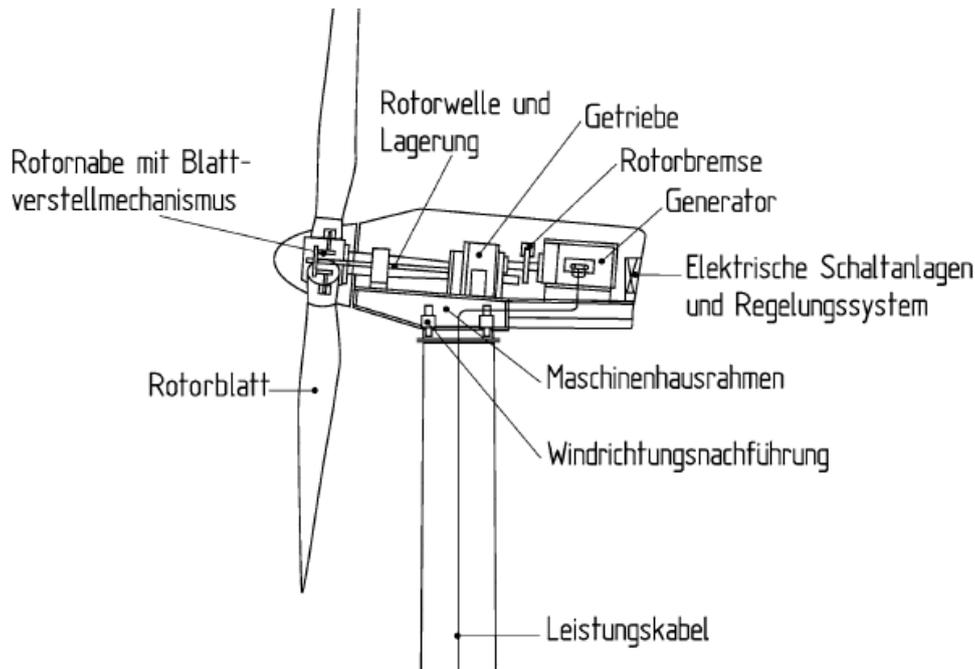


Abbildung 7: Triebwerksgondel (schematisch) einer heutigen Windkraftanlage.
 Quelle: Windkraftanlagen (Hau, 2008) (Ausschnitt), S. 71

2.3.2 Funktionsweise der Windenergiegewinnung

Zur Modellierung des Windrades ist es notwendig, die Funktionsweise der Anlage zu kennen. Tatsächlich ist die Wandlung der Windenergie in elektrischen Strom vor allem im Bereich des Rotors wesentlich komplexer, als dies in den folgenden Unterkapiteln dargestellt wird. Vereinfachungen wie die Vernachlässigung von Luftverwirbelungen und Abschattungseffekten innerhalb von Windparks mussten jedoch getroffen werden, da bei Berücksichtigung aller Faktoren der Aufwand der Modellierung für den Rahmen dieser Arbeit zu umfangreich wird.

2.3.2.1 Physikalische Grundlagen

Wie bereits in den einleitenden Abschnitten beschrieben, ist Wind nichts anderes als bewegte Luft. Diese Bewegungsenergie wird mit dem Rotor in mechanische Energie umgewandelt. Der Rotor ist über eine Welle mit dem Generator verbunden, welcher wiederum aus der mechanischen Energie elektrischen Strom erzeugt. Diese vereinfachten Schritte werden in weiterer Folge mathematisch dargestellt, vgl. (Hau, 2008).

Für ein definiertes Luftvolumen V mit einer Masse m und einer Geschwindigkeit v ergibt sich für die kinetische Energie:

$$E_{kin} = \frac{m \cdot v^2}{2} \quad (8)$$

Mit E_{kin} kinetische Energie
 m Masse
 v Geschwindigkeit

Wird angenommen, dass im betrachteten Zeitpunkt die Windgeschwindigkeit konstant ist, so ergibt sich Gleichung (9) für die Leistung als Ableitung der Energie nach der Zeit:

$$P_{kin} = \frac{\dot{m} \cdot v^2}{2} \quad \text{für } v = const \quad (9)$$

mit \dot{m} Massenstrom

Die Luftmasse strömt durch die vom Rotor der Windkraftanlage erfasste Querschnittsfläche A. Der Rotor wird für diesen Fall vereinfacht als zweidimensionale Ebene angesehen (siehe Abbildung 8). Die Gleichung für den Massenstrom lautet:

$$\dot{m} = \rho \cdot \dot{V} = \rho \cdot v \cdot A \quad (10)$$

Mit ρ Dichte
 A..... Querschnittsfläche
 \dot{V} Volumenstrom

Durch Einsetzen von (10) in (9) ergibt sich ein Ausdruck, der die typische kubische Abhängigkeit der Leistung von Windgeschwindigkeit zeigt:

$$P_{kin} = \frac{\rho \cdot v \cdot A \cdot v^2}{2} = \frac{\rho \cdot A \cdot v^3}{2} \quad (11)$$

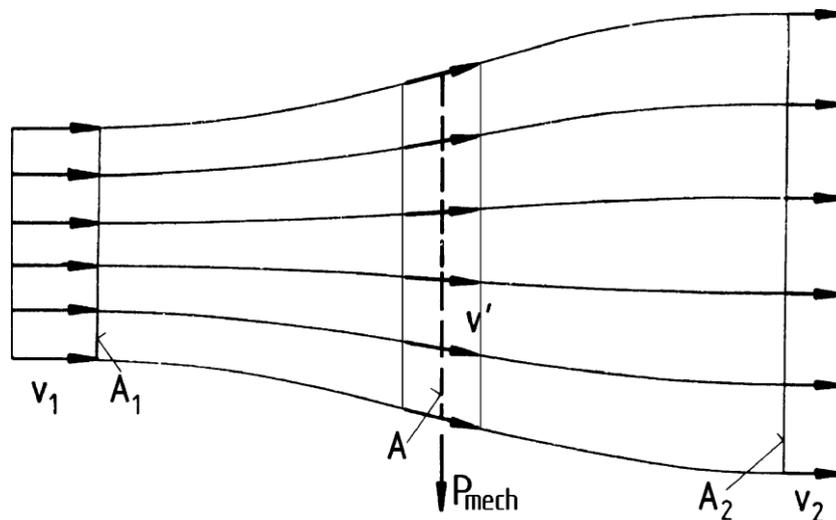


Abbildung 8: Strömungsverhältnisse am Rotor (die gestrichelte Linie stellt die Rotorebene dar)
 Quelle: Windkraftanlagen (Hau, 2008), S. 80

Die mechanische Leistung, die der Rotor der Luft entnehmen kann, entspricht der Differenz der Leistung vor und nach dem Rotor:

$$P_{mech} = \eta \cdot (P_{kin,vor} - P_{kin,nach}) = \frac{\eta \cdot \rho}{2} \cdot (A_1 \cdot v_1^3 - A_2 \cdot v_2^3) \quad (12)$$

Mit η Wirkungsgrad des Rotors (hier vereinfacht als konstant angenommen); er wird üblicherweise als Rotorleistungsbeiwert c_{PR} angegeben, dieser ist jedoch abhängig vom Betriebspunkt.

A_1, v_1 Wirkungsquerschnitt und Geschwindigkeit vor dem Rotor

A_2, v_2 Wirkungsquerschnitt und Geschwindigkeit nach dem Rotor

Aus Gleichung (12) könnte fälschlicherweise abgeleitet werden, dass die entnommene Leistung maximal ist, wenn v_2 Null ist. Da jedoch die anströmende Luft nach dem Rotor wieder abtransportiert werden muss, ist dieser Fall physikalisch nicht möglich. Berücksichtigt man den Widerstand, den der Rotor der Luftströmung entgegensetzt, zeigt sich, dass ein gewisses Verhältnis der Geschwindigkeiten vor und nach dem Rotor zu einer maximalen Leistungsausbeute führen. Das optimale Verhältnis zwischen kinetischer Windleistung und Leistungsausbeute wird idealer Leistungsbeiwert oder Betz'scher Leistungsbeiwert genannt und beträgt 0,593 bei einem Geschwindigkeitsverhältnis von $v_2/v_1 = 1/3$. Für die exakte Herleitung wird auf die Literatur (Hau, 2008) verwiesen.

In Abbildung 9 sind die Kennlinien verschiedener Rotortypen aufgetragen. Auf der Abszisse wird dafür die Schnelllaufzahl aufgetragen, welche das Verhältnis von Umfangsgeschwindigkeit der Blattspitze zur anströmenden Windgeschwindigkeit darstellt (Hau, 2008).

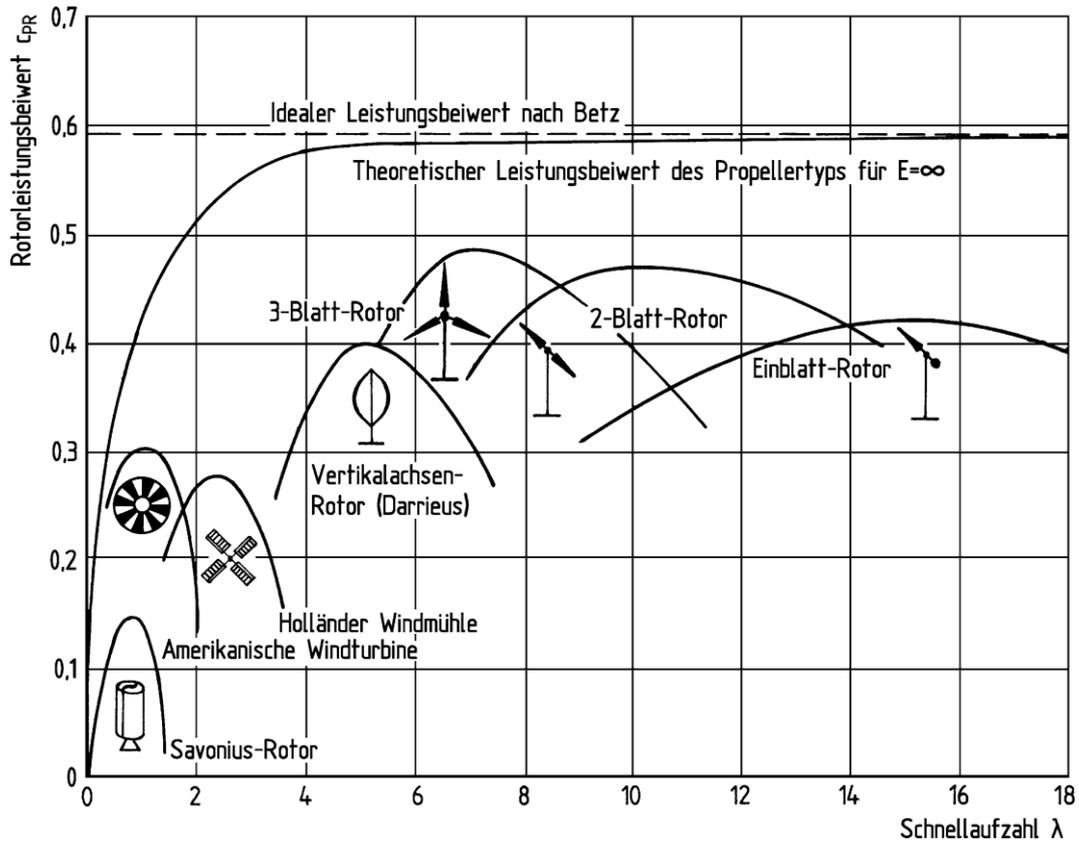


Abbildung 9: Rotorleistungsbeiwert verschiedener Bauarten in Abhängigkeit der Schnelllaufzahl.
 Quelle: Windkraftanlagen (Hau, 2008d), S. 106

Eine genauere Darstellung der Wirkungsgrade und Verluste an der Windkraftanlage wird an dieser Stelle nicht ausgeführt, da die Modellierung ohnehin mit Messdaten der Kennlinie einer realen Anlage vorgenommen wird.

2.3.2.2 Die Leistungskennlinie

Die Leistungskennlinie einer Windkraftanlage stellt den Verlauf der elektrischen Leistung, die ins Netz gespeist wird, über der anströmenden Windgeschwindigkeit dar. Sie besteht im Wesentlichen aus vier Abschnitten, die in Abbildung 10 skizziert sind.

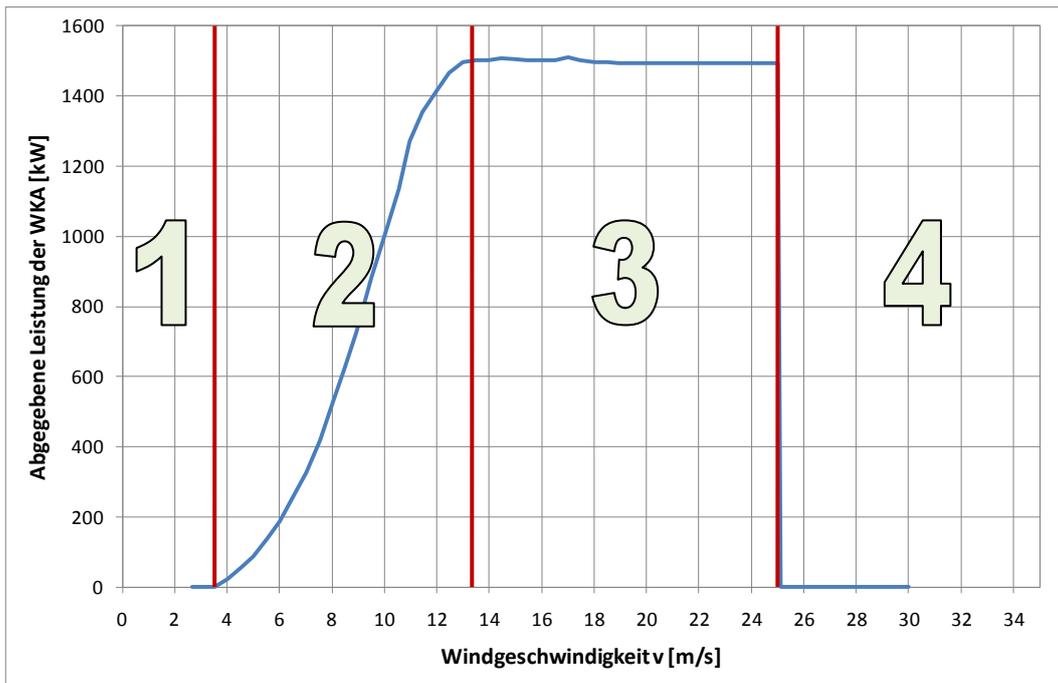


Abbildung 10: reale Kennlinie einer Anlage vom Typ Nordex S70 (1,5 MW)
 Datenquelle: Wind Energy Market 2009 (BWE, 2009), S. 125

Die vier Bereiche unterscheiden sich durch folgende Merkmale:

- 1) von 0 m/s bis v_{cl} (Einschaltgeschwindigkeit): Die Leistungsabgabe ist konstant Null. Erst wenn die Windgeschwindigkeit groß genug ist, dass die WKA mehr Energie produziert als sie durch Verluste und Eigenbedarf benötigt, geht die Anlage ans Netz.
- 2) von v_{cl} bis v_r (Nennwindgeschwindigkeit): Die Leistungsabgabe folgt ungefähr der in Kapitel 2.3.2.1 hergeleiteten kubischen Funktion, jedoch treten im oberen Teil erhöhte Rotorverluste auf, wodurch die Kurve verschliffen wird.
- 3) von v_r bis v_{co} (Abschaltgeschwindigkeit): Die Leistungsabgabe erfolgt etwa konstant mit Nennleistung, was durch eine Rotorblattverstellung möglich wird. Hierfür gibt es verschiedene Regelmechanismen, für eine genaue Beschreibung sei jedoch wiederum auf die Literatur (Hau, 2008) verwiesen.
- 4) ab v_{co} : Die WKA schaltet sich bei einer gewissen maximalen Geschwindigkeit ab, um Beschädigungen durch Überlastung zu vermeiden. Die Leistungsabgabe ist Null.

2.4 Auswirkungen der Windkraft auf die Elektrizitätswirtschaft

Die Fluktuationen der Einspeisung aus Windkraftherzeugung haben mehrere Auswirkungen auf die Elektrizitätswirtschaft, neben den bekannten technischen Problemstellungen vor allem im Bereich der Investitionsplanung. Der jährliche Energieertrag ist stark standortabhängig und von Jahr zu Jahr verschieden. Daher wurden Methoden entwickelt, um einen Windkraftstandort in Hinsicht auf die zu erwartende produzierte Energiemenge zu bewerten.

Die Erstellung von Windindizes ist eine Methode zur Bewertung eines Standortes im Hinblick auf den Energieertrag der Erzeugung aus Wind, die z.B. in Deutschland oder Dänemark angewandt wird. Sie ist grundsätzlich sehr einfach: die gemessene Größe, z.B. der Ertrag des aktuellen Monats, wird auf einen definierten Langzeitmittelwert bezogen. Somit entsteht eine normierte Größe, die eine bewertende Aussage über die betrachtete Periode des jeweiligen Standortes liefert.

Mit dem Windindex löst man üblicherweise zwei Aufgabenstellungen: Zum einen kann mit den bisher gemessenen Monatserträgen, die unter Zuhilfenahme des Index korrigiert werden, auf den zu erwartenden Jahresertrag geschlossen werden¹⁰ (IWET, 2007). Zum anderen kann durch Normierung mit dem Windindex festgestellt werden, ob eine Anlage konstante Erträge liefert, oder ob Störungen aufgetreten sind, die zu Mindererträgen führen (Winkler, et al., 2002).

Trotz des relativ einfachen Berechnungsverfahrens gibt es mehrere verschiedene Windindizes, die sich in ihrer Aussage auch unterscheiden können, vor allem da jede Institution bei der Herausgabe eines Windindex ihre eigene Philosophie verfolgt. An dieser Stelle werden drei bekannte deutsche Indizes kurz vorgestellt, um einen Überblick über die Vielfalt der Windindizes zu geben.

2.4.1 Der IWET-Windindex

Der Index der Ingenieurwerkstatt für Energiewirtschaft (IWET), auch Betreiberdatenbasis (BDB)-Index oder Keiler/Häusler-Index genannt, ist der am häufigsten eingesetzte Windindex in Deutschland und gilt als Standard (Winkler, et al., 2002). Der Index wird seit dem Jahr 1991 veröffentlicht und wird in monatlicher Auflösung für verschiedene Regionen ermittelt. Dabei wird das Referenzjahr in 12 gleiche Teile geteilt, und das aktuelle Monat mit diesem Zwölftel verglichen. Das bedeutet jedoch, dass alle Monate gleich gewertet werden, was nicht der Realität entspricht.

Das konkrete Berechnungsverfahren besteht aus zwei Schritten (IWET, 2007): Zuerst wird für jede einzelne Windkraftanlage der so genannte WEA-Index berechnet, das ist die Monatsproduktion bezogen auf ein Zwölftel des Langzeit-Jahresproduktionsmittelwertes der jeweiligen Anlage.

¹⁰ An dieser Stelle muss man anmerken, dass die dabei errechneten absoluten Werte nur als Richtwerte zu verstehen sind.

Dieser wird jedoch nicht aus Messwerten ermittelt, sondern wird mittels eines weiteren Index berechnet, der extern bezogen wird und langjährige Wetterdaten als Basis verwendet. Im zweiten Schritt werden dann in einem iterativen Verfahren alle Einzel-WEA-Indizes mit den berechneten mittleren Jahreserträgen zum BDB-Index zusammengefasst.

Der langjährige Jahresmittelwert, auf den die gemessenen Erträge der Windkraftanlagen bezogen werden, ist eine entscheidende Größe für das Ergebnis des Index. Zu diesem Thema gab es schon einige Diskussionen und es gehen auch die Meinungen der Herausgeber der einzelnen Indizes auseinander, allgemein wird jedoch ein Langzeitbezug von 25 bis 35 Jahren empfohlen. (IWET, 2007). Im Fall des IWET-Index wurde für das Jahr 2006 der Bezugszeitraum 1975 bis 2004, also 30 Jahre, gewählt. Als Grundlage wird der World-Wind-Atlas der Firma Sander herangezogen, und mittels einer Kennlinie werden die Windwerte in Leistungen umgerechnet.

Der IWET-Index wird für 25 Regionen berechnet (siehe Abbildung 11), die so gebildet wurden, dass annähernd gleiche Windverhältnisse in je einer Region zusammengefasst und von möglichst vielen Windkraftanlagen repräsentiert werden.

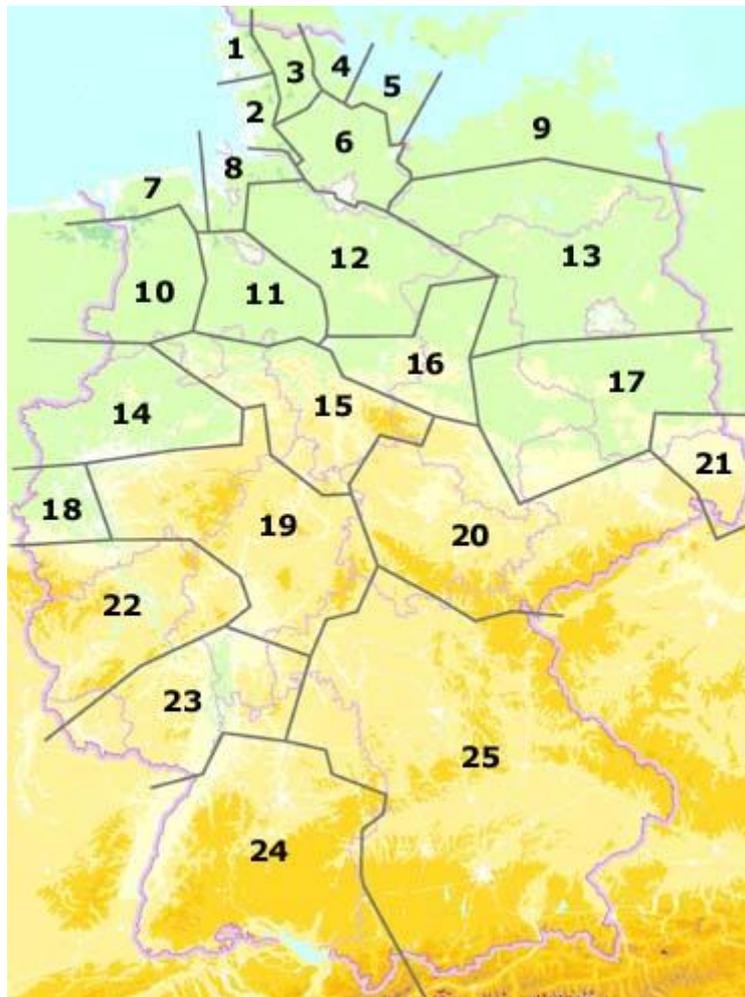


Abbildung 11: die 25 Regionen des IWET-Index. Quelle: Betreiberdatenbasis (Keiler, et al., 2006)

2.4.2 Der ISET-Windindex

Das Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET), welches heute ein Teil des Fraunhofer Institutes für Windenergie und Energieversorgungstechnik (IWES) ist, hat ebenfalls einen Windindex entwickelt. Der wesentliche Unterschied im Vergleich zum IWET-Index ist die räumliche Auflösung.

Das ISET hat das deutsche Bundesgebiet in einen Raster von 10x10 Kilometern unterteilt¹¹ und legt als Datenbasis das selbstentwickelte Produkt WMEP (Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm) zugrunde. Die Winddaten werden mit einem Sensornetzwerk gemessen, das über 60 Messstationen (Stand: 2003) verfügt. Die Windgeschwindigkeiten werden in der Höhe von 50 m an ausgewählten, für die Windenergieerzeugung relevanten Orten evaluiert. Die Sensoren sind zum Teil in geringerer Höhe montiert, so dass die Werte zuerst auf 50 m hochgerechnet werden müssen (Hahn, et al., 2003).

Die gemessenen Werte werden für Orte in unmittelbarer Nähe der Messstation direkt übernommen, während bei weiter entfernten Orten die Messungen der fünf unmittelbar umgebenden Messstellen interpoliert werden.

Auch bei diesem Verfahren werden die Windgeschwindigkeiten auf einen Langzeit-Mittelwert bezogen. Der Rechenschritt wird für alle der etwa 3800 Teilstücke und für jedes Jahr bzw. Monat durchgeführt, das Ergebnis für die Jahre 2007 und 2008 lässt sich Abbildung 12 entnehmen.

Das ISET legt ganz klar fest, dass der Windindex von einzelnen Produktionsergebnissen abweichen kann. Der Index liefert eine Aussage über die theoretisch verfügbare Windenergie-menge in einem Jahr für eine bestimmte Gegend – nicht jedoch für eine bestimmte WKA, da dafür Standzeiten bedingt durch Wartungsarbeiten und Ausfälle berücksichtigt werden müssten.

¹¹ Stand 2003; inzwischen erfolgt die Darstellung mit einer kontinuierlichen Grafik (siehe Abbildung 12 rechts).

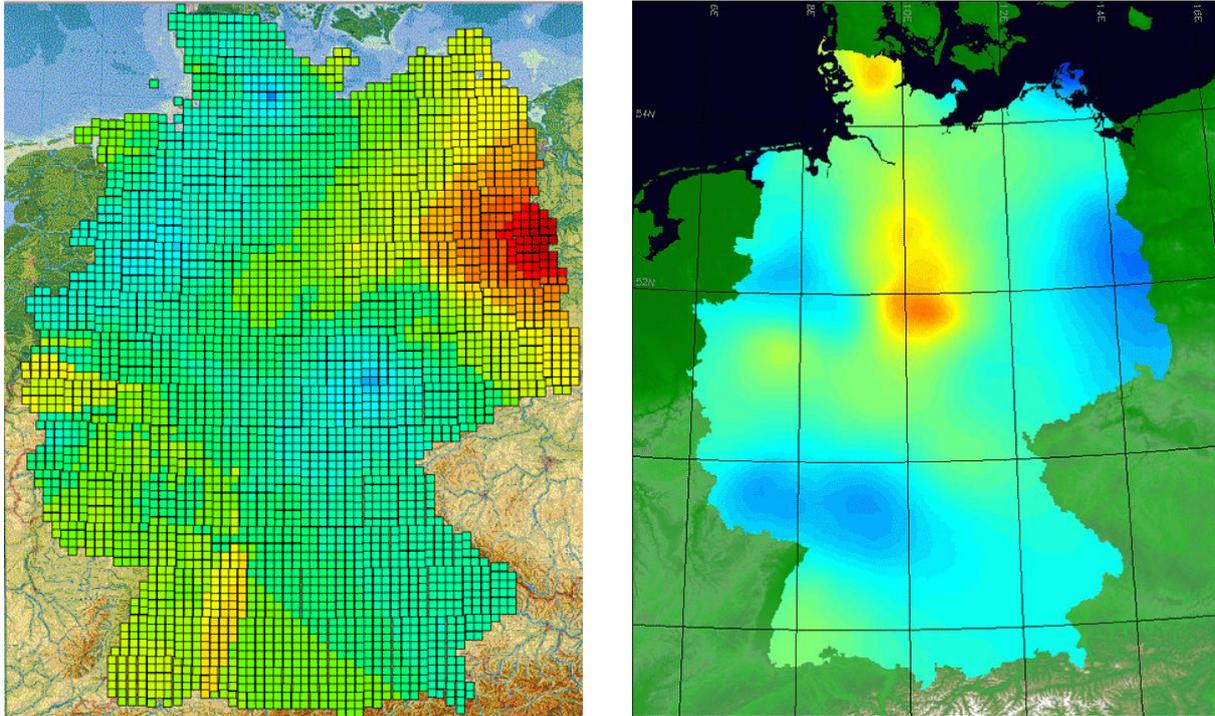


Abbildung 12: ISET-Index für das Jahr 2007, Auflösung 10 x 10 km (links) und für das Jahr 2008, kontinuierlich aufgelöst dargestellt (rechts). Quelle: ISET (ISET, 2010)

2.4.3 Der IWR-Index

Das internationale Wirtschaftsforum für regenerative Energien (IWR) ist ein weiterer Herausgeber für Windindizes. Grundsätzlich unterscheidet sich deren Index auf mehrere Arten von den bereits vorgestellten:

- Es handelt sich erneut um eine andere räumliche Aufteilung, und zwar in Küstengebiet und Binnenland (d.h. nur zwei verschiedene Regionen für ganz Deutschland)
- Der Index wird aus den gemessenen Erträgen von realen Anlagen ermittelt.
- Es handelt sich um einen dynamischen Index, welcher die Werte der 5, 10 oder 30 vergangenen Jahre (gezählt vom betrachteten Jahr) als Bezugsmittelwert zusammenfasst, und nicht die Werte eines fest vorgegebenen Zeitraums wie bei den anderen beiden Indizes.

Auch das IWR weist deutlich darauf hin (IWR, 2009), dass der Windindex nur eine Orientierungshilfe ist. Anders als bei den vorangegangenen Indizes werden die Ergebnisse des IWR-Index kostenlos auf der Internetseite des IWR veröffentlicht.

3 Stromerzeugung aus Wasserkraft

Die Wasserkraft hat nicht nur in Österreich eine lange Tradition und stellt heute eine weitestgehend ausgereifte Technologie zur Energiegewinnung dar. Die folgenden Unterkapitel dieses Abschnittes sollen daher keine wissenschaftliche Abhandlung zu dem Thema bieten, sondern zum leichteren Verständnis des Kapitel 5 die wichtigsten Grundlagen kurz zusammenfassen.

3.1 Der Wasserkreislauf

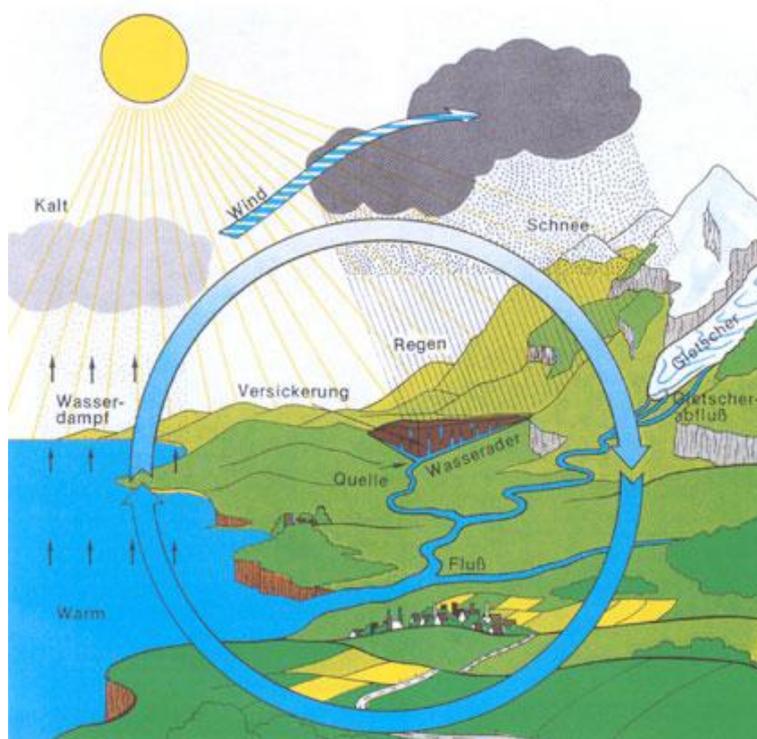


Abbildung 13: Der Wasserkreislauf der Erde.
Quelle: Judo (Judo, 2010)

Abbildung 13 zeigt den Wasserkreislauf unseres Planeten. Wie bei der Windkraft ist auch bei der Wasserkraft die Sonne der treibende Motor. Sie befördert Wassermassen in Form von Dampf von der Oberfläche (z.B. großer Gewässer) in die Atmosphäre, wo sie aufgrund der kalten Umgebungstemperatur zu kleinen Wassertröpfchen kondensieren und sich Wolken bilden. Durch Luftströmungen kommt es zur Verfrachtung der Wolken über das Festland. Hier fällt das Wasser, meist an Gebirgsketten und Grenzen zwischen Hoch- und Niederdruckgebieten, aufgrund der weiteren Anhebung der Wolken als Niederschlag in Form von Regen oder Schnee wieder auf die Erdoberfläche zurück.

Dieser Prozess hebt die Wassermassen auf ein höheres Potential des Gravitationsfeldes der Erde. Naturgemäß fließen daher die Wassermassen, sofern sie können, oberirdisch (z.B. als Fluss) und unterirdisch (z.B. als Grundwasserströmung) wieder auf ein niedrigeres Potential zurück, wobei sie die gewonnene potentielle Energie in Form von Bewegung und Reibung wieder abarbeiten.

3.2 Das Wasserkraftwerk

Wasserkraftwerke nutzen einen kleinen Teil des Höhenunterschiedes zwischen Quelle und Mündung eines Flusses, um die potentielle Energie in mechanische Arbeit und schließlich elektrische Energie umzusetzen. Der Höhenunterschied und die Durchflussgeschwindigkeit (Abfluss) des Wassers sind dabei die bestimmenden Größen des Potentials für die Wasserkrafterzeugung.

3.2.1 Bauarten von Wasserkraftwerken

Man unterscheidet bei Wasserkraftwerken grob zwei Typen:

- **Laufkraftwerke:** Sie werden an großen Flüssen mit hohen Abflüssen gebaut und nutzen mit einigen Ausnahmen nur geringe Höhenunterschiede. Sie stauen wenig Wassermenge auf und müssen daher den Abfluss jederzeit dargebotsabhängig in elektrische Energie umwandeln. Eine typische Kenngröße ist die Ausbauwassermenge, die die maximal über alle Turbinen verarbeitbare Abflussmenge darstellt. Jeglicher Abfluss über dieser Grenze fließt ungenutzt über das Wehr des Kraftwerks.
- **Speicherkraftwerke:** Diese werden bevorzugt in Gebirgsregionen gebaut und weisen charakteristisch hohe Staumauern (Talsperren) auf. Sie verfügen meist über einen vergleichsweise geringen Zufluss, zeichnen sich aber durch die große Fallhöhe und die Möglichkeit, den Zufluss zu speichern und weitestgehend¹² bedarfsgerecht abzuarbeiten aus.

Eine Unterart der Speicherkraftwerke sind die Pumpspeicherkraftwerke. Sie können das Wasser nicht nur auf dem Weg vom Oberwasserbecken ins Unterwasserbecken in Strom umwandeln, sondern im Pumpbetrieb, bei gleichzeitiger Aufnahme elektrischer Energie aus dem Netz, wieder zurück ins Oberwasserbecken pumpen. Dies ist in Anbetracht der mangelhaften Speicherbarkeit elektrischer Energie von großem Vorteil, da sie beispielsweise zum Ausgleich der fluktuierenden Windkrafteinspeisung genutzt werden können.

¹² Die Unabhängigkeit vom Dargebot hängt u.a. von der Größe des Speichers und von den Bewirtschaftungsvorgaben ab.

3.2.2 Physikalische Grundlagen

Wie bereits erwähnt, nutzen Wasserkraftwerke im Gegensatz zu WKA primär die potentielle Energie des Wassers. Die Gleichung für diese lautet vereinfacht¹³:

$$E_{pot} = m \cdot g \cdot h \quad (13)$$

Mit m Masse
 g Erdbeschleunigung
 h Höhendifferenz

Die Erdbeschleunigung ist für einen bestimmten Standort auf der Erde konstant, ebenso ist die Höhendifferenz, die so genannte Fallhöhe H eines Kraftwerkes, vorgegeben und konstant. Die Leistung, mit der die Wassermasse m durch die Turbine strömt, wird damit zu:

$$P = \dot{m} \cdot g \cdot H \quad (14)$$

Mit \dot{m} Massenstrom
 H Fallhöhe des Kraftwerkes

Der Massenstrom kann in Abhängigkeit des Volumenstroms, der dem Abfluss Q entspricht, beschrieben werden mit:

$$\dot{m} = \rho \cdot \dot{V} = \rho \cdot Q \quad (15)$$

Mit ρ Dichte (von Wasser)
 \dot{V} Volumenstrom
 Q Wasserabfluss

Eingesetzt in (14) ergibt dies für die Leistung der Rohwasserkraft:

$$P = \rho \cdot Q \cdot g \cdot H \quad (16)$$

Mit P mechanische Leistung

Ausgehend von einem konstanten Wirkungsgrad η für Turbine, Generator und Nebenaggregate, lässt sich die Netto-Erzeugungsleistung somit wie folgt berechnen:

$$P_{el,netto} = \eta \cdot \rho \cdot g \cdot Q \cdot H \quad (17)$$

Mit η Gesamtwirkungsgrad
 $P_{el,netto}$ Netto-Erzeugungsleistung

Diese Gleichung ist die Basis für die Modellierung der Wasserkraftwerke in Kapitel 5.

¹³ Diese Gleichung gilt als Näherung an der Erdoberfläche.

4 Analyse und Modellierung der Stromerzeugung aus Windkraft

In diesem Kapitel wird der Windpark der heute installierten Windkraftanlagen in Deutschland und Österreich modelliert, um aus langjährigen¹⁴ Zeitreihen für die Windgeschwindigkeit von verschiedenen, ausgewählten Standorten eine theoretische historische -Zeitreihe der Wind-einspeisung per Simulation zu generieren. Anhand dieser Zeitreihe werden anschließend einige Untersuchungen durchgeführt.

4.1 Deutschland

Mit einer installierten Leistung von etwa 25 GW (Stand Anfang 2010) ist Deutschland der europaweite Vorreiter am Gebiet der Stromerzeugung aus Windkraft. Deshalb ist die deutsche Erzeugung besonders interessant für Langzeituntersuchungen. Im folgenden Unterkapitel wird der momentane Bestand aufgenommen, modelliert und anhand der realen und simulierten Einspeisewerte eine Betrachtung mehrerer Aspekte durchgeführt.

4.1.1 Windkraft in Deutschland

Deutschland hat aufgrund der hohen Anzahl an installierten Anlagen und vor allem auch aufgrund des frühen Beginns des Windkraftausbaus eine breit gestreute Menge an Anlagen verschiedenster Hersteller in unterschiedlichen Baugrößen. Eine exakte Modellierung jeder Einzelanlage wäre daher extrem aufwändig. Um trotzdem ein aussagekräftiges Modell erstellen zu können, wird im Kapitel 4.1.1.1 der bestehende deutsche Windpark genauer betrachtet und versucht, die Schwerpunkte der Erzeugung herauszuarbeiten.

4.1.1.1 Bestandsaufnahme

Ausgehend von einer Liste aller Windparks sowie aller Einzelanlagen aus dem internen Datenbestand wird untersucht, wie die Hersteller, die Leistungsklassen (Nennleistung) und die Nabenhöhen in Deutschland verteilt sind. Zuvor werden alle Windkraftanlagen herausgefiltert, die bis einschließlich 2009 außer Betrieb gegangen sind.

¹⁴ 30 Jahre für Deutschland, 20 Jahre für Österreich aufgrund mangelnder Datenverfügbarkeit

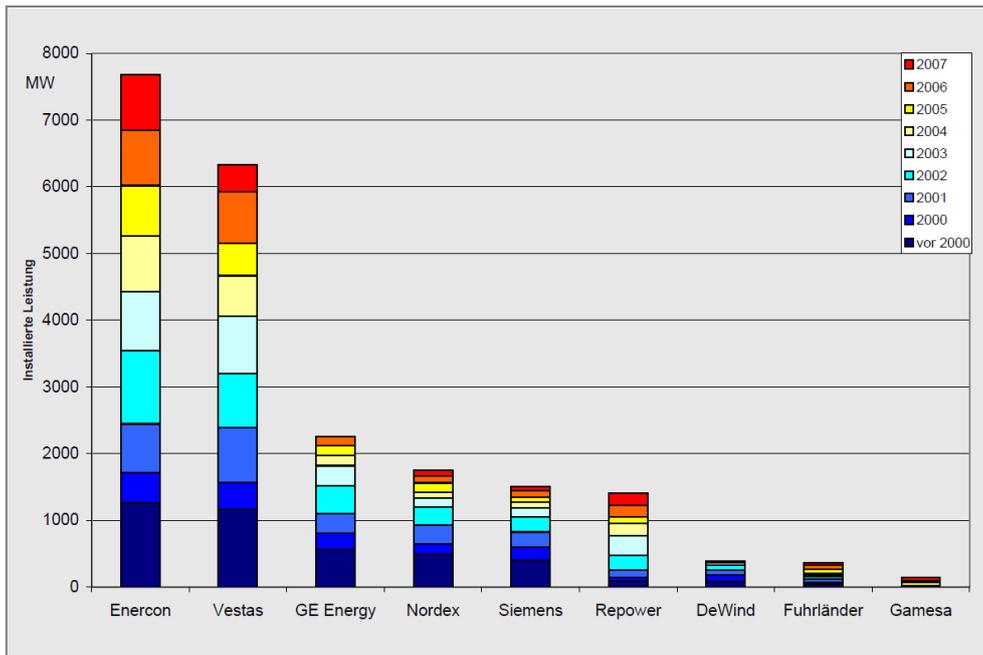


Abbildung 14: Installierte Leistung (2007) von Windkraftanlagen nach Hersteller in Deutschland.
Quelle: Windenergie-Report 2008 (ISET, 2008), S. 13

Als Erstes wird untersucht, wie die Marktanteile der einzelnen Hersteller verteilt sind. Abbildung 14 zeigt ein deutliches Bild – Enercon und Vestas bauten mehr als 50 % jener Anlagen, die heute noch in Betrieb sind. Die Mittelwerte der installierten Leistung liegen teilweise unter 1 MW (Quelle: BDB) und sind damit gering im Vergleich mit dem aktuellen Stand der Technik (siehe Abbildung 15), was zeigt, dass noch einige ältere und kleinere Anlagen in Betrieb sind.

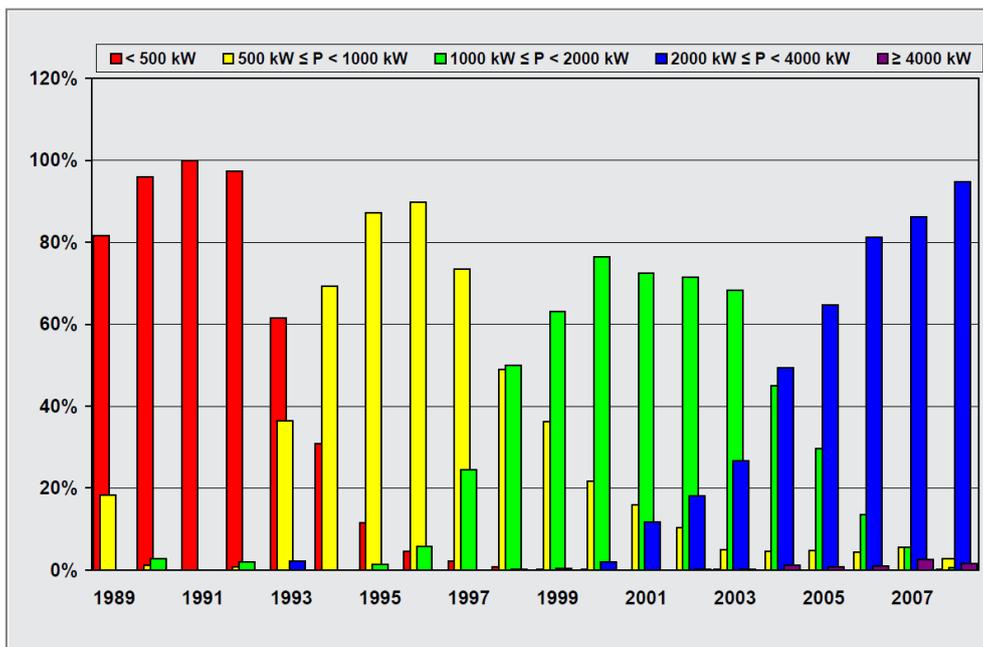


Abbildung 15: Jährliche Anteile der Leistungsklassen (siehe Legende) am Zubau.
Quelle: Windenergie-Report 2008 (ISET, 2008), S. 27

Interessant für die Modellbildung ist jedoch auch die Verteilung der Anlagengrößen und im Speziellen die Eigenschaften Nennleistung und Nabenhöhe, da diese für die Auswahl von geeigneten Referenzanlagen entscheidend sind. Abbildung 16 zeigt die technische Entwicklung der Windkraftanlagen in Deutschland seit 1991. Bei der Auswertung der Betreiberdatenbasis (BDB) ergeben sich folgende, nach der jeweiligen Anzahl installierter Anlagen gewichtete Mittelwerte über ganz Deutschland:

- Eine mittlere Nabenhöhe von 72 m
- Eine mittlere Nennleistung von 1,22 MW

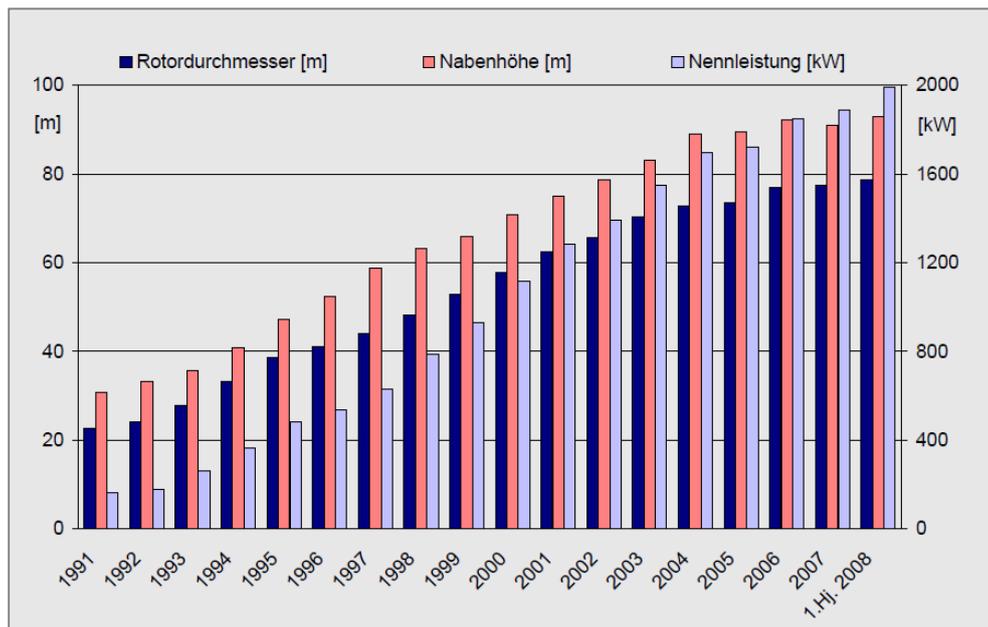


Abbildung 16: Technische Entwicklung der Anlagen in Deutschland.
Quelle: Windenergie-Report 2008 (ISET, 2008), S. 26

4.1.1.2 Bei der Modellbildung berücksichtigte Anlagen

Für die Auswahl einer Referenzanlage zur Modellierung werden die Ergebnisse des vorangegangenen Kapitels zugrunde gelegt. Da jedoch die Streuung der Größe der Windkraftanlagen in Deutschland derartig groß ist, wird die Verwendung einer zusätzlichen Referenzanlage für bestimmte Standorte notwendig. Vom Hersteller Enercon waren keine Daten für eine Anlage mit etwa 1,2 MW verfügbar¹⁵, daher werden als „kleine“ Referenzanlage eine Vestas V52 mit 850 kW, und als „große“ Referenzanlage eine Nordex S70 mit 1,5 MW ausgewählt. Die Daten der realen Kennlinien (Messdaten) werden aus der Literatur (BWE, 2009) entnommen.

¹⁵ Im Zeitraum dieser Arbeit waren keine Modelle zwischen 900 kW und 2 MW im Angebot (www.enercon.de)

Die Messstationen für die zur Simulation benötigten Windgeschwindigkeitswerte werden nach den Erzeugungsschwerpunkten in Deutschland ausgewählt. Die Karte in Abbildung 17 zeigt die installierten Windparks in Deutschland, die Schwerpunkte sind gut erkennbar. Die Zuordnung der Windkraftanlagengröße und der installierten Leistung zu den einzelnen Windgeschwindigkeitssensoren wird über die ersten beiden Ziffern der Postleitzahl vorgenommen.

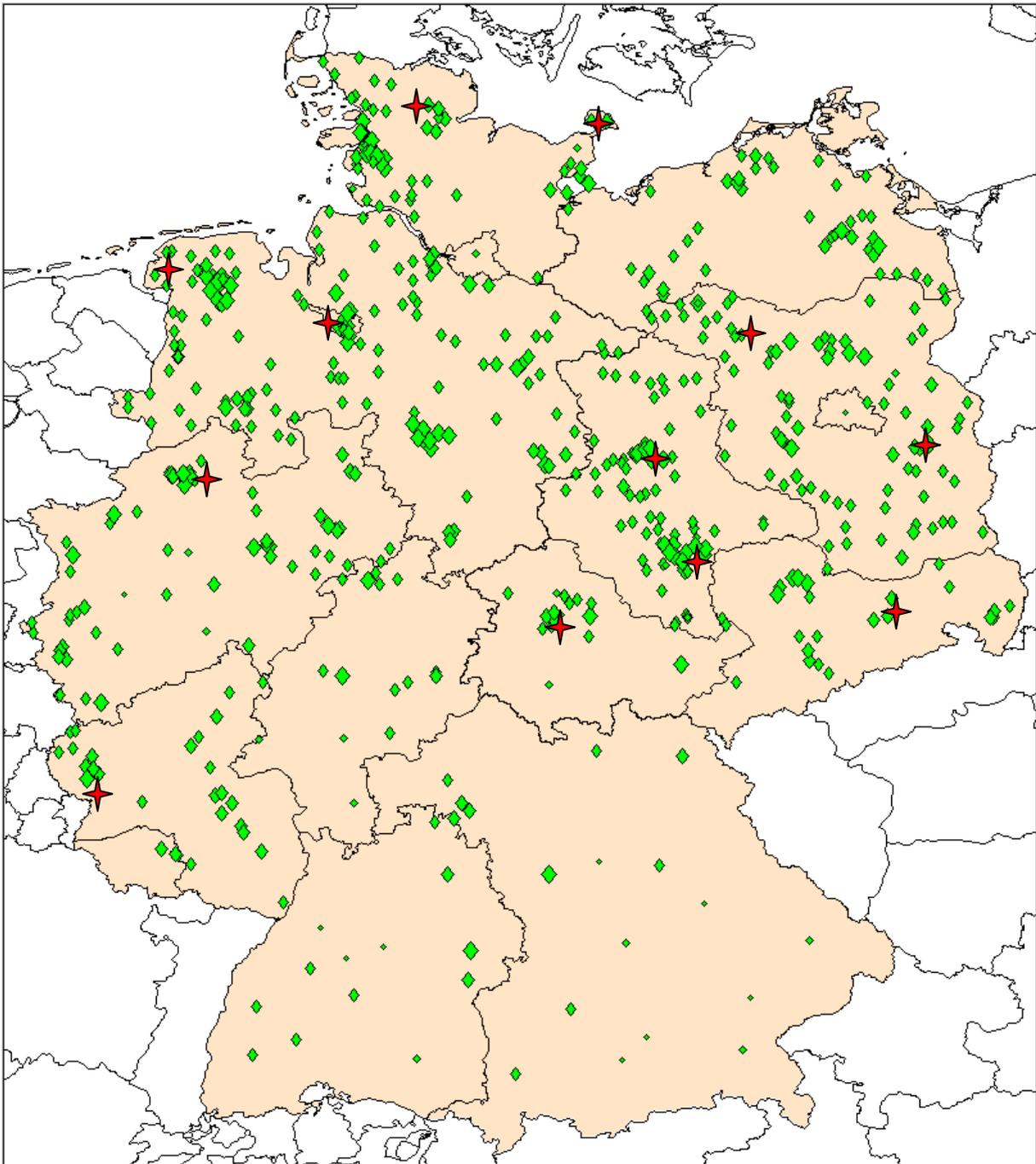


Abbildung 17: Standorte der Windparks (grün) und Messsensoren (rot) in Deutschland.
Datenquelle: institutsinterne Datenbank

4.1.2 Analyse der realen Einspeisewerte

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft in Deutschland (BDEW) veröffentlicht (BDEW, 2008) Daten der Einspeisung erneuerbarer Energieträger nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) in der Vergangenheit (2006 bis 2008¹⁶). Dies geschieht für Windkraft in Form von Viertelstunden-Einspeiseprofilen der nach EEG erfassten Windkraftanlagen. Für eine aussagekräftige statistische Analyse ist der Zeitraum von drei vollständigen Jahren allerdings zu gering, dennoch werden die Daten untersucht und vor allem zur Kalibrierung und Validierung des eigenen Modells verwendet.

Mit den gemessenen Daten werden jene Untersuchungen durchgeführt, deren Ergebnisse in den nachfolgenden Kapiteln dargestellt sind. Zuvor wird noch überprüft, wie groß der Anteil der erfassten Anlagen im Vergleich zu den gesamten installierten Anlagen ist. Das Ergebnis zeigt (siehe Tabelle 2), dass die Abweichung gering ist, und der Fehler jedenfalls weniger als zwei Prozent beträgt.

Jahr	Produktion erfasst lt. EEG	Produktion tatsächlich
-	<i>MWh</i>	<i>MWh</i>
2004	-	25.509.000
2005	-	27.229.000
2006	30.592.317	30.710.000
2007	39.129.960	39.713.000
2008	40.430.599	40.574.000

Tabelle 2: Gegenüberstellung von erfasster und gesamter Erzeugung.
Datenquelle: Erneuerbare Energie in Zahlen 2008 (BMU, 2009)

4.1.2.1 Jahresbetrachtung

Der erste Punkt der Untersuchung behandelt das durchschnittliche Jahreserzeugungsprofil. Zu dessen Erstellung werden zunächst die Viertelstundenleistungswerte auf Stundenwerte zusammengefasst. Da aufgrund des stetigen Zuwachses der installierten Leistung die Absolutwerte einen Trend aufweisen, welcher die Statistik verfälscht, werden die Einspeisewerte auf die installierte Leistung bezogen. Der tatsächliche Zeitpunkt der Inbetriebnahme von Neuanlagen ist jedoch unbekannt, stattdessen ist nur die installierte Leistung per 31.12. jedes Jahres bekannt (Tabelle 2). Der Leistungszuwachs wird deshalb während des Jahres linear interpoliert.

¹⁶ Daten von 2009 waren zum Zeitpunkt der Untersuchung noch unvollständig und wurden daher nicht berücksichtigt.

Die dadurch berechneten Stundenmittelwerte der relativen Leistung aller drei Jahre werden nun zu einer Gesamtmenge zusammengefasst. Die monatliche Auswertung ist in Tabelle 3 in Werten und in Abbildung 18 grafisch als Jahresganglinie dargestellt. Es zeigt sich deutlich eine saisonale Abhängigkeit der Erzeugung, sprich im Winter kann mehr Energie aus Wind gewonnen werden als im Sommer. Im Gegensatz zur Wasserkraft, bei der genau das gegenteilige Verhalten vorliegt, ist dies für die Elektrizitätswirtschaft von Vorteil (siehe Kapitel 5.3).

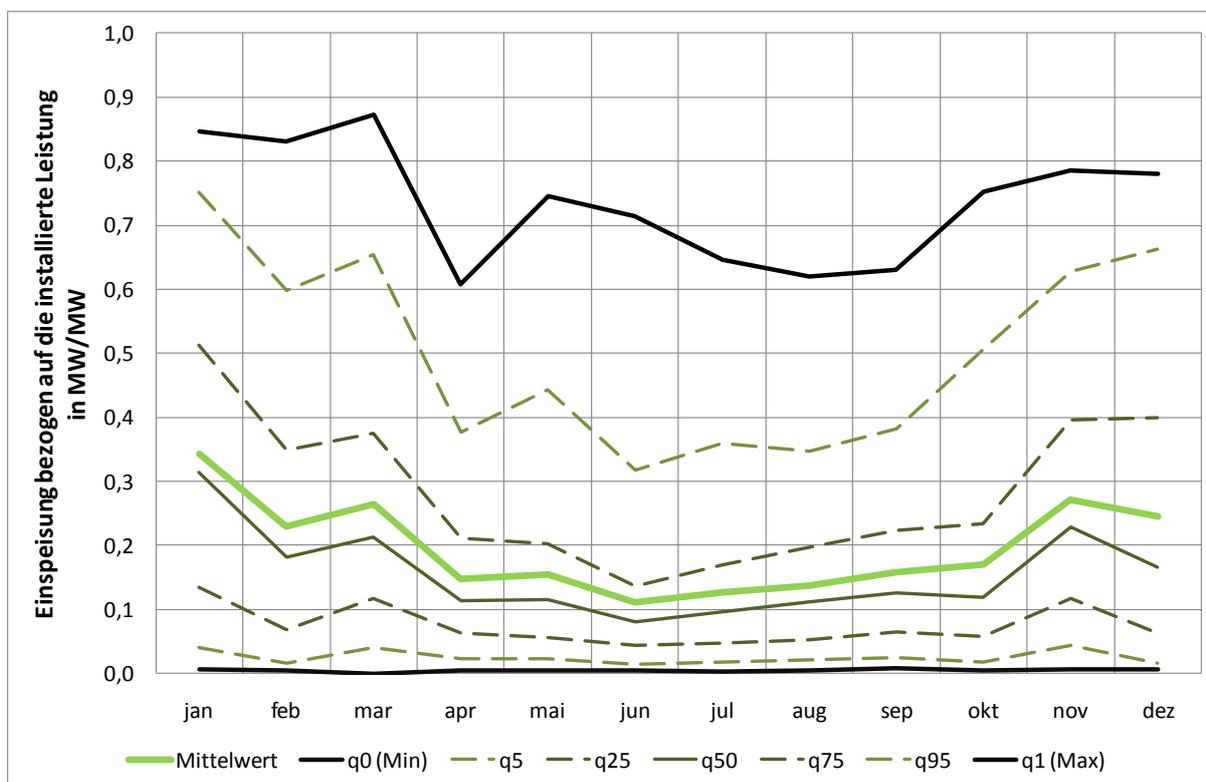


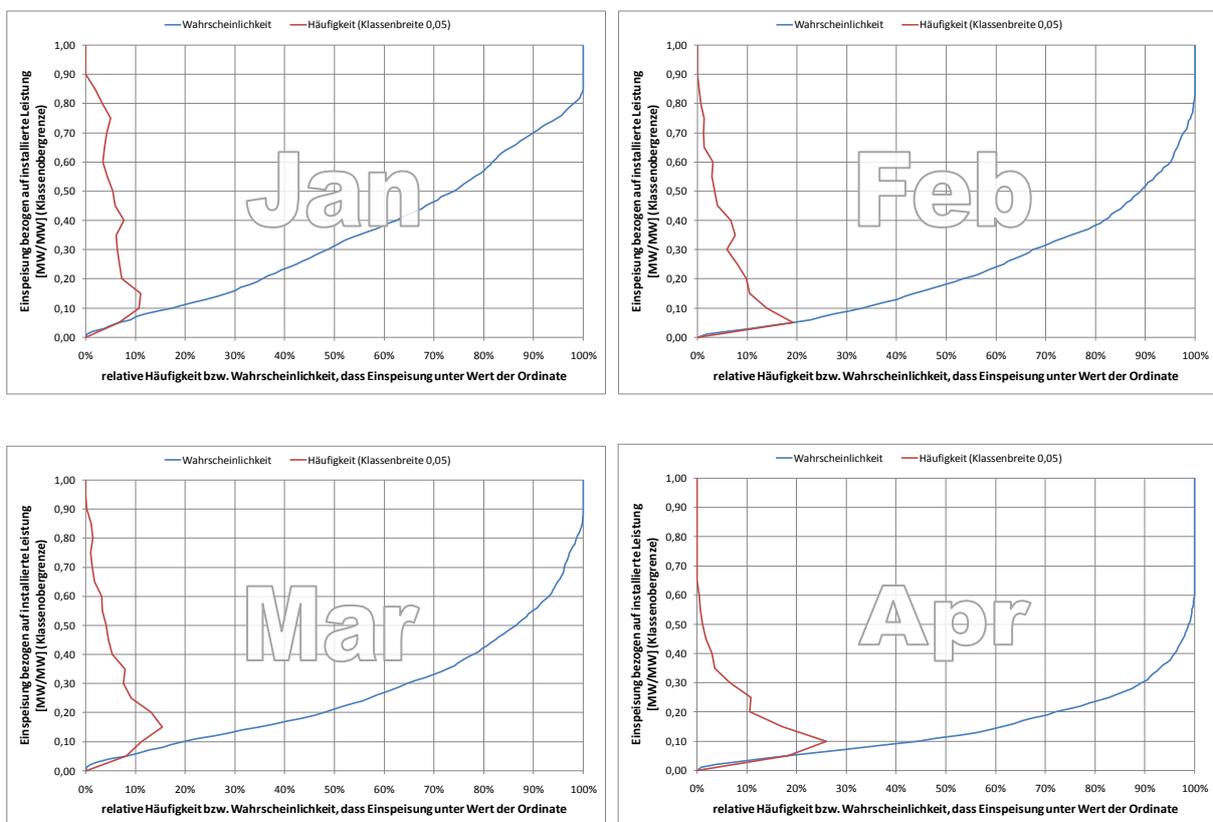
Abbildung 18: mittlerer Jahresverlauf der realen Windkrafteinspeisung in Deutschland (2006-2008), Mittelwert und Quantile

	jan	feb	mar	apr	mai	jun	jul	aug	sep	okt	nov	dez
Mittelwert	0,342	0,230	0,265	0,148	0,154	0,110	0,127	0,137	0,157	0,170	0,271	0,245
q0 (Min)	0,006	0,004	0,000	0,004	0,004	0,004	0,003	0,005	0,008	0,005	0,006	0,006
q5	0,040	0,017	0,040	0,022	0,024	0,014	0,017	0,021	0,025	0,017	0,044	0,017
q25	0,134	0,069	0,117	0,063	0,057	0,044	0,047	0,053	0,065	0,058	0,117	0,064
q50	0,314	0,181	0,213	0,113	0,115	0,081	0,096	0,111	0,126	0,119	0,229	0,166
q75	0,513	0,350	0,374	0,211	0,202	0,136	0,169	0,197	0,223	0,233	0,397	0,400
q95	0,752	0,598	0,653	0,376	0,443	0,318	0,359	0,347	0,381	0,506	0,628	0,662
q1 (Max)	0,847	0,831	0,872	0,608	0,745	0,714	0,647	0,620	0,631	0,752	0,785	0,780

Tabelle 3: Ergebnisse der Auswertung der realen Windkrafteinspeisung 2006-2008 in MW/MW

4.1.2.2 Monatliche Einspeisewahrscheinlichkeiten

Die Häufigkeitsverteilung der Windkraftherzeugung in den einzelnen Monaten ist der zweite Aspekt, der bei der Untersuchung von Interesse ist. Die Berechnung geschieht auf Basis der stündlichen bezogenen Leistungswerte, die bereits in Kapitel 4.1.2.1 für jedes Jahr berechnet wurden. Für die Ermittlung der Häufigkeiten werden die bezogenen Werte aber nicht über die Jahre gemittelt, sondern mit allen Werten eine Gesamtmenge gebildet. Zum Beispiel werden die $31 \times 24 = 744$ Stunden der Jänner 2006, 2007 und 2008 zu einer Jänner-Wertemenge zusammengefasst, und die Analyse mit $3 \times 31 \times 24 = 2.232$ Werten durchgeführt. Abbildung 19 zeigt die Ergebnisse der Analyse für jeden Monat. Aus Gründen der einfacheren Darstellung wird die relative Häufigkeit mit der Klassenobergrenze aufgetragen, und nicht wie üblich die Dichtefunktion (Bezug auf die Klassenbreite) mit dem Klassenmittel.



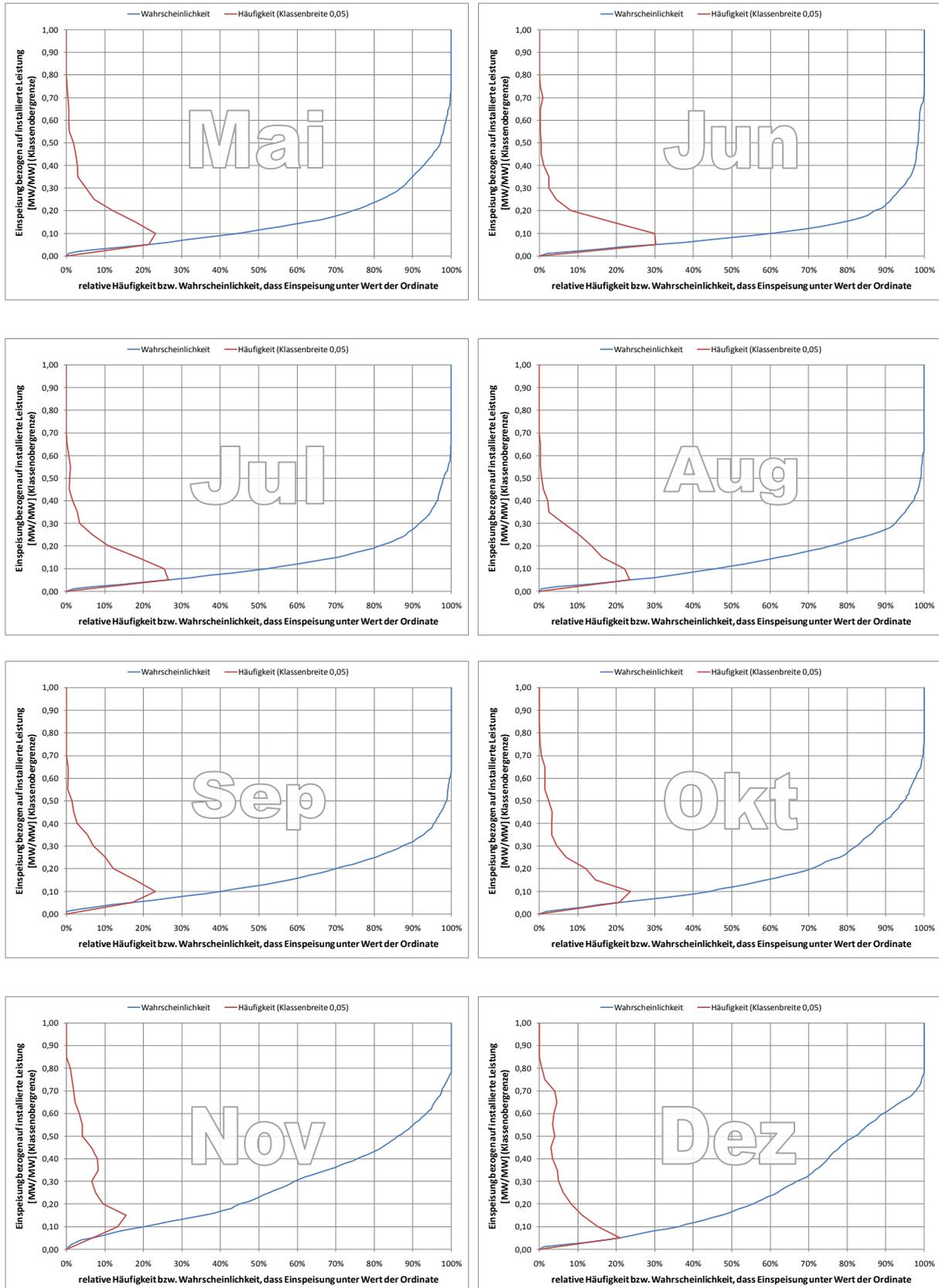


Abbildung 19: Häufigkeit (relativ) und Wahrscheinlichkeit, dass die Erzeugung unter dem angegebenen Wert liegt

Die Ergebnisse spiegeln deutlich den Jahresverlauf aus Kapitel 4.1.2.1 wieder. Es zeigt sich, dass in den Wintermonaten höhere Erzeugungswerte häufiger auftreten als beispielsweise im Juli, wo die Wahrscheinlichkeit einer Erzeugung unter 20 % der installierten Leistung 90 % beträgt. Im Vergleich dazu beträgt das 90 %-Quantil im Jänner 70 % der installierten Leistung.

Der untere Wertebereich zwischen 0 % und 25 % Wahrscheinlichkeit ist für die Diskussion des Beitrags der Windkraft zur Spitzenlastabdeckung von Interesse. In Abbildung 20 ist dieser Bereich für die Monate Jänner und Juli vergrößert dargestellt. Auf der Ordinate ist die Wahrscheinlichkeit einer Einspeisung unter dem angegebenen Wert aufgetragen.

Für die gesicherte Leistung gibt es mehrere unterschiedliche Definitionen. Die Energie-Control GmbH definiert in §1 Abs. 1 Z 7 der Elektrizitäts-Energielenkungsdaten-Verordnung (EnLD-VO, 2009) die gesicherte Leistung für Laufwasserkraftwerke mit jener Leistung, „die dem nutzbaren Zufluss Q95 im Regeljahr entspricht“, wobei als nutzbarer Zufluss Q95 jener Durchfluss bezeichnet wird, der „im Regeljahr an 95 Prozent der Tage nicht unterschritten wird“.

Für die Windkraft wird für die folgende Betrachtung analog definiert, dass die gesicherte Leistung jene eingespeiste Leistung ist, die 95 % des betrachteten Zeitraums (in diesem Fall ein Monat) nicht unterschritten wird. Dieser Bereich ist dargestellt durch die schwarze Linie in Abbildung 20.

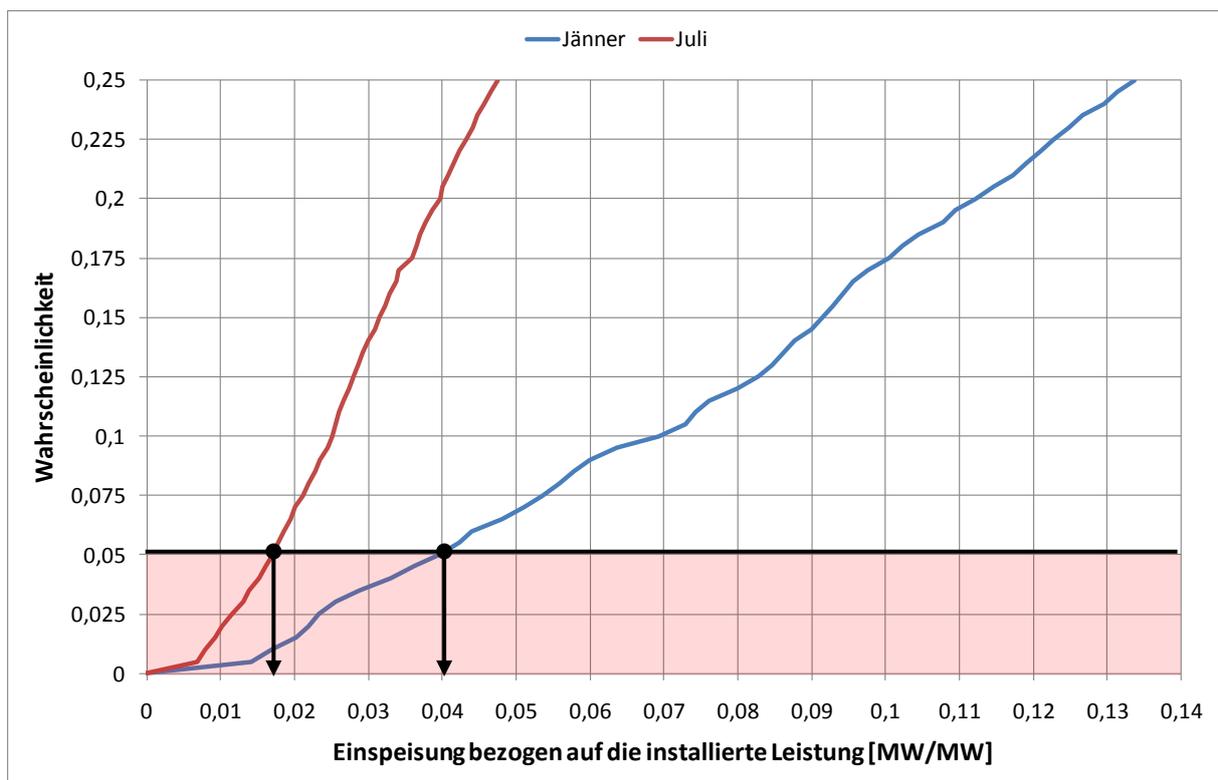


Abbildung 20: Genauere Darstellung der Wahrscheinlichkeitskurven für Windeinspeisung für Jänner und Juli im Bereich 0 % bis 25 %

Es zeigt sich, dass die gesicherte Leistung im Juli unter 2 % der installierten Leistung liegt, während im Jänner die gesicherte Leistung knapp über 4 % beträgt und damit mehr als doppelt so groß ist.

4.1.2.3 Mittlere Tagesganglinie der Windkrafterzeugung

Der physikalische Zusammenhang der Windgeschwindigkeit mit der Sonneneinstrahlung (siehe Kapitel 2.1) lässt auch ein von der Tageszeit abhängiges Einspeiseprofil der Windkraft vermuten. Daher wird auf Basis der Stunden-Erzeugungswerte ein mittleres Tagesprofil ermittelt. Die saisonale Abhängigkeit spielt natürlich auch im Tagesprofil eine Rolle, deshalb werden die Werte ähnlich der Jahreszeiten in vier Saisonen gegliedert und für jede dieser Saisonen ein mittlerer Tagesgang durch Mittelung der Stundenwerte berechnet. Das Ergebnis ist in Abbildung 21 dargestellt.

Es zeigt sich eine erhöhte Erzeugung am Nachmittag, vor allem in den Frühlings- und Sommermonaten. Diese Ausprägung ist im Herbst weniger stark und im Winter praktisch nicht zu erkennen, was bedeutet, dass die Sonneneinstrahlung zu diesen Zeiten weniger Einfluss hat und die Windsituation primär durch die Großwetterlage bestimmt wird.

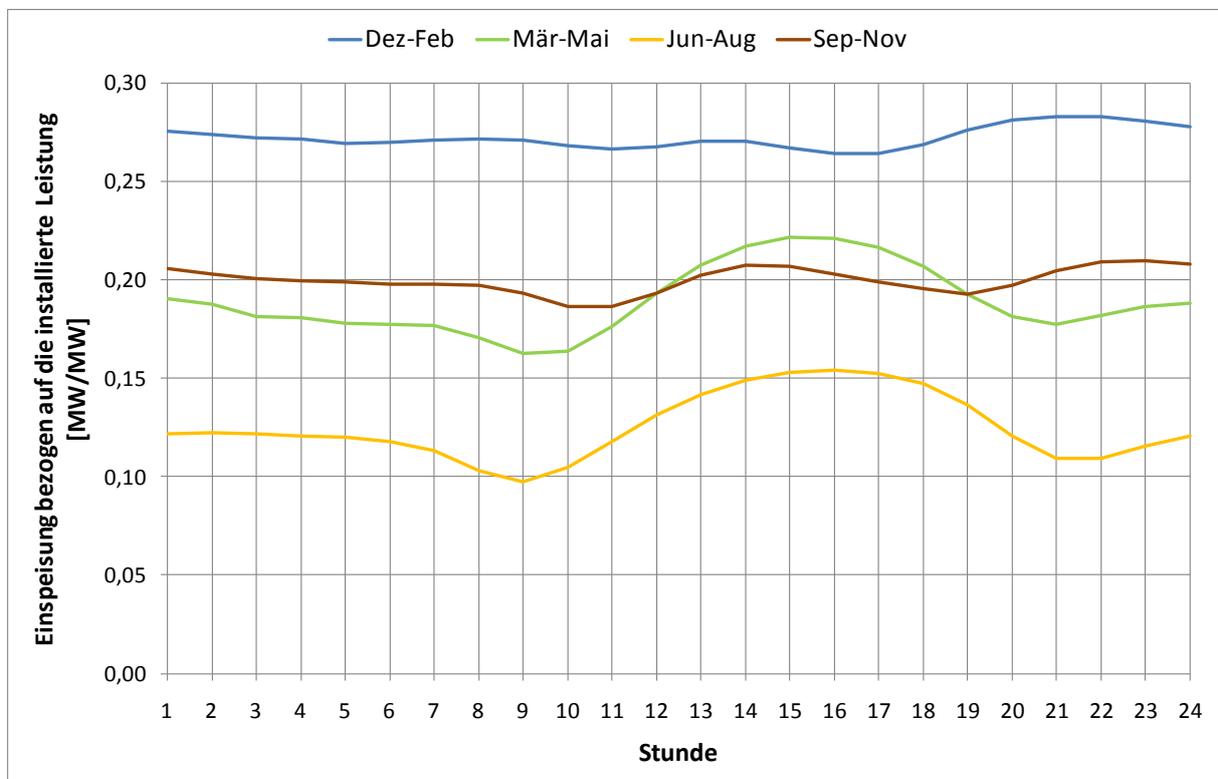


Abbildung 21: Tagesgang der mittleren Windkrafterzeugung 2006-2008 nach Saison

4.1.2.4 Fourier-Analyse der tatsächlichen Windkrafteinspeisung

Für eine Vorhersage der Stromerzeugung aus Windkraft, aber auch zur Dimensionierung von Speichern zum Ausgleich der Fluktuationen ist es wichtig, eventuelle Periodizitäten in der Windstromerzeugung zu untersuchen. Eine Möglichkeit stellt hierfür die Fourier-Analyse dar. Diese wird mit den stündlichen Mittelwerten ausgeführt, das entspricht einem „Signal“, welches mit einer Abtastrate von 1 Wert pro 3600 Sekunden (also einer Frequenz von $2,7 \cdot 10^{-4}$ Hz) abgetastet wird. Die kleinste feststellbare Frequenz liegt dann, entsprechend dem Abtasttheorem von Shannon¹⁷, bei einer Periodendauer von zwei Stunden. Aufgrund des leichteren Verständnisses wird in Folge nur noch von Zeitkonstanten¹⁸ und nicht von Frequenzen gesprochen.

Das resultierende einseitige Spektrum ist in Abbildung 22 wiedergegeben. Abgesehen von der erwarteten Jahresperiodizität treten einige zusätzliche Schwingungen auf, die sich jedoch nicht stark aus dem „Grundrauschen“¹⁹ hervorheben. Sie sind zum Teil Oberwellen der Jahresschwingung (z.B. ist 40,44 Tage die Zeitkonstante der neunten Oberwelle), zum Teil aber auch Periodizitäten, die aufgrund des geringen Ausschlages eher zufällig in dem betrachteten, verhältnismäßig kurzen Zeitraum aufgetreten sein dürften. Die tägliche Periodizität ist im Rauschen schwer erkennbar aber vorhanden, wie die auftretenden Oberschwingungen (halber Tag, Vierteltag usw.) zeigen.

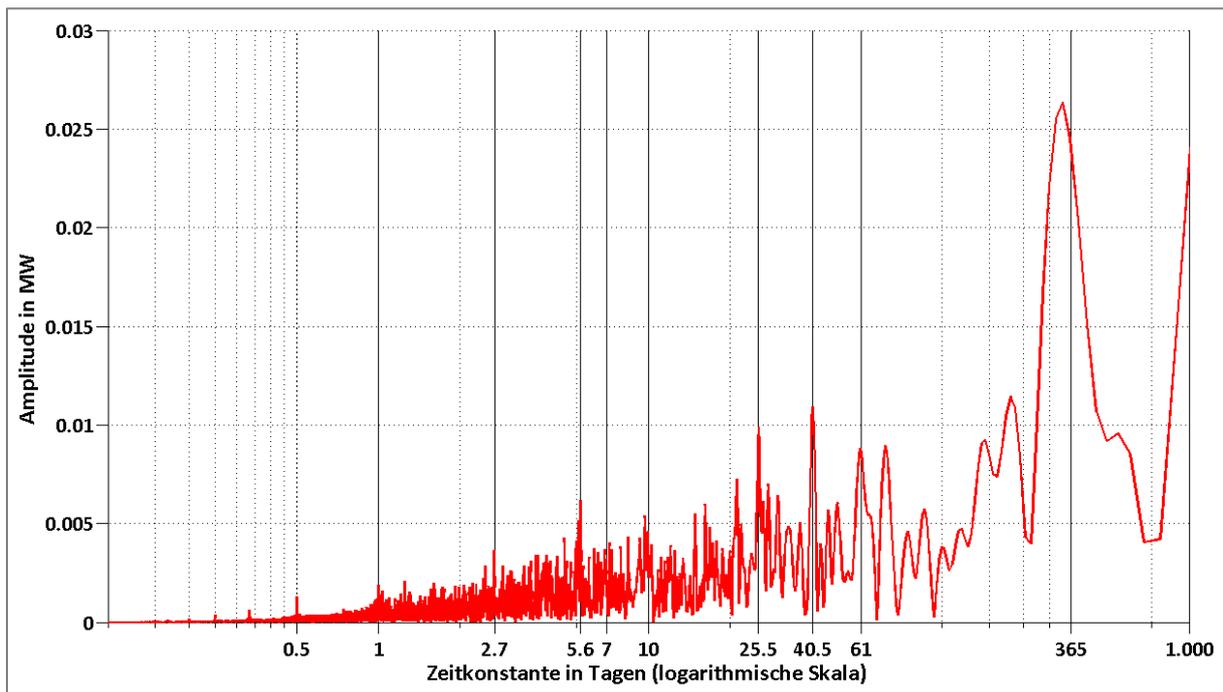


Abbildung 22: Ergebnis der Fourier-Analyse der realen Windkrafteinspeisung (DE)

¹⁷ Das Abtasttheorem nach Shannon besagt, dass ein Signal mit einer Frequenz abgetastet werden muss, die mindestens das Doppelte der höchsten im Signal vorkommenden Frequenz beträgt, damit es mit der Zeitreihe der Abtastwerte vollständig definiert ist (Shannon, 1949).

¹⁸ Der Begriff Zeitkonstante entspricht der Periodendauer der Schwingung

¹⁹ Mit dem Grundrauschen ist hier die Vielzahl von Frequenzen gemeint, die keiner Systematik folgen und im Spektrum nur eine kleine Amplitude aufweisen.

4.1.2.5 Änderungsgeschwindigkeit

Für die Elektrizitätswirtschaft ist nicht nur die tatsächliche Einspeiseleistung der Windkraft, sondern auch deren kurzfristige Änderung von entscheidender Bedeutung. Diese Änderung muss im selben Maß und derselben Geschwindigkeit durch Regelkraftwerke ausgeglichen werden.

Zur Überprüfung, wie schnell die Windkrafterzeugung tatsächlich fluktuiert, werden die Differenzen aus den Viertelstunden-Einspeisewerten gebildet und deren täglicher Maximalwert (negativ und positiv) am Beispiel 2007 graphisch in Abbildung 23 dargestellt.

Es zeigt sich, dass sich die Maxima der Änderungsgeschwindigkeiten um etwa 10 % der installierten Leistung pro Stunde bewegen. Bei der Mittelung der Jahre 2006 bis 2008 (Abbildung 24) ist erkennbar, dass praktisch keine saisonale Abhängigkeit der Änderung der Einspeisung existiert.

Auch wenn 10 % gering scheint, sind das bei aktuell (2010) etwa 25 GW installierter Windleistung in Deutschland 2500 MW Änderung pro Stunde bzw. 625 MW pro Viertelstunde. Dennoch ist dies ein Wert, bei dem unter Annahme einer rechtzeitigen Prognose eine Ausregelung beispielsweise mit Gasturbinen möglich ist.

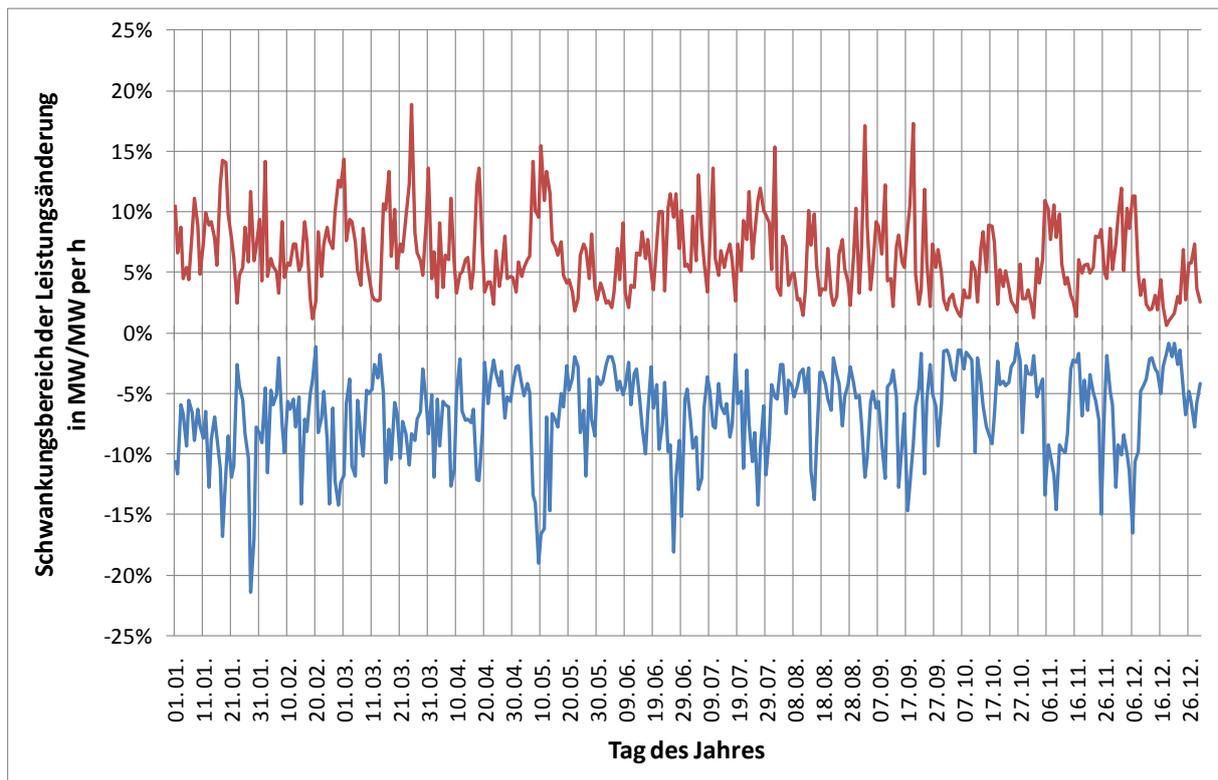


Abbildung 23: Schwankungsbereich der Änderungsgeschwindigkeit im Jahr 2007

Unter Ausschluss der Ausreißer (Zeitumstellung und 1.3. jeden Jahres) lag im gesamten betrachteten Zeitraum die stärkste Änderung bei einem Leistungsabfall von 21 % pro Stunde bzw. bei einem Anstieg von 19 % pro Stunde.

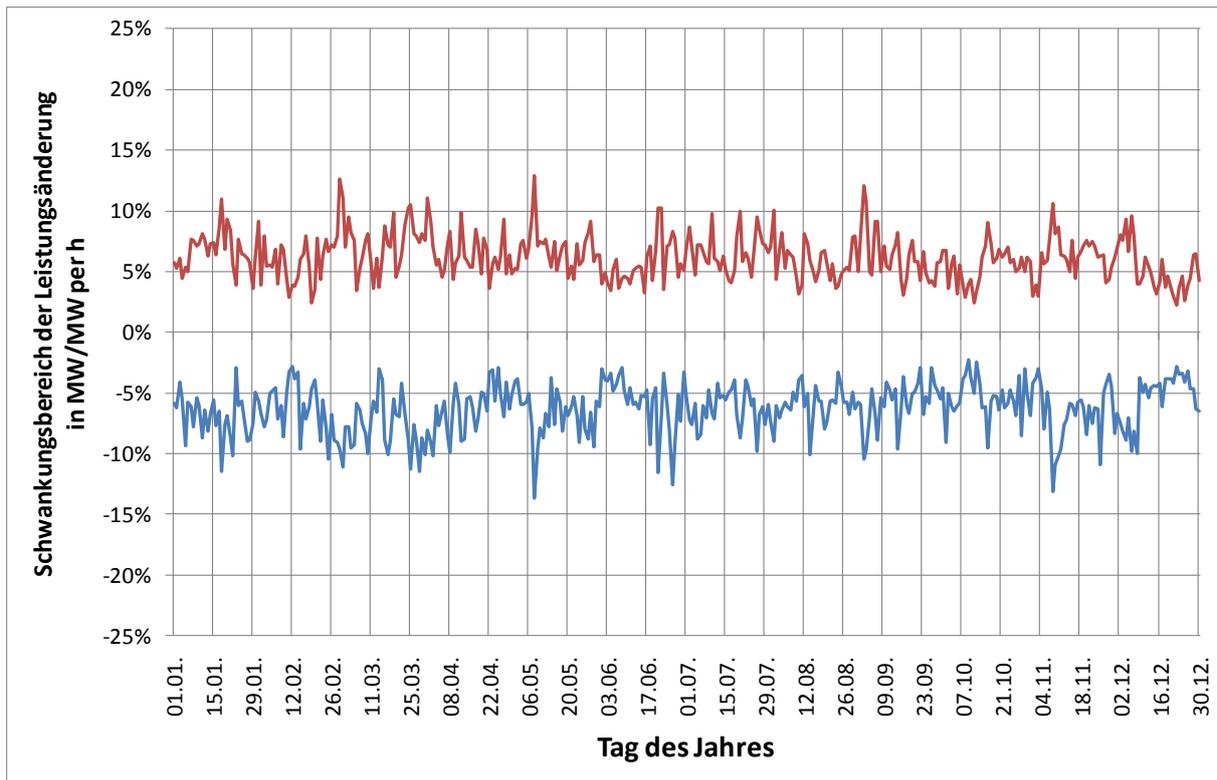


Abbildung 24: Schwankungsbereich der Änderungsgeschwindigkeit über alle drei Jahre gemittelt

4.1.3 Das Modell der Windkraftanlage

In der Theorie besteht die Kennlinie neben den Konstant-Null-Bereichen unter der Einschalt- und über der Abschaltgeschwindigkeit auch aus einem kubischen Bereich und einem weiteren konstanten Bereich, sobald die Nennleistung des Windrades erreicht ist (siehe Kapitel 2.3.2.2). In der Praxis verhält sich die Kennlinie jedoch aufgrund aerodynamischer Effekte am Rotor etwas anders. Dieses Verhalten wird durch das Einfügen eines zusätzlichen linearen Bereichs und eines Bereiches mit exponentieller Abhängigkeit nachgebildet (18) (Abbildung 25).

$$P = f(v) = \begin{cases} 0 & \forall v < v_{Cl} \\ a \cdot (v - b)^3 & v_{Cl} \leq v < v_1 \\ c \cdot v + d & v_1 \leq v < v_2 \\ e + f \cdot \left(1 - e^{-\frac{(v-g)}{h}}\right) & v_2 \leq v < v_3 \\ P_{nenn} & v_3 \leq v < v_{CO} \\ 0 & \forall v \geq v_{CO} \end{cases} \quad (18)$$

- Mit P abgegebene Leistung der WKA
 v Windgeschwindigkeit
 P_{nenn} Nennleistung
 v_{Cl} Einschaltgeschwindigkeit
 v_{CO} Abschaltgeschwindigkeit
 a-h, v₁-v₃.... Parameter zur Anpassung

Für die Modellierung der deutschen Windparks werden zwei verschiedene Modelle von WKA zugrunde gelegt (siehe Kapitel 4.1.1.2). Daher ergeben sich bei der Anpassung zwei verschiedene Parametersätze, die in Tabelle 4 zusammengefasst sind. Der Parameter v₃ wird nicht berechnet, sondern ergibt sich als Schnittpunkt der Exponentialfunktion mit P_{Nenn}.

Parameter	Set 1 - Nordex S70	Set 2 - Vestas V52
a	1,745 kW ^s ³ /m ³	0,580 kW ^s ³ /m ³
b	1,297 m/s	-0,033 m/s
c	252,6 kW/m	140,7 kW/m
d	-1495,4 kW	-835 kW
e	147,9 kW	134 kW
f	1352,1 kW	716 kW
g	8,42 m/s	8,39 m/s
h	1,5 m/s	1,7 m/s
v _{Cl}	3,5 m/s	4,0 m/s
v ₁	8,5 m/s	8,5 m/s
v ₂	10,0 m/s	10,0 m/s

Tabelle 4: Ergebnis für die Parametersätze nach der Anpassung an die reale Kennlinie

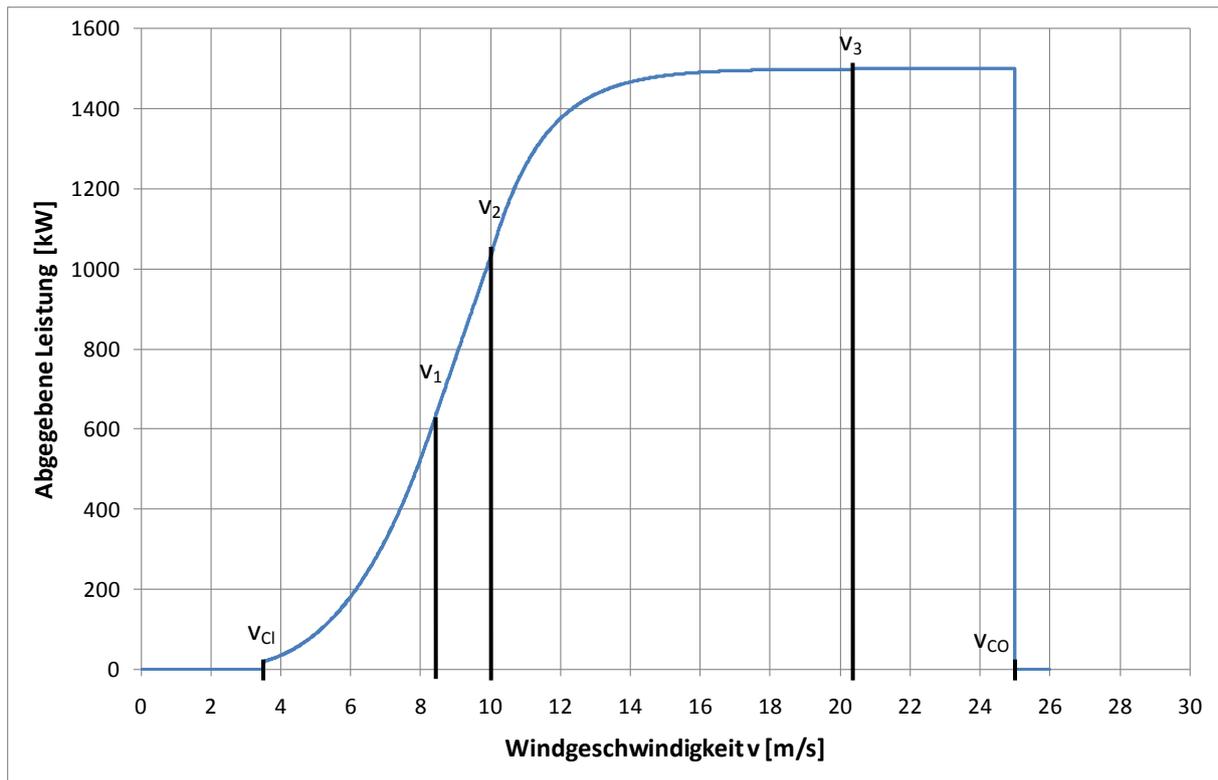


Abbildung 25: nachgebildete Kennlinie des WKA-Typs Nordex S70

4.1.4 Simulation der stündlichen Einspeisewerte anhand der historischen Windgeschwindigkeiten

Im folgenden Kapitel wird der Vorgang der Simulation von der Eingangsgröße Windgeschwindigkeit bis hin zum Endergebnis, der theoretischen 30-jährigen Zeitreihe der stündlichen Windkrafteinspeisung, beschrieben.

Als ersten Schritt müssen die Windparks (bzw. deren installierte Leistung) zu den Messstellen für die Windgeschwindigkeit zugeordnet werden, sprich welche Windzeitreihe wird mit welchem Betrag an Leistung simuliert. Aus dem zugrundeliegenden Datenbestand (Quelle: Betreiberdatenbasis) heraus ist es am Günstigsten, diese Zuordnung mit den ersten beiden Ziffern der Postleitzahl (PLZ) durchzuführen, da diese für jeden Windpark vorliegen.

Im zweiten Schritt wurden die Rohdaten der gemessenen bodennahen Windgeschwindigkeit auf die Nabenhöhe umgerechnet, um den Grenzschichteffekt (Kapitel 4.1.4.1) zu berücksichtigen.

Der dritte Schritt besteht aus dem Berechnen der abgegebenen Leistung der Modell-WKA, indem die im vorigen Schritt hochgerechneten Windgeschwindigkeitswerte in die Funktion für die Leistungskennlinie eingesetzt wurden. Man erhält dadurch stündliche Einspeisewerte für eine einzelne Modell-WKA.

Im vierten Schritt wird die Modellanlage auf den gesamten installierten Windpark in der Umgebung hochskaliert. Es wird für die Simulation angenommen, dass die Windverhältnisse im selben Postleitzahlgebiet räumlich gesehen konstant sind. Der Faktor k für die Skalierung ergibt sich aus (19).

$$k = \frac{\sum_{PLZ} P_{inst}}{P_{nenn, WKA}} \quad (19)$$

Der letzte Schritt besteht darin, dass die auf den PLZ-Bereich hochskalierten Leistungen addiert und auf die installierte Leistung des gesamten berücksichtigten Gebiets bezogen werden. Abschließend werden die Werte noch mit einem Korrekturfaktor multipliziert, der die maximale technische Verfügbarkeit der installierten WKA berücksichtigen soll. Damit ergeben sich die simulierten relativen Stundeneinspeisewerte. Abbildung 26 stellt den beschriebenen Ablauf grafisch dar. Der Kalibrierungsprozess wird in Kapitel 4.1.4.2 gesondert betrachtet.



Abbildung 26: Ablauf der Simulation der Windkraftherzeugung

4.1.4.1 Das Grenzschichtproblem

Üblicherweise sind die meteorologischen Windmessensoren in einer Höhe zwischen 5 und 20 m über Grund montiert, um die für den Menschen wichtige bodennahe Windgeschwindigkeit zu messen. Heutige Windenergieanlagen weisen Nabenhöhen von 100 m und mehr auf. Es ist bekannt, dass sich die Windverhältnisse in Abhängigkeit von der Höhe, im Bereich der so genannten atmosphärischen Grenzschicht, stark ändern können. Daraus folgt, dass die Windkraftanlage in ihrem Wirkungsquerschnitt (die Rotorfläche) mit einer höheren Windgeschwindigkeit als der am Boden gemessenen beaufschlagt wird.

Über der atmosphärischen Grenzschicht, in einer Höhe ab etwa 600 bis 2000 Metern (Hau, 2008), sind die Windverhältnisse ungestört und man spricht vom geostrophischen Wind. Darunter bildet sich aufgrund des Reibungswiderstandes der Oberfläche ein Höhenprofil der Windgeschwindigkeit, das stark von den Eigenschaften der Erdoberfläche abhängt. Abbildung 27 zeigt drei Profile in Abhängigkeit der Bebauung: Stadt (links), kleiner Ort (mittig) und freies Land (rechts). Am wenigsten Widerstand bieten Wasseroberflächen, Schnee oder Sand. Kurzfristig hängt das Höhenprofil auch von meteorologischen Einflüssen ab, die jedoch bei den vorliegenden Betrachtungen nicht berücksichtigt wurden.

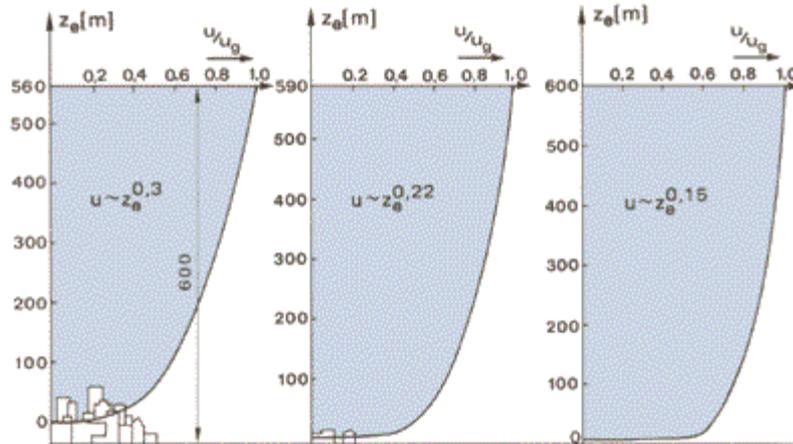


Abbildung 27: Höhenprofile der Windgeschwindigkeit bei unterschiedlicher Rauigkeit.
Quelle: Gesellschaft für Aerophysik (GfA, 2010)

Um die Rauigkeit quantifizieren zu können, wurde die Rauigkeitslänge z_0 eingeführt. Die (fiktive) Größe wird in Metern angegeben und liegt üblicherweise zwischen 10^{-4} und Eins²⁰ (Abbildung 28), wobei auch Werte über Eins erreicht werden können (z.B. Skyline von Manhattan).

Zur mathematischen Berechnung dieser Höhenprofile und das für diese Arbeit benötigte Hochrechnen der Referenzwindgeschwindigkeiten auf die Nabenhöhe der Windkraftanlagen gibt es mehrere Ansätze. Der logarithmische Ansatz und der Potenzansatz werden in Folge kurz erläutert. Der Potenzansatz nach Hellmann ist der einfachere der beiden Ansätze (Hau, 2008), der von einer in (20) dargestellten potentiellen Abhängigkeit ausgeht. Der Exponent α hängt dabei von der Oberflächenbeschaffenheit ab, was auch in Abbildung 27 angedeutet ist (z.B. ganz links das Stadtgebiet: $\alpha=0,3$).

$$v_h = v_{ref} \cdot \left(\frac{H}{H_{ref}} \right)^\alpha \tag{20}$$

- Mit v_h Windgeschwindigkeit in der Zielhöhe
- v_{ref} Windgeschwindigkeit in Referenzhöhe
- H Zielhöhe
- H_{ref} Referenzhöhe
- α Hellmann-Exponent

²⁰ Je kleiner der Wert, desto glatter (flacher) ist das Gelände.

z_0 [m]	Typen von Geländeoberflächen	Rauhigkeits-Klasse
1.00	Stadt Wald	3
0.50	Vorstädte	
0.30	Bebautes Gelände	
0.20	Viele Bäume und/oder Büsche	2
0.10	Landwirtschaftliches Gelände mit geschlossenem Erscheinungsbild	
0.05	Landwirtschaftliches Gelände mit offenem Erscheinungsbild	1
0.03	Landwirtschaftliches Gelände mit sehr wenigen Gebäuden, Bäumen usw. Flughäfen mit Gebäuden und Bäumen	
0.01	Flughäfen, Start- und Landebahn Weidegras	0
$5 \cdot 10^{-3}$	Blanke Erde (glatt)	
10^{-3}	Schneeoberflächen (glatt)	
$3 \cdot 10^{-4}$	Sandoberflächen (glatt)	
10^{-4}	Wasserflächen (Seen, Fjorde und das Meer)	

Abbildung 28: Zuordnung einer Rauhigkeitslänge zu bestimmten Oberflächen.
Quelle: Windkraftanlagen (Hau, 2008b), S. 516

Der zweite Ansatz basiert auf der Annahme eines logarithmischen Zusammenhangs. In Gleichung (21) ist die logarithmische Höhenformel dargestellt. Sie berücksichtigt die Rauhigkeitslänge z_0 direkt. Wie auch für den Potenzansatz gilt für die logarithmische Höhenformel die Einschränkung, dass sie nur für optimale Bedingungen²¹ gilt und in größeren Höhen (auch bereits bei 100 m) ungenau wird.

$$v_h = v_{ref} \cdot \frac{\ln\left(\frac{H}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{H_{ref}}{z_0}\right)} \quad (21)$$

Mit z_0 Rauhigkeitslänge
ln natürlicher Logarithmus

²¹ homogene Schichtung der Luft, einheitliche Geländerauigkeit im betrachteten Gebiet.

In beiden Fällen gilt jedoch der lineare Zusammenhang $v_h = v_{ref} \cdot k$, wobei k einen für eine bestimmte Messstelle konstanten Faktor darstellt. Da eine Berechnung dieses Faktors mit hohen Unsicherheiten behaftet ist, wird dieser Parameter als Freiheitsgrad für die Kalibrierung des WKA-Modells gewählt. Der Linearfaktor wird dadurch so eingestellt, dass das Simulationsergebnis den realen Einspeisedaten bestmöglich entspricht. Zur Validierung kann mit den vorgegebenen tatsächlichen Höhen die Rauigkeitslänge aus dem optimierten Faktor berechnet werden.

4.1.4.2 Kalibrierung des Modells

Die Kalibrierung wird vorgenommen, um den u.a. durch die unsicherheitsbehaftete Windskalierung entstehenden Fehler zu minimieren. Da die realen Einspeisewerte der Jahre 2006 bis 2008 bekannt sind (Kapitel 4.1.2), liegt nahe, das Modell anhand dieser Daten zu kalibrieren. Die Zielfunktion (22) der Problemstellung ist die Summe der Beträge des Fehlers, welche auf ein Minimum optimiert wird. Zusätzlich gilt die Nebenbedingung, dass der Mittelwert der Abweichungen Null ist.

$$\sum |P_{sim} - P_{real}| \rightarrow Min \quad (22)$$

Das Ergebnis der Kalibrierung liefert Faktoren, die bei der Kontrolle teilweise unrealistische Werte für den Rauigkeitsbeiwert z_0 ergeben. Eine sinnvolle Erklärung ist in der Gewichtung der einzelnen PLZ-Gebiete zu finden – bei den guten Ergebnissen stimmt die Gewichtung über die installierte Leistung, bei den unrealistischen Werten liegt eine Über- oder Untergewichtung²² vor. Eine weitere Optimierung durch Anpassen der Gewichtungsfaktoren wird jedoch vor allem aufgrund des zufriedenstellenden Ergebnisses (siehe Kapitel 4.3) nicht durchgeführt.

4.1.5 Ergebnisse der Berechnung

Analog zu den realen Messwerten werden auch mit den simulierten Einspeisewerten diverse Untersuchungen durchgeführt. Zusätzlich zu Jahresgang, Monatshäufigkeiten, Tagesgang und Fourier-Analyse werden auch die Volllaststunden pro Jahr und die Korrelation zwischen den betrachteten Windparks und der Gesamterzeugung berechnet.

Die realen Einspeisewerte des Jahres 2009 lagen zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Arbeit noch nicht vor. Die Gesamtheit der vorhandenen Einspeisewerte umfasst nur drei Jahre, so dass diese zur Gänze bei der Kalibrierung des Modells verwendet werden, und damit keine Validierung des Modells bis zu diesem Zeitpunkt möglich war. Es handelt sich bei den in Folge dargestellten Ergebnissen daher um vorläufige Werte. Es ist geplant, die Werte für das Jahr 2009 im Anschluss dieser Arbeit zur Validierung zu verwenden.

²² Das Modell beschreibt nur Einzelanlagen, Windparks verhalten sich z.B. aufgrund von Abschattungseffekten nicht identisch.

4.1.5.1 Jahresvolllaststunden

Eine Kenngröße der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern ist die Zahl der Volllaststunden pro Jahr. Sie wird ermittelt, indem die Jahreserzeugung an elektrischer Energie durch die installierte Leistung dividiert wird, und sagt aus, wie viele Stunden das Kraftwerk durchgehend bei voller Leistung in Betrieb sein müsste, um die entsprechende Jahresenergiemenge zu erzeugen. Diese Volllaststundenzahl wird auch für die Simulationsergebnisse ermittelt. Ein Langzeitmittelwert liefert aber nicht unbedingt eine Aussage für die Zukunft, da die Zahl der Volllaststunden stark von der Bauhöhe der Windkraftanlagen abhängt. Eine Steigerung derselben wird auch in Zukunft erfolgen, selbst wenn eine Abschwächung des Trends bereits zu erkennen ist (siehe Abbildung 16 in Kapitel 4.1.1.1). Weiters hängen die Volllaststunden auch von der Auslegung der Anlage ab – ist diese zu klein ausgelegt, steigen die Volllaststunden entsprechend, da die WKA öfter im Volllastbereich betrieben wird, der Standort dadurch aber nicht optimal genutzt wird.

Die Anwendung des Modells auf die gesamte historische Windzeitreihe ergibt für den 2009 in Deutschland bestehenden Windpark die in Tabelle 5 dargestellten theoretischen Volllaststunden.

Jahr	Stunden	Jahr	Stunden	Jahr	Stunden
1978	1783	1989	1601	2000	1856
1979	1860	1990	1953	2001	1622
1980	1829	1991	1640	2002	1807
1981	1811	1992	1911	2003	1534
1982	1610	1993	1934	2004	1765
1983	1947	1994	1919	2005	1653
1984	1752	1995	1759	2006	1592
1985	1699	1996	1535	2007	1855
1986	1758	1997	1608	2008	1734
1987	1481	1998	1947		
1988	1786	1999	1764		

Tabelle 5: simulierte Volllaststunden der Windkraftherzeugung in Deutschland

Der Mittelwert über die 30 Jahre beträgt 1752 Stunden, das Minimum liegt bei 1481 Stunden, das Maximum erreicht mit 1947 Stunden annähernd die 2000-Stunden-Grenze.

4.1.5.2 Jahresbetrachtung

Die Simulation des Jahresgangs der Erzeugung wird analog zu 4.1.2.1 ausgeführt, das Ergebnis ist in Abbildung 29 dargestellt. Die saisonale Abhängigkeit ist deutlich erkennbar. Im Unterschied zur Betrachtung der realen Werte über 3 Jahre sind bei den Langzeit-Simulationsergebnissen deutlich höhere Maxima erkennbar, die nun ebenfalls einen saisonalen Charakter besitzen.

Ein weiterer auffallender und wichtiger Unterschied ist bei der Betrachtung der Minima zu erkennen. Diese sind bei der 30-jährigen Betrachtung alle Null, das bedeutet, dass es in jedem Monat mindestens eine Stunde gegeben hat, in der die gesamte deutsche Windkraftproduktion des heute bestehenden Windparks nicht verfügbar gewesen wäre.

Die Standardabweichung ist bei der Langzeitbetrachtung ebenfalls größer als bei der Untersuchung der tatsächlichen Werte. Daraus kann man schließen, dass die Streuung der Windgeschwindigkeiten auf lange Sicht größer ist als in den betrachteten Jahren 2006 bis 2008. Der exakte Wert der Standardabweichung hat jedoch keine weitere Aussagekraft, da die Erzeugung nicht normalverteilt ist.

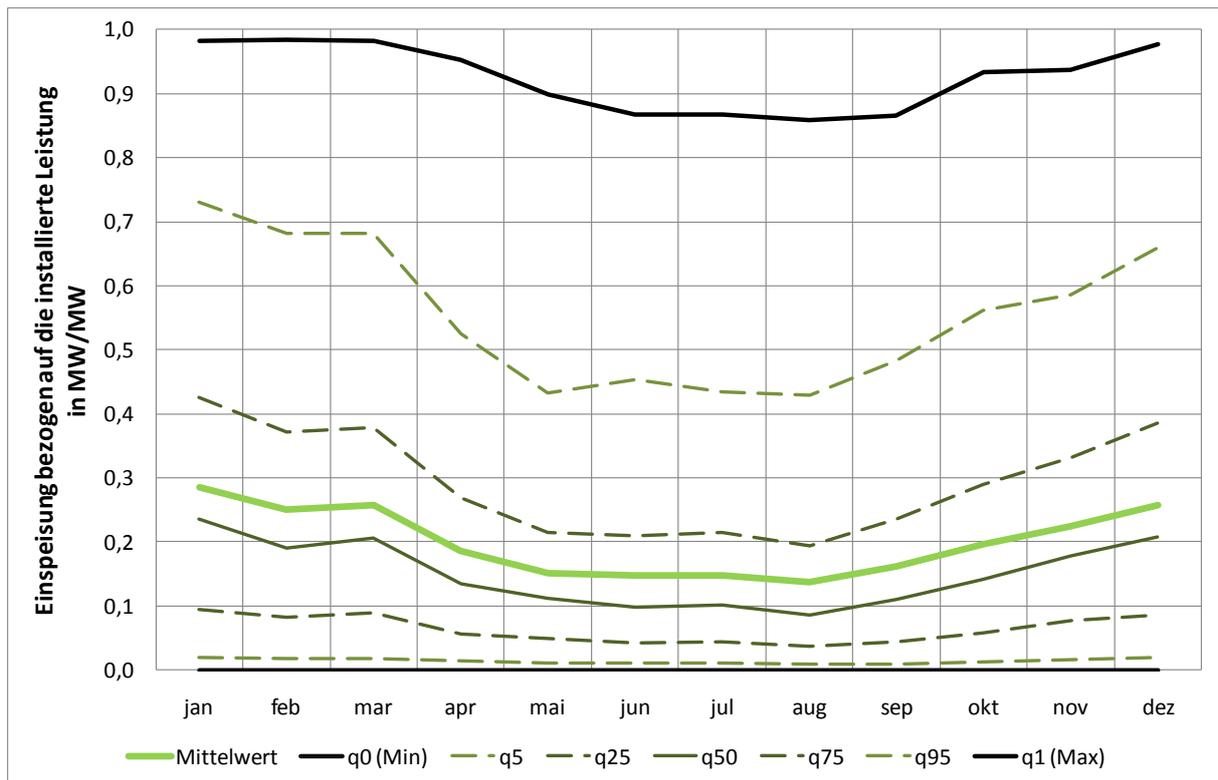


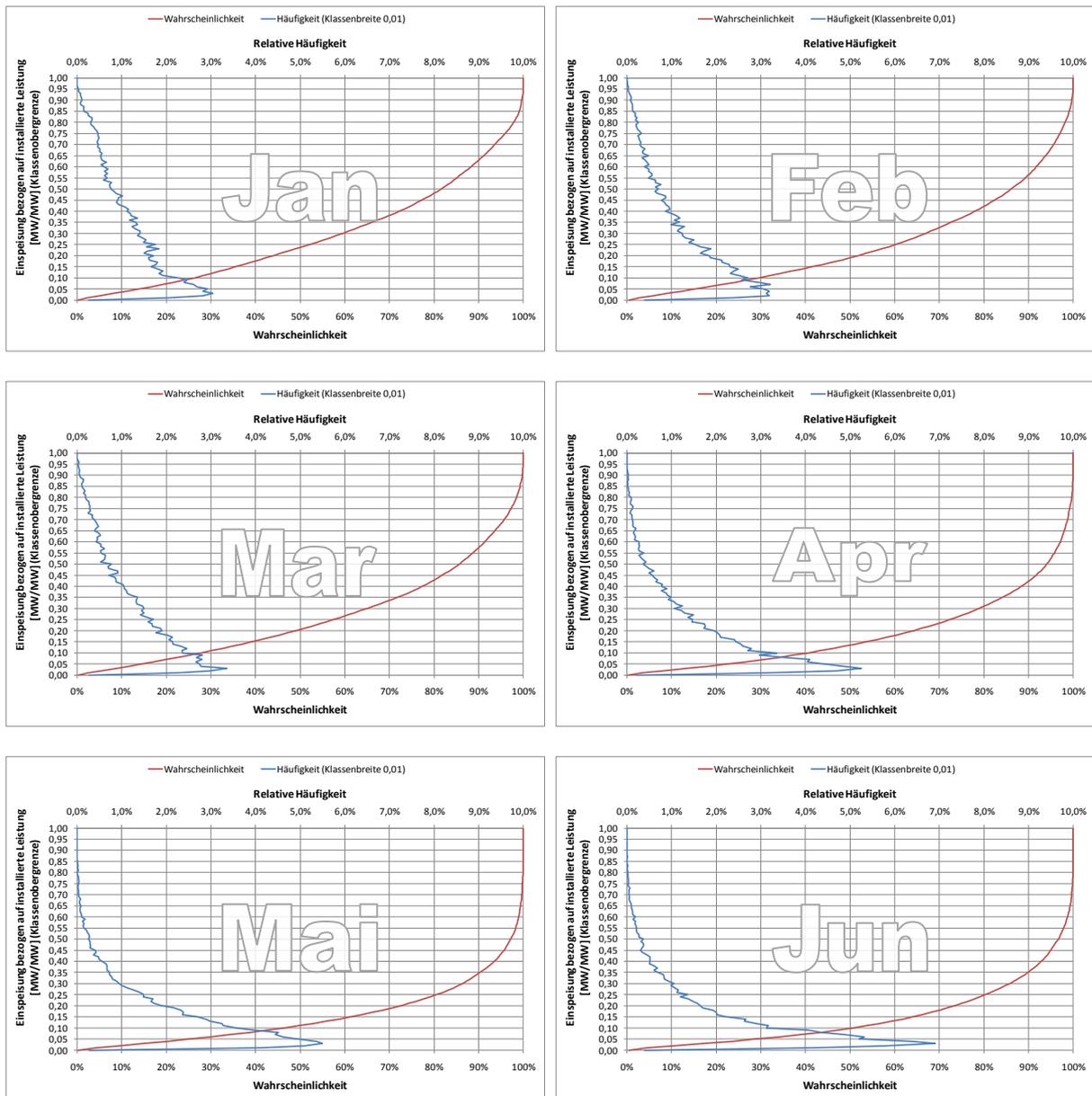
Abbildung 29: Jahresverlauf der simulierten Windkrafterzeugung in Deutschland, Mittelwert und Quantile

	jan	feb	mar	apr	mai	jun	jul	aug	sep	okt	nov	dez
Mittelwert	0,285	0,250	0,258	0,185	0,152	0,148	0,147	0,137	0,161	0,196	0,224	0,257
q0 (Min)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
q5	0,020	0,017	0,018	0,014	0,011	0,011	0,010	0,008	0,009	0,013	0,015	0,020
q25	0,094	0,083	0,089	0,056	0,049	0,042	0,044	0,036	0,044	0,057	0,077	0,086
q50	0,236	0,190	0,205	0,135	0,111	0,098	0,101	0,086	0,109	0,141	0,177	0,208
q75	0,426	0,371	0,378	0,268	0,214	0,210	0,214	0,194	0,235	0,289	0,331	0,386
q95	0,730	0,682	0,681	0,526	0,432	0,453	0,434	0,429	0,484	0,561	0,586	0,659
q1 (Max)	0,983	0,983	0,982	0,953	0,900	0,867	0,868	0,859	0,866	0,934	0,937	0,977

Tabelle 6: Berechnungsergebnisse für die Jahresganglinie, simulierte Langzeitwerte in MW/MW

4.1.5.3 Monatliche Einspeisewahrscheinlichkeiten

Auch dieser Punkt wird für die Simulationsergebnisse analog zu den realen Werten ausgeführt. Aufgrund der wesentlich größeren Datenmenge²³ wurde die Klassenbreite für die Häufigkeiten auf 0,01 reduziert. Die relative Häufigkeit pro Klasse sinkt dadurch, daher muss eine zweite Abszisse eingeführt werden. Aus Gründen der einfacheren Darstellung wird die relative Häufigkeit mit der Klassenobergrenze aufgetragen, und nicht wie üblich die Dichtefunktion (Bezug auf die Klassenbreite) mit dem Klassenmittel.



²³ Es werden etwa 270.000 Simulationsergebnisse verwendet, verglichen mit nur ca. 26.300 realen Werten.

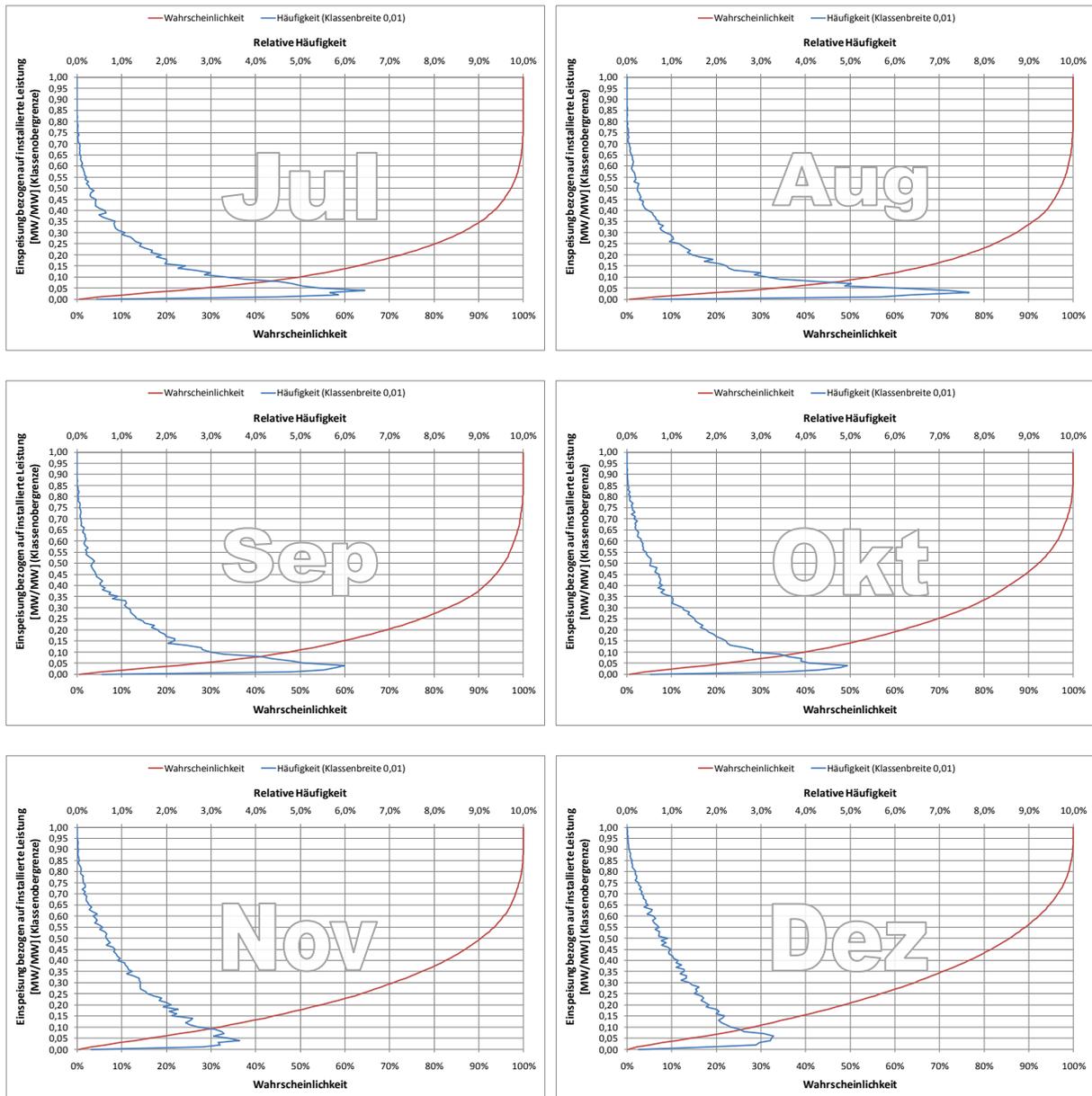


Abbildung 30: Relative Häufigkeit und Wahrscheinlichkeit der Windkrafteinspeisung aus der Langzeitsimulation über 30 Jahre

4.1.5.4 Mittlere Tagesganglinie der Windkrafterzeugung

Die Berechnung der Tagesganglinie wird entsprechend Punkt 4.1.2.3 ausgeführt. Abbildung 31 zeigt das Ergebnis, welches einen von Abbildung 21 (Seite 35) abweichenden Verlauf darstellt. Indizien weisen darauf hin, dass der Grund der Abweichung in der Windrichtung zu finden ist. Diese wird vom Modell nicht berücksichtigt, da die Windkraftanlagen eine automatische Nachführung besitzen und somit in der Theorie immer den vollen Betrag der Windgeschwindigkeit verarbeiten können. Praktisch können jedoch Windparkabschattungseffekte zu einer Abhängigkeit von der Windrichtung führen, die das Modell nicht erfasst.

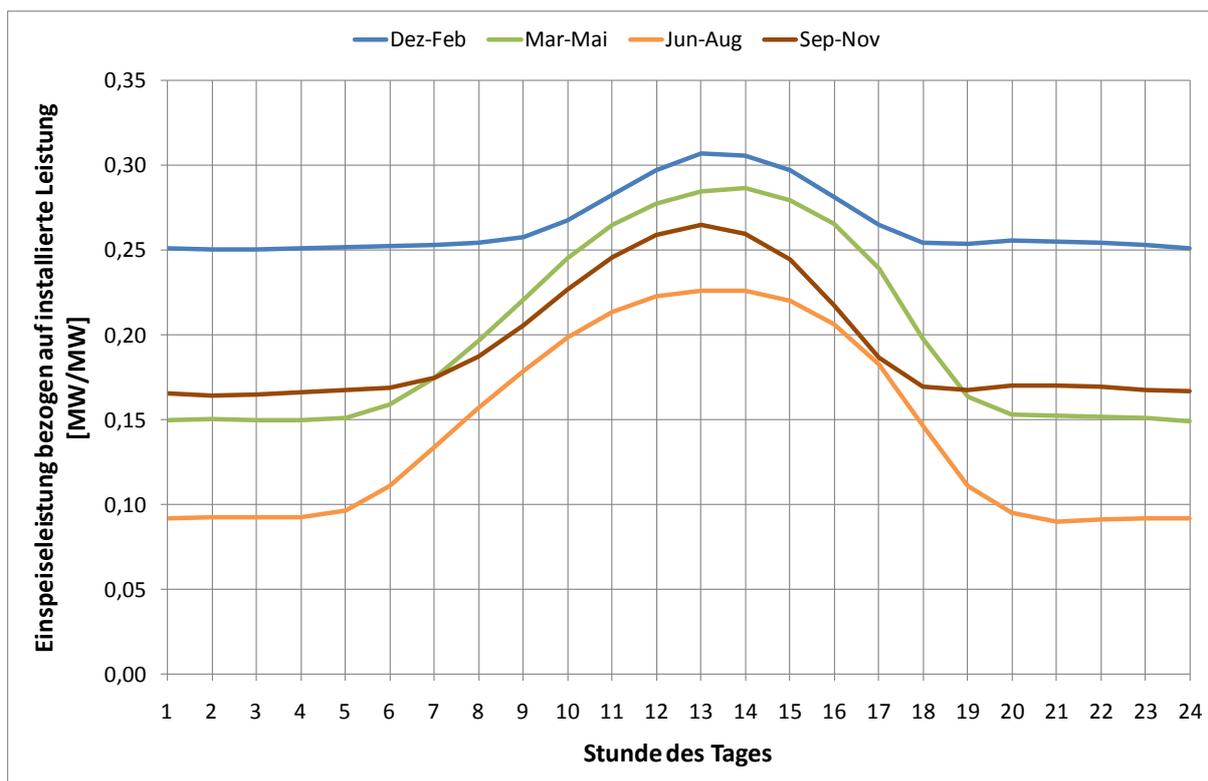


Abbildung 31: Mittlerer Langzeit-Tageslastgang der simulierten Werte nach Saison

4.1.5.5 Korrelationsanalyse der Standorte

Bei der Windkrafterzeugungssituation in Österreich ist offensichtlich, welche Regionen den Verlauf der Erzeugung dominieren (siehe Kapitel 4.2.1.1). In Deutschland sind die Anlagen räumlich breiter verstreut, daher ist eine Untersuchung der Einflüsse unterschiedlicher Standorte auf die Gesamterzeugung von Interesse. Dazu werden die simulierten Einspeisewerte der zwölf verwendeten Standorte mit den realen Einspeisewerten (Summe von ganz Deutschland) korreliert. Das Ergebnis ist in Tabelle 7 dargestellt.

Standort	Korrelationskoeffizient	Gewichtungsfaktor gemäß installierter Leistung 2009
Bremen	0,7787	1317 MW
Erfurt-B.	0,7673	313 MW
Emden	0,7663	2029 MW
Osnabrück	0,7632	1011 MW
Lindenberg	0,7500	1021 MW
Schleswig	0,7291	3293 MW
Dresden-K.	0,7170	518 MW
Magdeburg	0,6888	1300 MW
Leipzig-S.	0,6553	1439 MW
Neuruppin	0,6208	1158 MW
Trier	0,5143	356 MW
Westermarkelsdorf	0,4534	684 MW

Tabelle 7: Einfluss der einzelnen Standorte, geordnet nach Korrelationskoeffizient

4.1.5.6 Fourier-Analyse der Simulationsergebnisse

Das Ergebnis der Fourier-Analyse der realen Einspeisewerte (Kapitel 0) zeigt einige Frequenzen, die aufgrund der geringen Datenmenge nicht eindeutig erklärbar sind. Die Fourier-Analyse der Langzeitsimulation gibt darüber mehr Aufschluss. In Abbildung 32 ist das Ergebnis als einseitiges Amplitudenspektrum dargestellt.

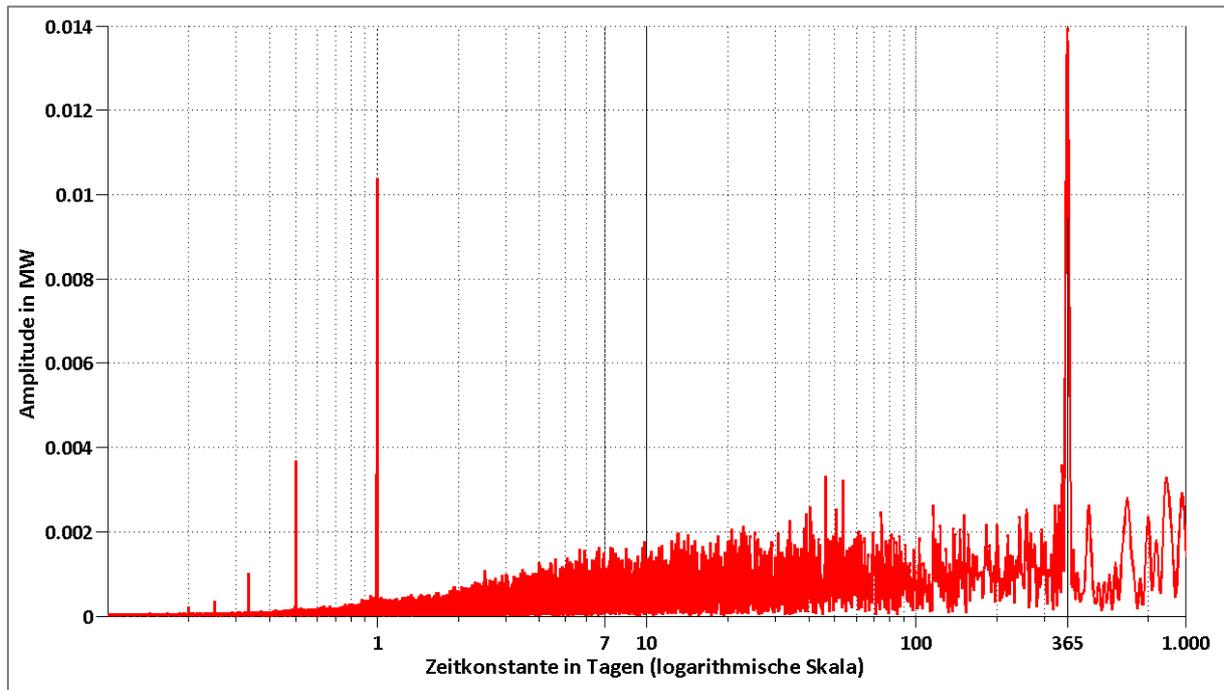


Abbildung 32: Spektrum der Windkraft-Einspeisung in Deutschland über 30 Jahre

Es ist erkennbar, dass der Jahres- und der Tagesrhythmus stark herausstechen, und alle anderen in Kapitel 0 gefundenen Frequenzen bei der Langzeitbetrachtung im Rauschen untergehen. Schlussendlich bedeutet das: bei Betrachtungen kurzer Zeitfenster können immer wieder Periodizitäten von mehreren Tagen oder Wochen auftreten, auf lange Sicht gesehen bleiben jedoch nur die durch die variierende Sonneneinstrahlung entstehenden jährlichen und täglichen Schwankungen über.

4.2 Österreich

In Österreich ist die Windenergieerzeugung zum heutigen Zeitpunkt noch eher gering ausgebaut und spielt in der Erzeugungsstruktur nur eine kleine Rolle (vgl. Abbildung 47, Seite 69). Um eine Marktmodellierung durchführen zu können, wird die österreichische Windkraft im Zuge dieser Arbeit ebenfalls betrachtet.

4.2.1 Windkraft in Österreich

Die Entwicklung der Windkraftherzeugung in Österreich hat in den letzten Jahren einen Rückschlag erlitten, nachdem die neu gebauten Anlagen ab 30.6.2005 laut damals gültiger Einspeisetarifverordnung keine Förderung mehr bekamen (IG-Windkraft, 2007). Ab 2010 ist jedoch mit einer neuen Aufbruchsstimmung zu rechnen.

Abbildung 33 zeigt die Entwicklung der installierten Leistung²⁴ (Engpassleistung, EPL) 2003 bis 2008 in Österreich mit einer deutlichen Abflachung im Jahr 2005.

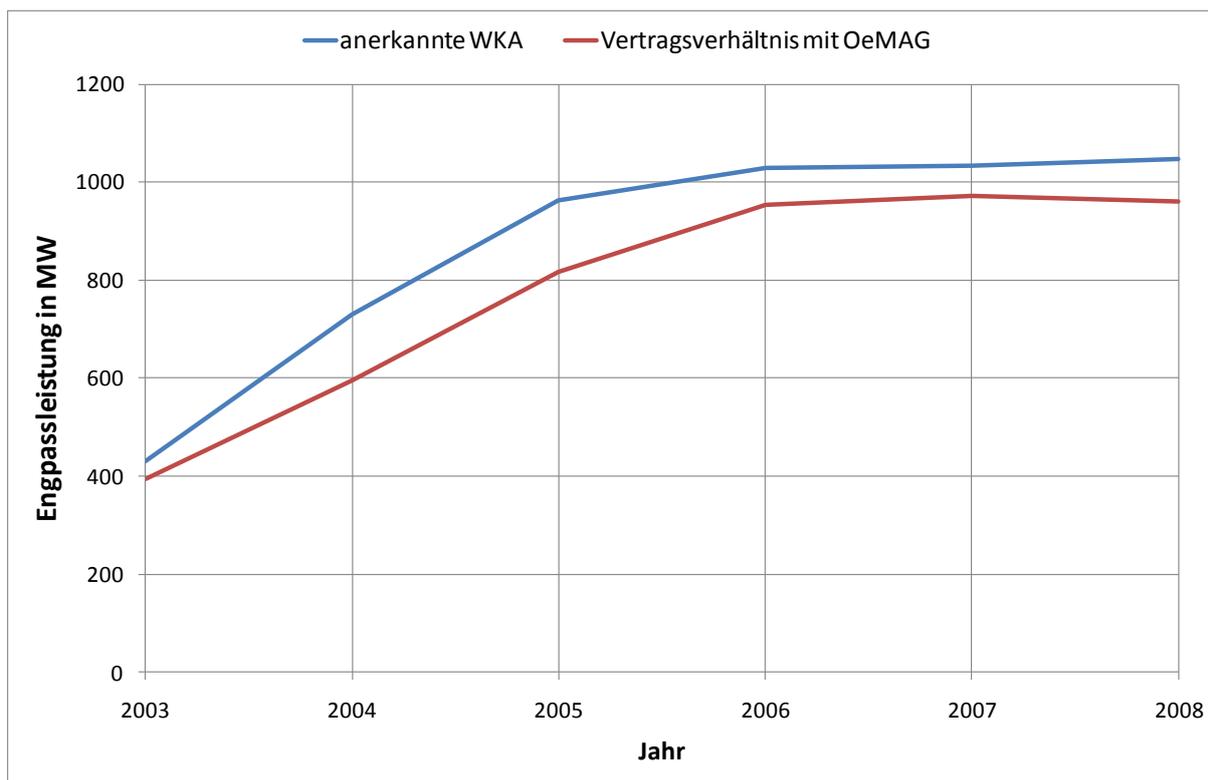


Abbildung 33: Entwicklung der Windkraftanlagen in Österreich.
Datenquelle: (E-Control, 2009)

4.2.1.1 Überblick über die Standorte

Bei der Windkraftherzeugung dominiert ganz klar der Nordosten Österreichs. Niederösterreich ist mit über 500 MW installierter Leistung an der Spitze, dicht gefolgt vom Burgenland mit etwa 370 MW (IG-Windkraft, 2007). Der Westen Österreichs, also Vorarlberg, Tirol und Osttirol sowie Salzburg haben keine einzige installierte Anlage (Stand 2006, siehe Abbildung 34). Für die Modellierung wurde daher ausschließlich der Raum Niederösterreich-nördliches Burgenland herangezogen.

²⁴ Aufteilung: Anerkannte Anlagen sind jene, deren Bau von der zuständigen Behörde genehmigt wurde. Das bedeutet nicht, dass der Bau auch realisiert wurde. Anlagen mit Vertragsverhältnis mit der OeMAG (Abwicklungsstelle für Ökostrom) sind jene mit gefördertem Einspeisetarif, deren Viertelstunden-Einspeisewerte bekannt sind (siehe Kapitel 4.2.2)

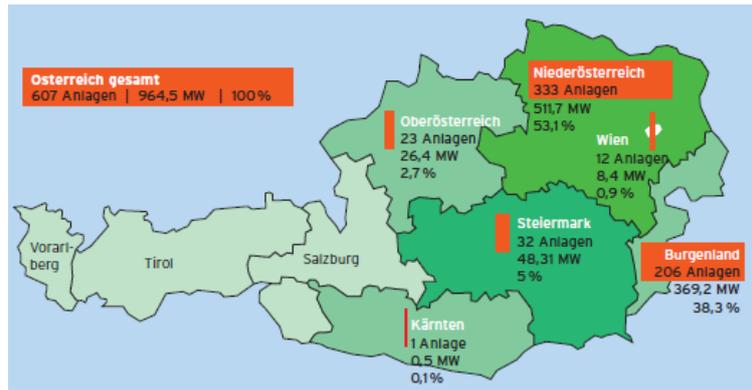


Abbildung 34: Verteilung der Windkraftanlagen in Österreich nach installierter Leistung. Stand: 2006, Quelle: Windenergie Ausgabe 44 (IG-Windkraft, 2007), S. 7

4.2.1.2 Verwendete Anlagen zur Modellbildung

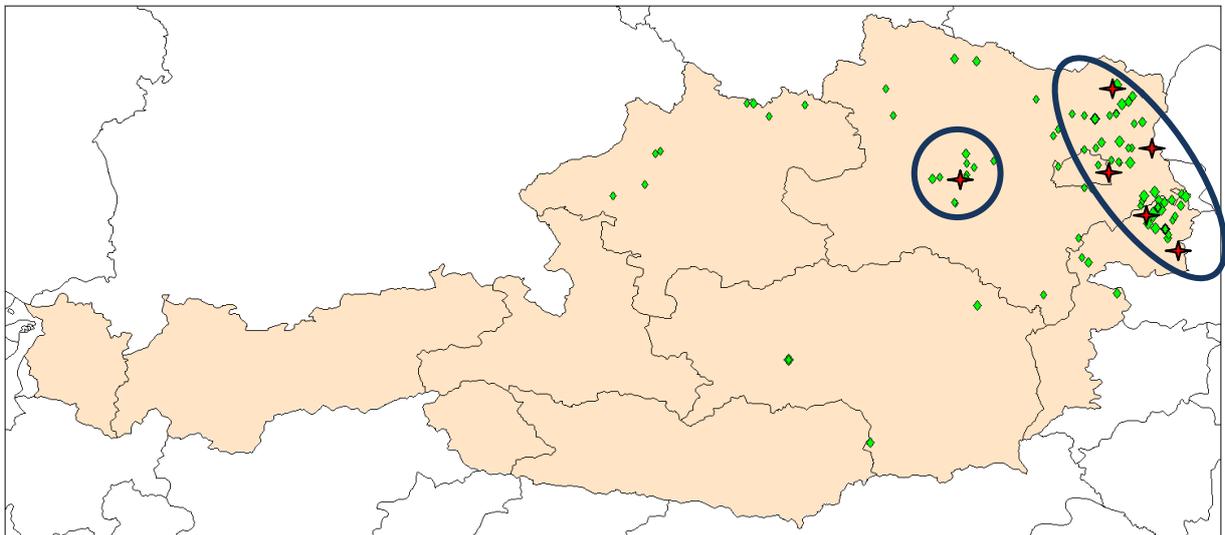


Abbildung 35: Standorte der Windparks (grün) und Sensoren (rot) in Österreich., Datenquelle: institutsinterne Datenbank

Abbildung 35 zeigt die installierten Windparks in Österreich. Die blau markierten Regionen wurden in der Modellierung durch entsprechende Gewichtung berücksichtigt. Es wurden insgesamt etwa 740 MW an installierten Anlagen berücksichtigt, das sind etwa 73 % aller Anlagen.

Da keine Detailinformationen über Einzelanlagen vorliegen, kann keine Untersuchung analog zu Kapitel 4.1.1.1 bezüglich Hersteller, Nabenhöhe und Nennleistung durchgeführt werden. Abbildung 36 zeigt jedoch, dass die Verhältnisse denen in Deutschland sehr ähneln. Auch in Österreich dominieren die Hersteller Enercon und Vestas.

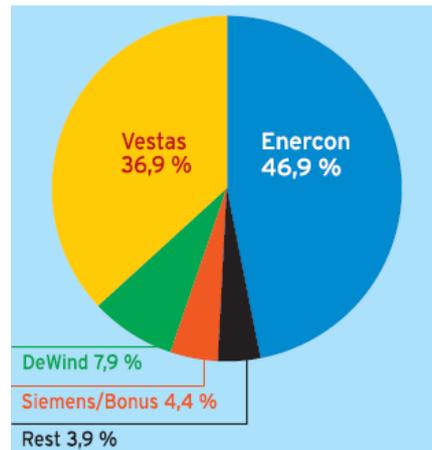


Abbildung 36: Anteile der Hersteller der in Österreich installierten WKA (Stand 2006)
 Quelle: Windenergie, Ausgabe 44 (IG-Windkraft, 2007), S. 6

Aus derselben Quelle ist ersichtlich, dass die zuletzt neu gebauten Anlagen zum überwiegenden Teil eine Nennleistung von 1,8 bis 2 MW besitzen (Tabelle 8 und Tabelle 9). Daher erfolgt die Modellierung der österreichischen Windparks mit einem Windrad der 2 MW-Klasse.

Aufstellungsort	Betreiber	Anlagengröße in MW	Stück	Leistung in MW	Anlagentyp
Gänserndorf Nord	evn naturkraft	1,8	5	9,0	Enercon E-70/E4
Obersiebenbrunn	Ökoenergie GmbH	2,0	13	26,0	Enercon E-70/E4
Auersthal	WEB Windenergie AG	2,0	10	20,0	Vestas V90
Obersdorf IV	Ökoenergie GmbH	2,0	8	16,0	Enercon E-70/E4
Hoher Kölbling	evn naturkraft	1,8	6	10,8	Enercon E-70/E4
Kleinhain	evn naturkraft	1,8	5	9,0	Enercon E-70/E4
Schauerberg	evn naturkraft	1,8	2	3,6	Enercon E-70/E4
Kettlasbrunn	evn naturkraft	2,0	20	40,0	Enercon E-70/E4
Niederösterreich			69	134,4	
Gaberl	BioEnergie Köflach	0,6	2	1,2	Enercon E-40
Moschkogel	Viktor Kaplan Akademie GmbH	2,0	5	10,0	Enercon E-70/E4
Steiermark			7	11,2	

Tabelle 8: Im Jahr 2006 neu errichtete Windparks in Österreich
 Quelle: Windenergie, Ausgabe 44 (IG-Windkraft, 2007), S. 6

Aufstellungsort	Betreiber	Anlagengröße in MW	Stück	Leistung in MW	Anlagentyp
Stattersdorf	WEB	0,60	4	2,40	Enercon E-40/6.44
Japons I	Schartner	2,00	1	2,00	Enercon E-70/20.71
Aspersdorf	WEB	2,00	1	2,00	Vestas V90
Kreuzstetten	WK Simonsfeld	2,00	10	20,00	Vestas V90
Japons II	evn naturkraft	2,00	7	14,00	DeWind D8
Rannersdorf	WK Simonsfeld	2,00	4	8,00	Vestas V90
Poysdorf/Wilfersdorf	WK Simonsfeld	2,00	9	18,00	Vestas V90
Zistersdorf/Maustrenk	WEB	2,00	6	12,00	Vestas V80
Schrick III	Ökoenergie	2,00	2	4,00	Enercon E-70/20.71
Obersdorf III	Ökoenergie	2,00	4	8,00	Enercon E-70/20.71
Spannberg I	WEB	2,00	3	6,00	Vestas V80
Spannberg II	Smart Energy	2,00	3	6,00	Vestas V90
Berg	Raiffeisen Leasing	2,00	9	18,00	Vestas V80
Pottenbrunn VIII	WEB	2,00	1	2,00	Vestas V90
Niederösterreich			64	122,40	
Gols IV	Wagner	2,00	1	2,00	Vestas V80
Gols V	Wagner	2,00	2	4,00	Vestas V90
Deutschkreutz	AWP	2,00	7	14,00	REpower MM82
Parndorf IV	TWH Windenergie	0,85	1	0,85	Vestas V52
Neuhof II	Neuhof II GmbH	2,00	2	4,00	Vestas V90
Pöttelsdorf II	Windstrom Pöttelsdorf	2,30	5	11,50	Siemens/Bonus
Potzneusiedl I	AWP	2,00	5	10,00	Enercon E-70/20.71
Potzneusiedl II	Ökowind	2,00	2	4,00	Enercon E-70/20.71
Potzneusiedl III	ImWind	2,00	2	4,00	Enercon E-70/20.71
Zurndorf V	AWP	2,00	3	6,00	Enercon E-70/20.71
Sigleß	WEB	2,00	3	6,00	Vestas V90
Burgenland			33	66,35	
Rattener Alm	Windnet	1,30	10	13,00	Siemens/Bonus
Steiermark			10	13,00	
Sternstein II	Sternwind	2,00	6	12,00	Vestas V90
Oberösterreich			6	12,00	
Unterlaa	Windnet	1,00	4	4,00	Siemens/Bonus
Wien			4	4,00	

Tabelle 9: Im Jahr 2005 neu errichtete Windparks in Österreich
 Quelle: Windenergie, Ausgabe 40 (IG-Windkraft, 2006), S. 6

Für die Messung der zur Verfügung gestellten Daten verwendet die ZAMG das System TAWES²⁵, wobei nur Stationen in den in Abbildung 35 markierten Gebieten von Interesse sind, deren Daten längere Zeit (mehr als 7 Jahre) in die Vergangenheit reichen.

²⁵ TAWES (teilautomatisches Wettererfassungssystem) ist ein Messnetzwerk für Klimagrößen mit teilautomatisierten Wetterstationen.

Unter diesen Gesichtspunkten werden folgende Messstationen zur Verwendung im Modell ausgewählt:

- Neusiedl am See
- Poysdorf und Mistelbach für den Norden Niederösterreichs (in Folge als „NOE Nord“ bezeichnet)
- St. Pölten
- Großenzersdorf
- Zwerndorf
- Andau

4.2.2 Analyse der realen Einspeisewerte

Die OeMAG Abwicklungsstelle für Ökostrom AG veröffentlicht seit Anfang 2010 die Wind-einspeisedaten der Jahre 2003 bis 2008 in Viertelstundenwerten (OeMAG, 2010). Diese Daten wurden im Rahmen der Arbeit untersucht und ausgewertet. In Folge sind die Ergebnisse der Untersuchung dargestellt, die analog zu Kapitel 4.1.2 durchgeführt wurde.

Aufgrund des starken Zubaus in den Jahren 2003 und 2004 (siehe Abbildung 33, Seite 51) und der Tatsache, dass den zugebauten Leistungswerten kein exaktes Datum zugeordnet werden kann, werden nur die Jahre 2005 bis 2008 in den folgenden Betrachtungen berücksichtigt.

Die Einspeisewerte berücksichtigen nur jene Anlagen mit Vertragsverhältnis mit der OeMAG, sprich solche mit geförderten Einspeisetarifen. Die gesamt installierte Leistung bewegt sich zwischen den beiden Kurven, die in Abbildung 33 dargestellt sind. Der Fehler, der bei der ausschließlichen Betrachtung der geförderten Anlagen entsteht, ist gering und wird in Kauf genommen.

4.2.2.1 Jahresbetrachtung

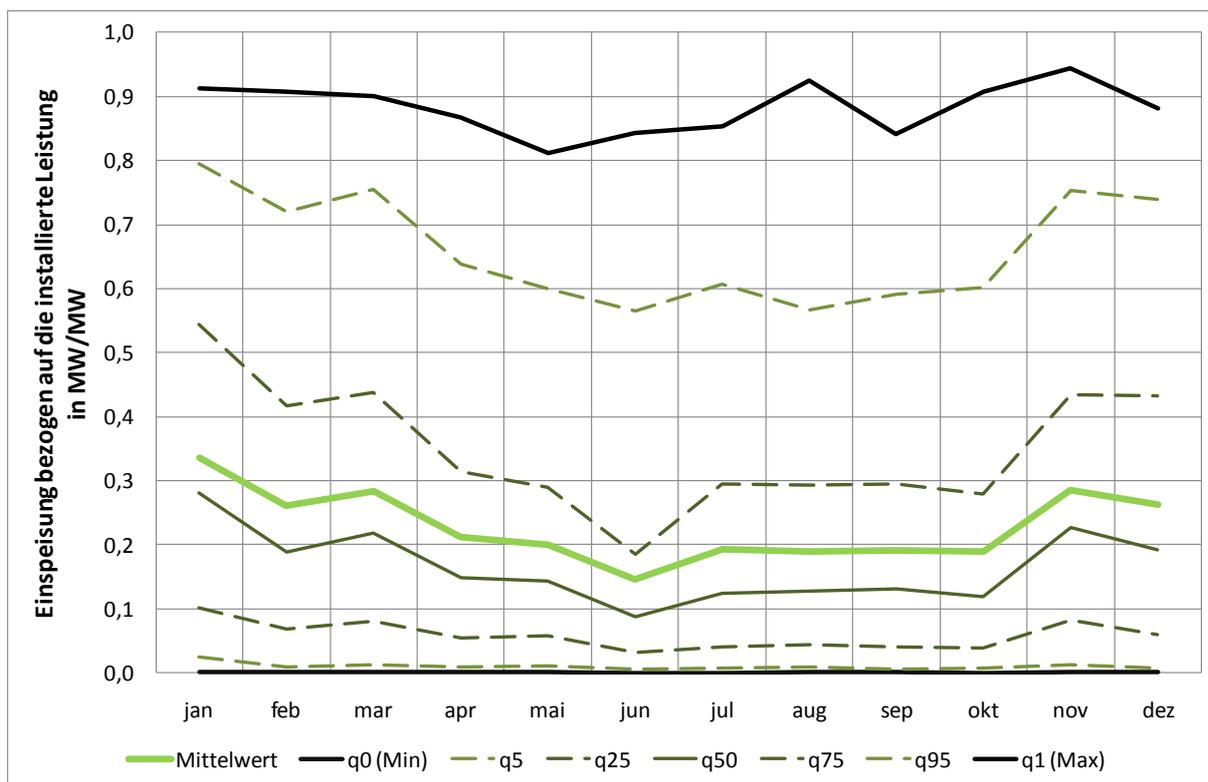


Abbildung 37: Mittlerer Jahresverlauf der Windkrafteinspeisung in Österreich aus realen Daten 2005 bis 2008. Datenquelle: (OeMAG, 2010)

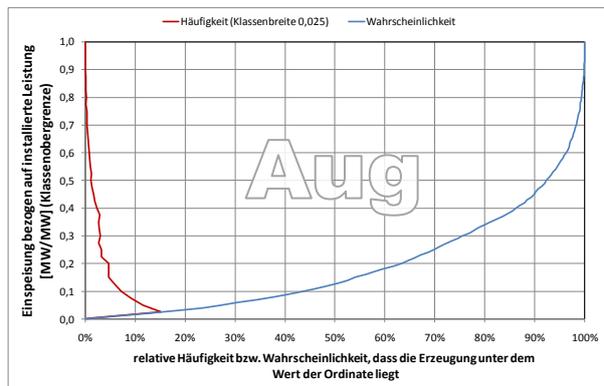
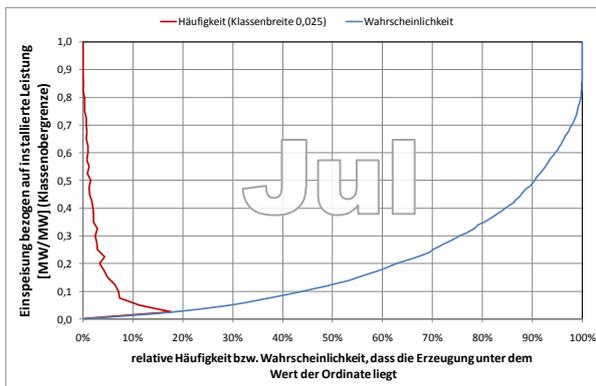
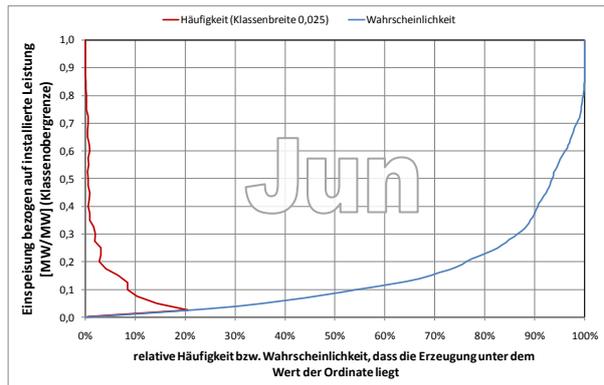
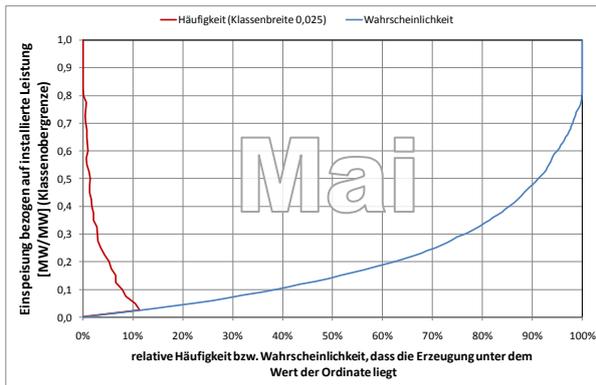
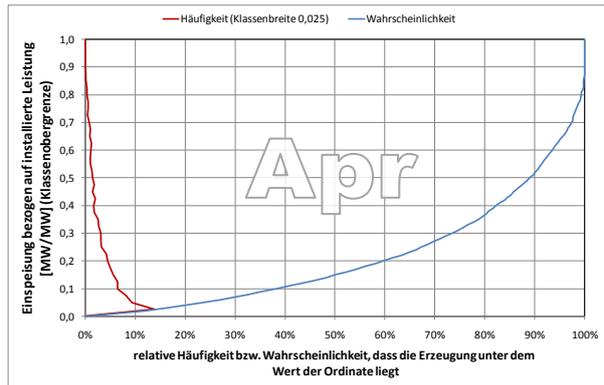
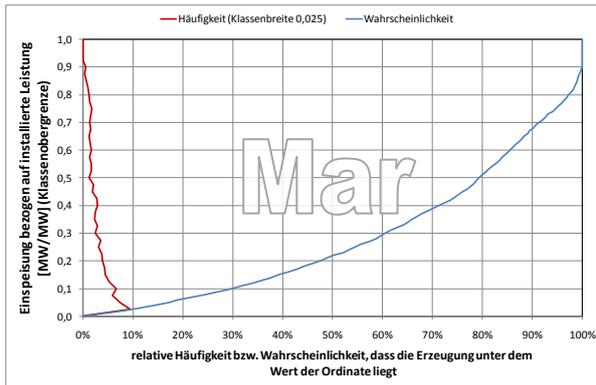
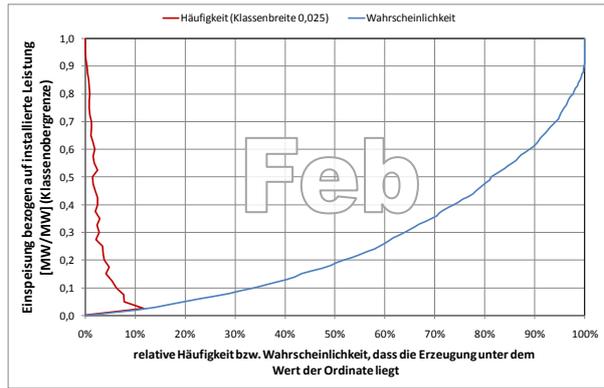
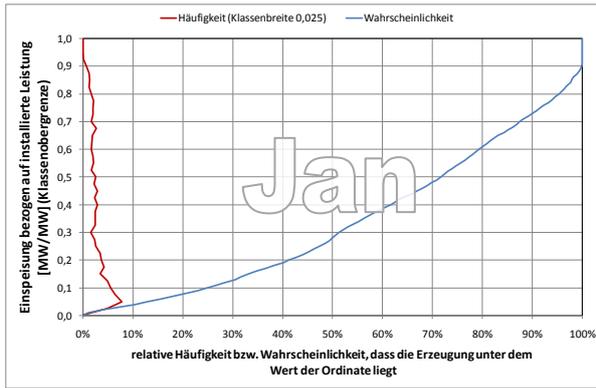
	jan	feb	mar	apr	mai	jun	jul	aug	sep	okt	nov	dez
Mittelwert	0,336	0,262	0,284	0,212	0,199	0,145	0,193	0,190	0,191	0,189	0,286	0,263
q0 (Min)	0,001	0,000	0,001	0,000	0,001	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
q5	0,025	0,010	0,013	0,009	0,011	0,006	0,006	0,009	0,006	0,007	0,012	0,007
q25	0,101	0,068	0,081	0,054	0,058	0,031	0,040	0,044	0,040	0,039	0,081	0,059
q50	0,280	0,189	0,218	0,149	0,143	0,087	0,124	0,127	0,130	0,119	0,228	0,192
q75	0,544	0,416	0,437	0,314	0,290	0,185	0,295	0,293	0,294	0,279	0,434	0,433
q95	0,795	0,719	0,755	0,638	0,600	0,565	0,606	0,567	0,591	0,601	0,753	0,739
q1 (Max)	0,913	0,907	0,900	0,868	0,812	0,844	0,853	0,925	0,841	0,907	0,944	0,882

Tabelle 10: Mittlere Einspeisung aus Windkraft in Österreich aus realen Daten 2005 bis 2008. Datenquelle: (OeMAG, 2010)

Es zeigt sich eine ähnliche saisonale Abhängigkeit wie schon bei der Untersuchung der deutschen Einspeisewerte. Diese ist für Österreich allerdings etwas geringer, es wird im Vergleich zu Deutschland im Sommer mehr und im Winter weniger erzeugt.

4.2.2.2 Monatliche Einspeisewahrscheinlichkeiten

In den Grafiken der Abbildung 38 ist die relative Häufigkeit und die Wahrscheinlichkeitskurve der Erzeugung für jeden Monat dargestellt. Die Berechnung erfolgt analog zu Kapitel 4.1.2.2. Aus Gründen der einfacheren Darstellung wird die relative Häufigkeit mit der Klassenobergrenze aufgetragen, und nicht wie üblich die Dichtefunktion (Bezug auf die Klassenbreite) mit dem Klassenmittel.



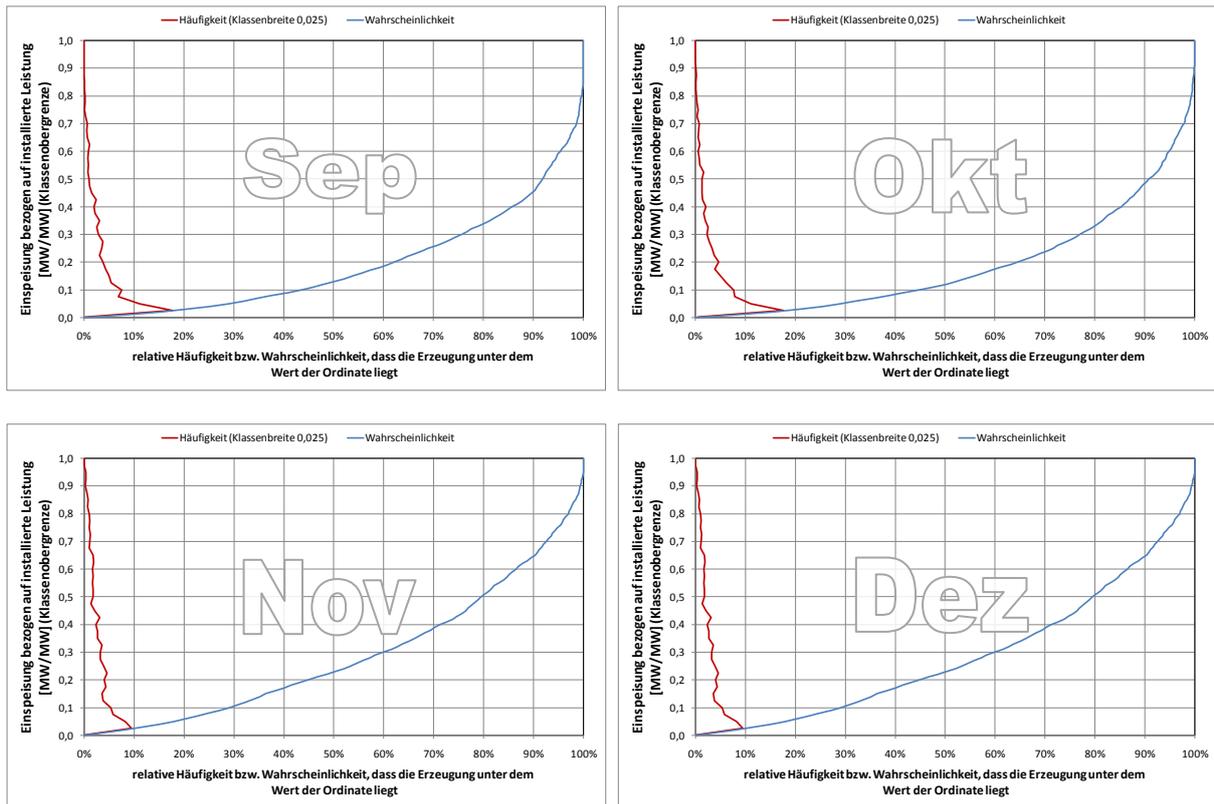


Abbildung 38 Häufigkeit (relativ) und Wahrscheinlichkeit, für die reale Einspeisung aus Windkraftanlagen in Österreich von 2005 bis 2008

4.2.2.3 Mittlere Tagesganglinie der Windkrafterzeugung

Die mittlere Tagesganglinie der österreichischen Windkrafteinspeisung zeigt zwar im Ansatz ein ähnliches Verhalten wie die deutschen Anlagen, ist allerdings bei Weitem nicht so ausgeprägt. Abgesehen von den Wintermonaten tritt die Spitze der Erzeugung im Mittel sogar nachts auf. Der Unterschied zu den deutschen Ergebnissen kann durch fehlende Küstenstandorte mit starker Abhängigkeit von der Sonneneinstrahlung, sowie die fehlende räumliche Verteilung der österreichischen Anlagen erklärt werden, denn die mittlere Darstellung zeigt in Wirklichkeit nur das Ergebnis für ein bestimmtes Gebiet, nicht jedoch für ganz Österreich.

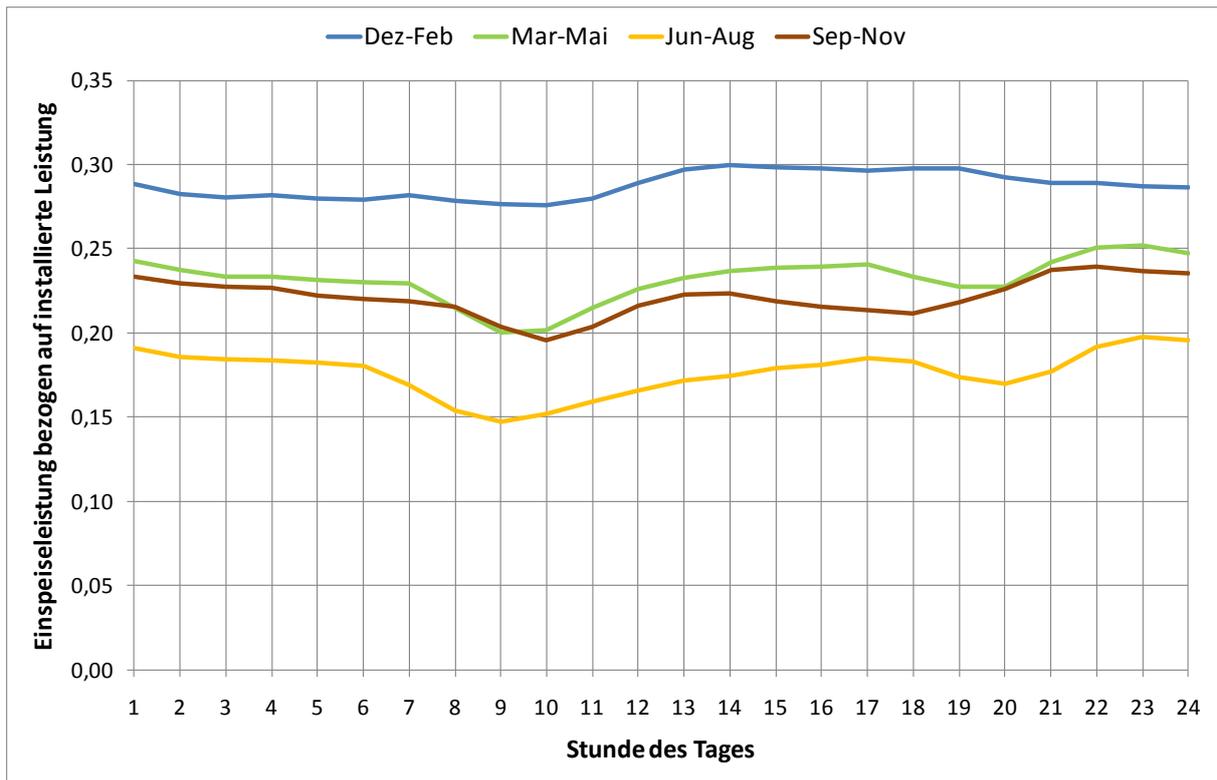


Abbildung 39: Mittlerer Tagesgang der realen Windkrafteinspeisung nach Saison für Österreich (2005-2008)

4.2.2.4 Fourier-Analyse der tatsächlichen Einspeisewerte

Das Frequenzspektrum der Windenergieeinspeisung zeigt den bekannten Ausschlag bei 365 Tagen, also die jährliche Schwankung, die bereits bei den deutschen Werten gefunden wurde. Die tägliche Periodizität ist weitaus weniger ausgeprägt, wie schon in Kapitel 4.2.2.3 festgestellt.

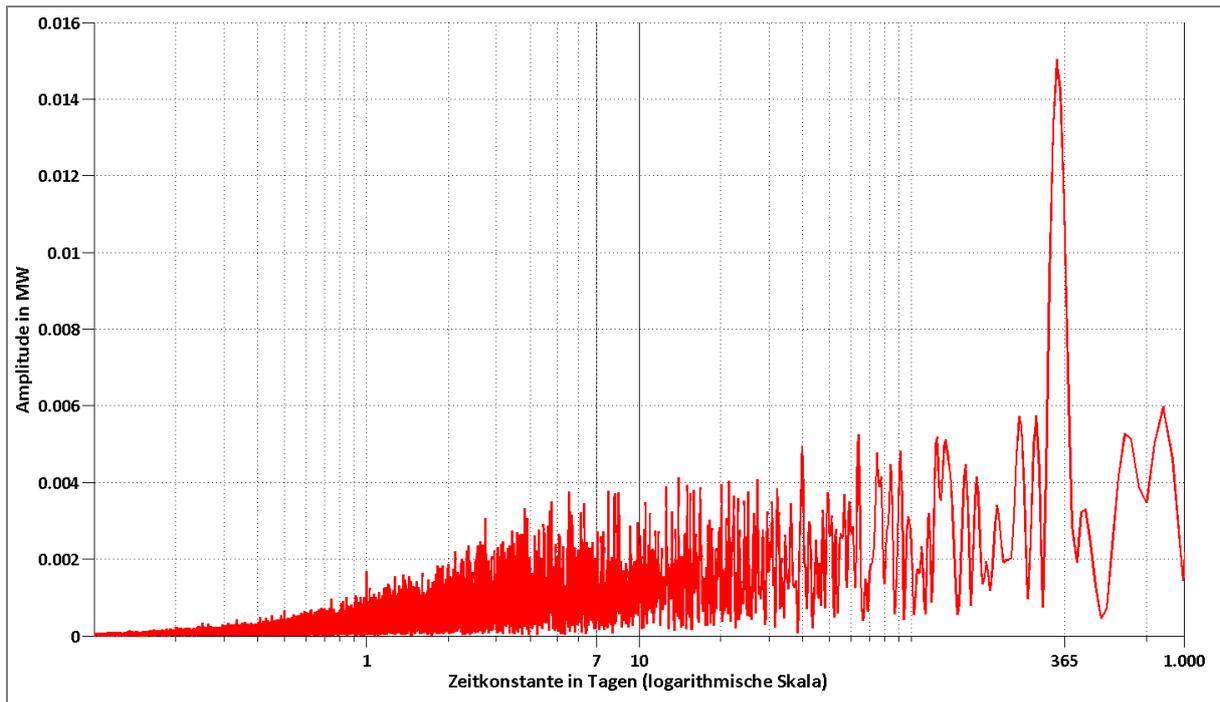


Abbildung 40: Einseitiges Frequenzspektrum der österreichischen Windkrafteinpeisung

4.2.2.5 Änderungsgeschwindigkeit

Das Ergebnis aus der Berechnung der Änderungsgeschwindigkeiten weicht von den Werten in Deutschland stark ab. Während die Änderungen im Mittel (siehe Abbildung 42) bereits 20 % der installierten Leistung pro Stunde erreichen, sind die Maximalwerte bei Betrachtung eines einzelnen Jahres (Beispiel 2007 in Abbildung 41) noch höher und steigen des Öfteren über 60 % pro Stunde. Auch das ist vermutlich eine Folge der konzentrierten geographischen Anordnung der österreichischen Windkraftanlagen.

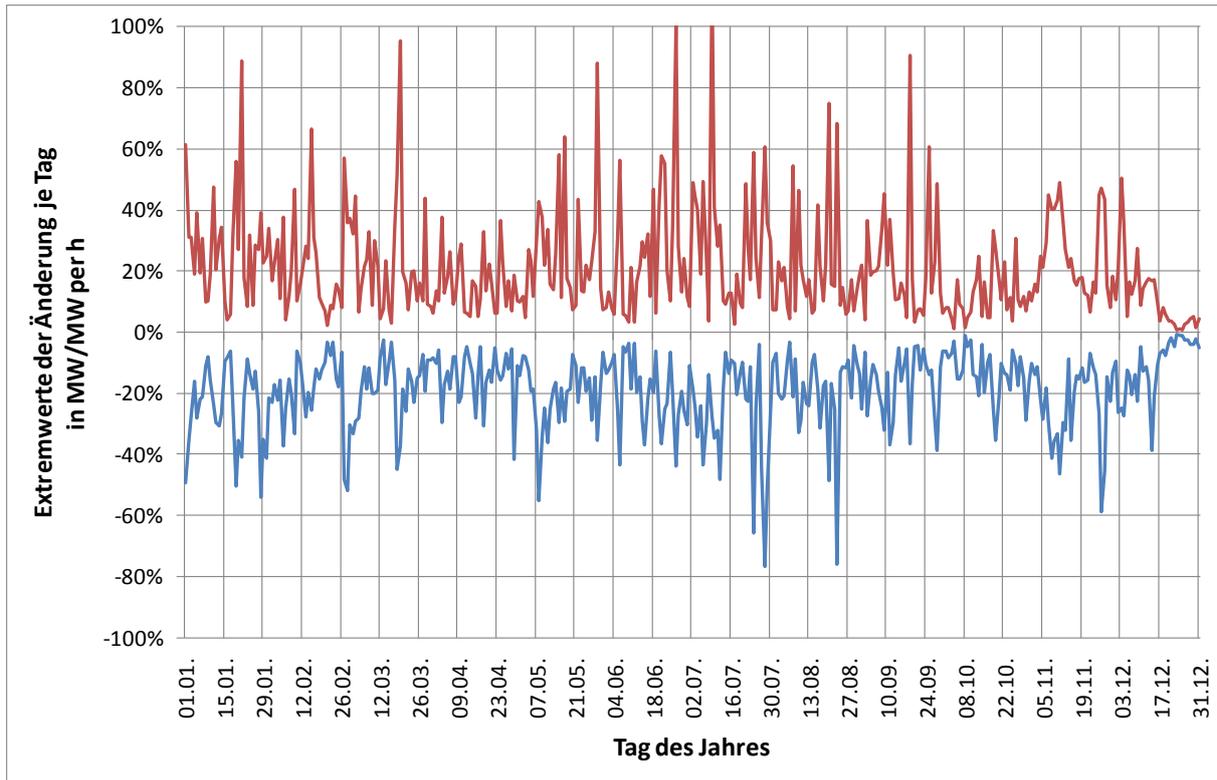


Abbildung 41: Änderung der Windgeschwindigkeit, Tagesminimum und Maximum für 2007

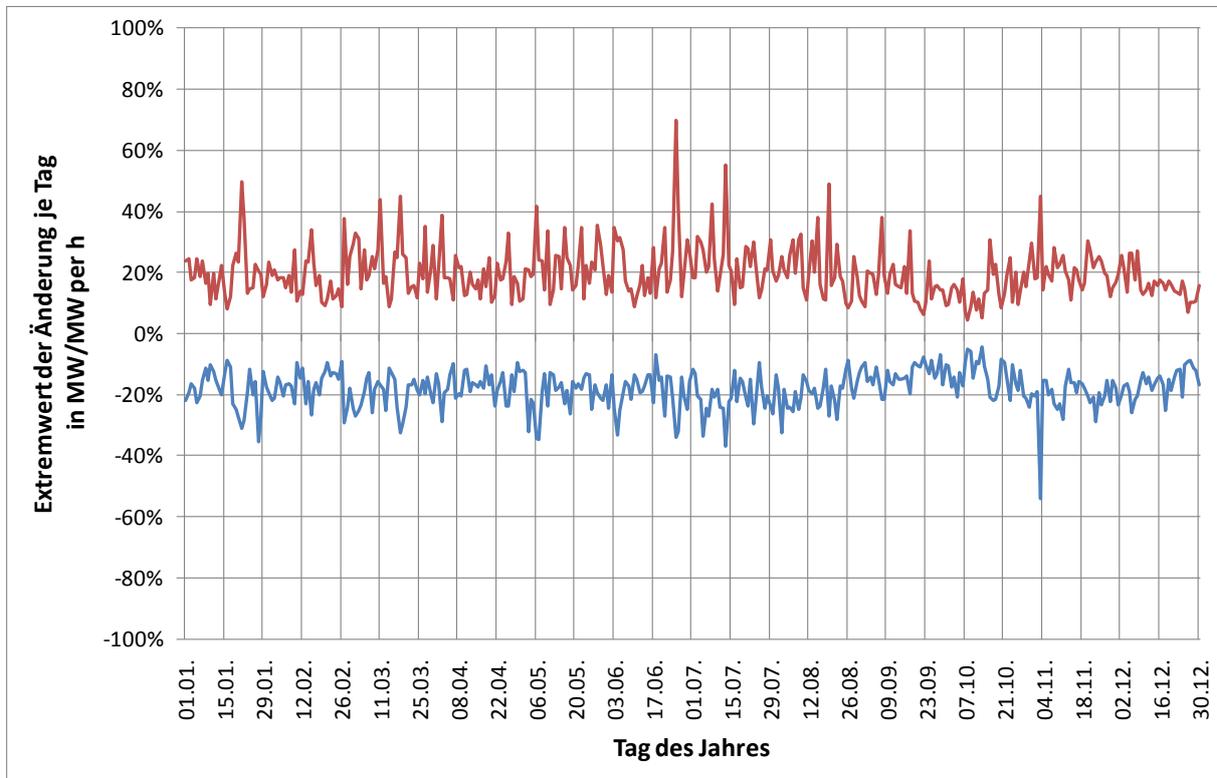


Abbildung 42: Änderung der Windgeschwindigkeit, Tagesminimum und Maximum, Mittelwert aus 2005 bis 2008

4.2.3 Das Modell der Windkraftanlage

In Kapitel 4.2.1.2 wurde gezeigt, dass Anlagen im 2 MW-Bereich für die Windstromerzeugung in Österreich charakteristisch sind. Als Grundlage für das österreichische Modell wird daher eine Vestas-Anlage vom Typ V80 verwendet. Zur Nachbildung der Kennlinie wurde Gleichung (18) verwendet. Das Ergebnis der Anpassung sind die in Tabelle 11 dargestellten Modellparameter:

Parameter	Vestas V80
a	1,93 kW s ³ /m ³
b	0,7 m/s
c	290,5 kW s/m
d	-1580,1 kW
e	-4070,9 kW
f	6193,8 kW
g	4,85 m/s
h	2,47 m/s
v ₁	3,5 m/s
v ₂	8,5 m/s
v ₃	10,0 m/s

Tabelle 11: Parameter zur Modellierung der Leistungskennlinie einer Vestas V80 Windkraftanlage

Die Modellierung selbst wurde gleich wie bei der Simulation für Deutschland vorgenommen, es sei daher an dieser Stelle für eine genauere Beschreibung der Simulation auf Kapitel 4.1.3 und 4.1.4 verwiesen.

4.2.4 Ergebnisse der Berechnung

Die Berechnung der Ergebnisse, die in den folgenden Unterkapiteln dargestellt sind, erfolgt analog zu den Berechnungen für Deutschland in Kapitel 4.1.5. Der einzige Unterschied liegt im Zeitbereich der Simulationsdaten, da aufgrund fehlender Messwerte für die Windgeschwindigkeiten nur 20 vergangene Jahre betrachtet werden können (1989-2008). Die verwendeten Messwerte wurden von der Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik (ZAMG) zur Verfügung gestellt.

4.2.4.1 Volllaststunden

Tabelle 12 zeigt die Ergebnisse der Simulation in Form von jährlichen Volllaststunden für die Jahre 1989 bis 2008.

Jahr	Stunden	Jahr	Stunden
1989	1652	1999	2021
1990	1769	2000	2147
1991	1880	2001	2236
1992	1999	2002	2022
1993	2071	2003	2002
1994	2242	2004	2000
1995	2421	2005	2038
1996	2370	2006	1920
1997	2094	2007	2089
1998	2098	2008	1881

Tabelle 12: Durch Simulation ermittelte, theoretische jährliche Volllaststunden der Windkrafterzeugung in Österreich

4.2.4.2 Jahresbetrachtung

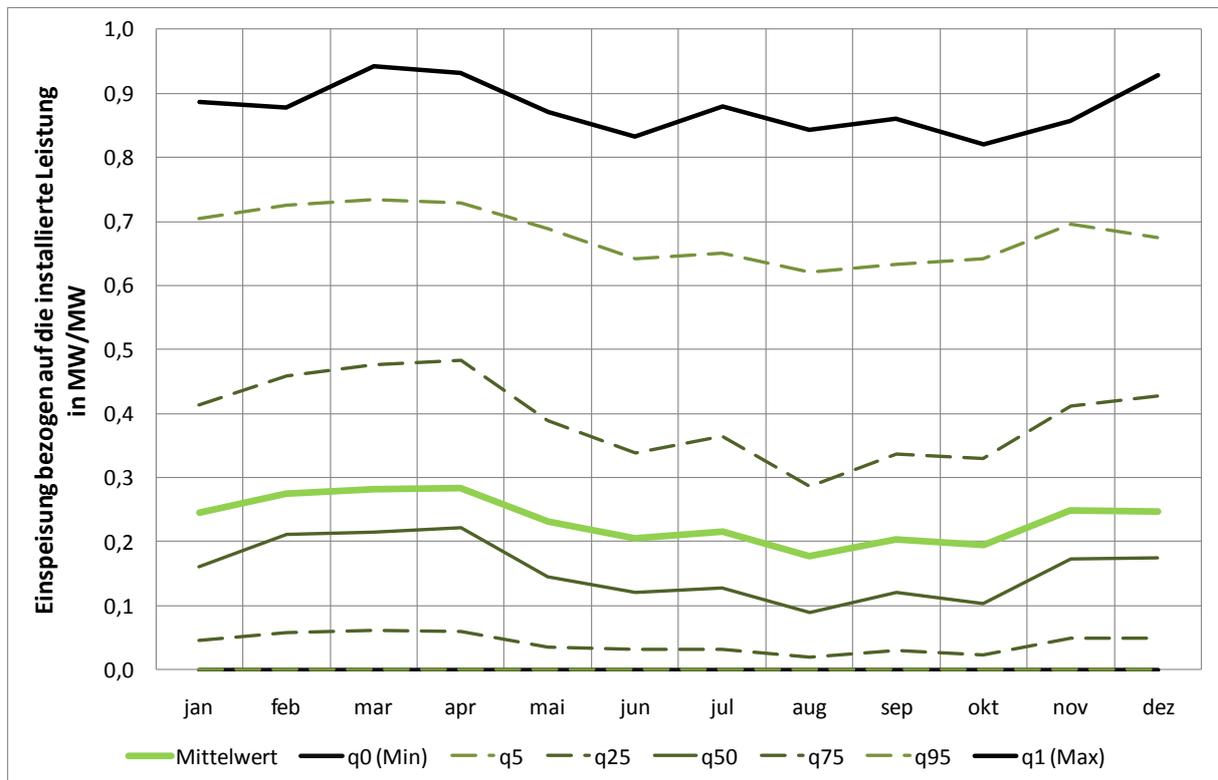


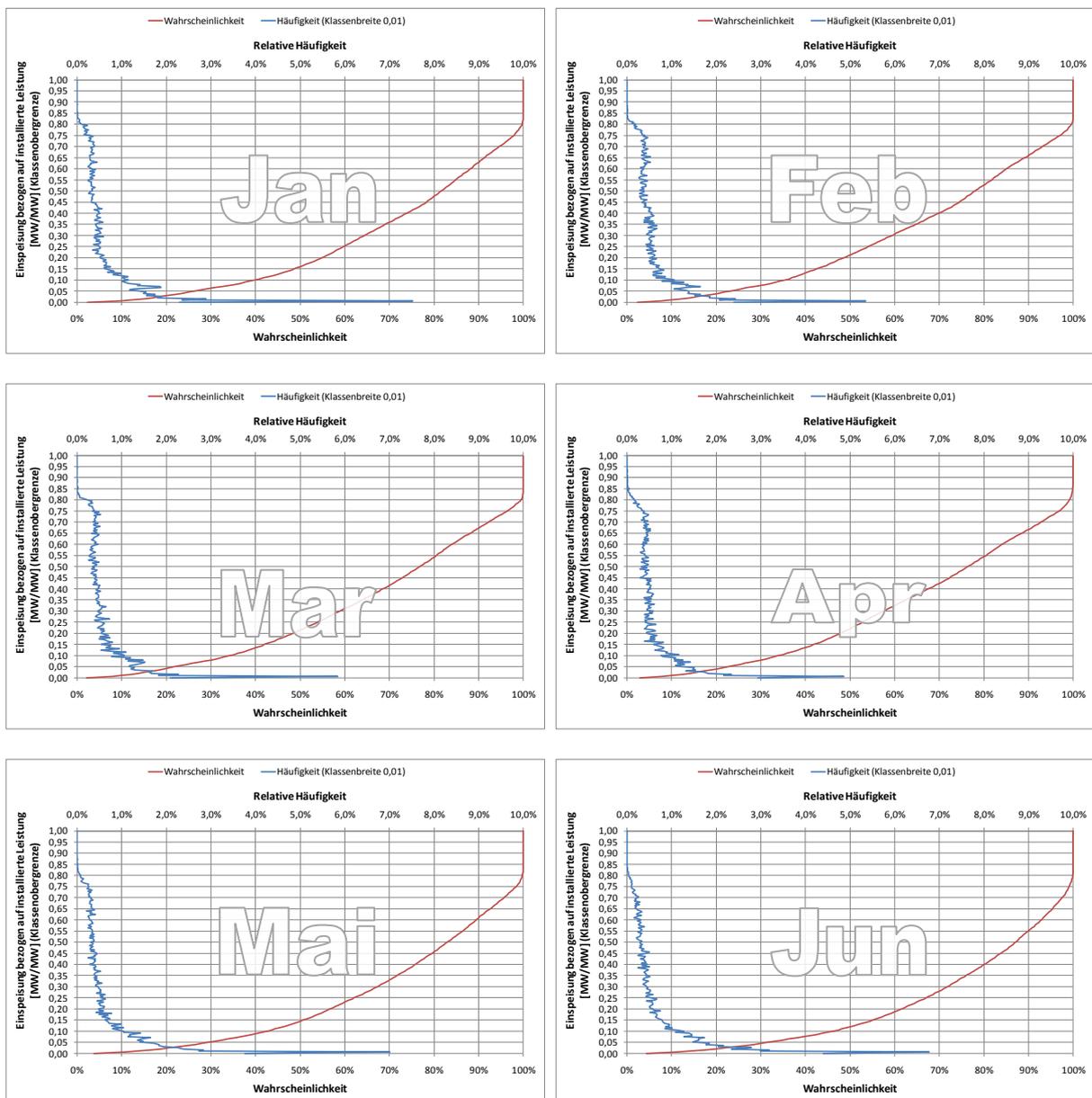
Abbildung 43: Langzeitmittelwert des Jahresganges der Windkrafterzeugung in Österreich

	jan	feb	mar	apr	mai	jun	jul	aug	sep	okt	nov	dez
Mittelwert	0,245	0,275	0,281	0,284	0,231	0,204	0,215	0,177	0,203	0,195	0,248	0,247
q0 (Min)	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
q5	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
q25	0,045	0,057	0,061	0,059	0,036	0,031	0,031	0,020	0,030	0,024	0,049	0,050
q50	0,160	0,212	0,214	0,222	0,144	0,120	0,128	0,089	0,121	0,103	0,173	0,175
q75	0,413	0,458	0,477	0,483	0,390	0,338	0,365	0,286	0,336	0,329	0,411	0,427
q95	0,705	0,725	0,734	0,728	0,689	0,643	0,651	0,620	0,632	0,642	0,696	0,675
q1 (Max)	0,886	0,878	0,943	0,932	0,870	0,832	0,879	0,843	0,861	0,820	0,857	0,929

Tabelle 13: Statistische Parameter der Langzeitsimulation der österreichischen Windkraftherzeugung

4.2.4.3 Monatliche Einspeisewahrscheinlichkeiten

Aus Gründen der einfacheren Darstellung wird die relative Häufigkeit mit der Klassenobergrenze aufgetragen, und nicht wie üblich die Dichtefunktion (Bezug auf die Klassenbreite) mit dem Klassenmittel.



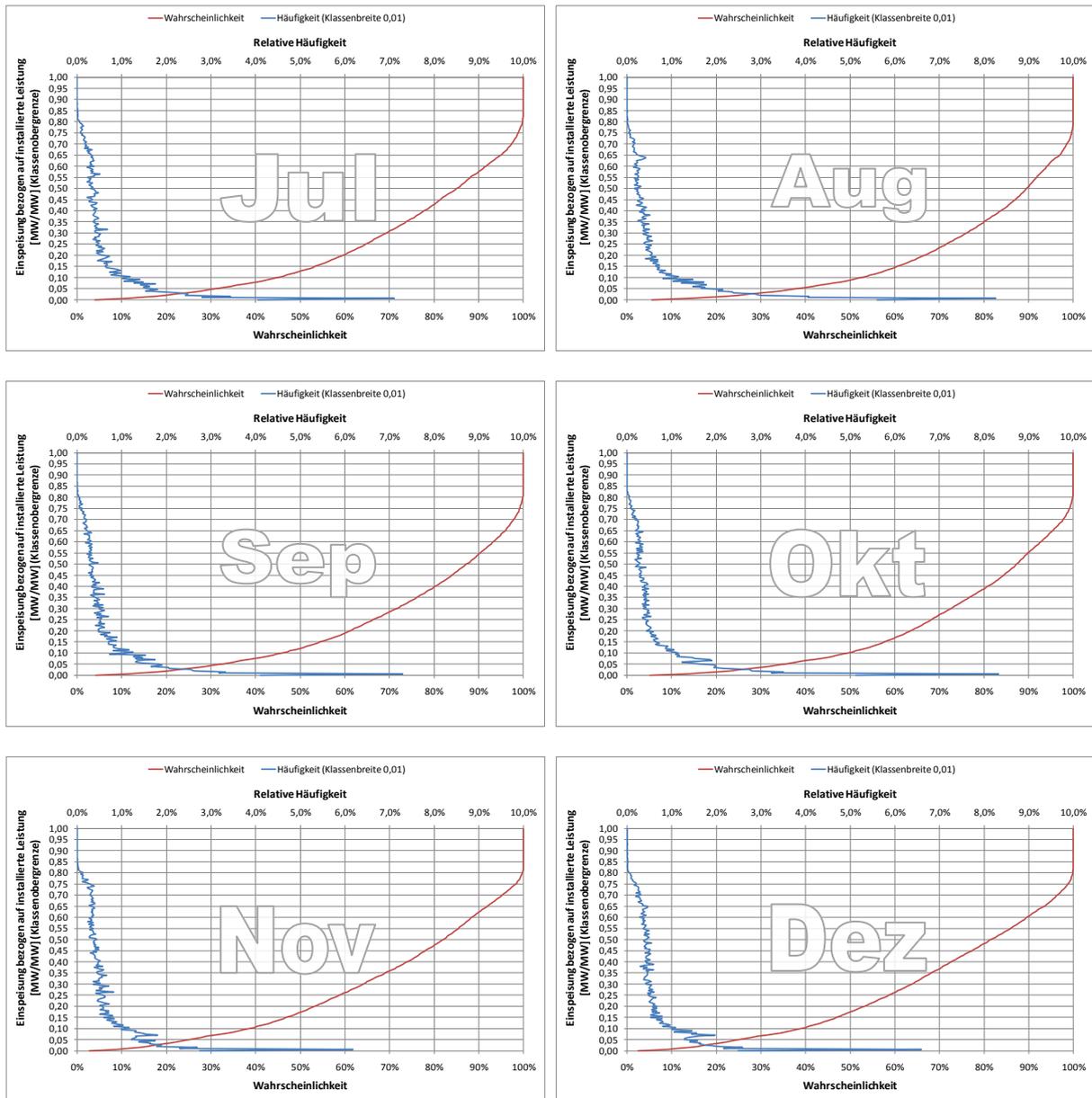


Abbildung 44: Relative Häufigkeit und Wahrscheinlichkeitsfunktion pro Monat

4.2.4.4 Mittlerer Tagesgang der Windkrafterzeugung

Der mittlere Tagesgang in Abbildung 45 weist einen Verlauf auf, der bereits von der Simulation der deutschen Windkraftanlagen bekannt ist, jedoch im österreichischen Fall stärker vom realen Verhalten abweicht. Ein ähnlicher Verlauf des Tagesganges ist auch bei Betrachtung der Windgeschwindigkeiten vor der Simulation erkennbar, daher dürfte der Fehler des Modells auf eine zu geringe Anzahl an Stützstellen zurückzuführen sein. Vermutlich verhalten sich die nicht berücksichtigten Windparks in den höheren Alpenregionen (z.B. Tauernwindpark) entsprechend anders als die betrachteten Parks, die sich allesamt in Gebieten niedrigerer Seehöhe befinden, wodurch der Tagesgang ausgeprägter wird. Ein weiterer Grund der Abweichung vom tatsächlichen Jahrgang ist möglicherweise wiederum in der Änderung der Windrichtung zu finden.

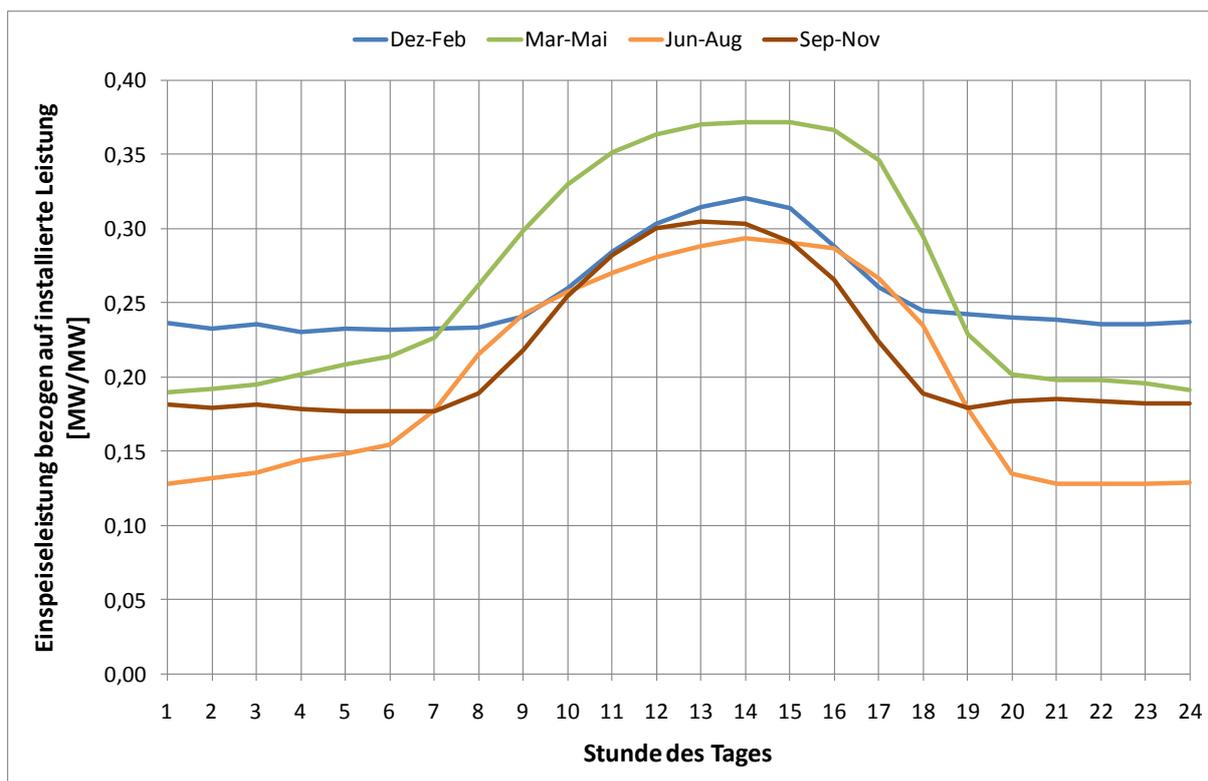


Abbildung 45: Mittlerer Tagesgang der österreichischen Windkrafterzeugung nach Saison aus simulierten Werten

Die Unterschätzung des Grenzschichteffektes kann ebenfalls zu einer Überbewertung des Tagesverhaltens führen. Wird der Wind in größeren Höhen zu gering geschätzt, wirkt sich ein kleiner Anstieg der Windgeschwindigkeit aufgrund der nichtlinearen Kennlinie stärker aus. Bewegt sich die Windgeschwindigkeit bereits im konstanten Bereich, so führt eine höhere Windgeschwindigkeit zu keiner weiteren Steigerung der Leistungsabgabe. Derselbe Effekt tritt auch auf, wenn ein Standort mit WKA-Typen ausgestattet ist, die kleiner sind als die modellierte Anlage. Eine genauere Untersuchung dieses Sachverhaltes ist geplant.

4.2.4.5 Korrelationsanalyse der Standorte

Standort	Neusiedl	NOE Nord	Sankt Pölten	Großenzersdorf	Zwerndorf	Andau
Korrelationskoeffizient	0,7146	0,2409	0,3439	0,7796	0,7709	0,6739
Gewichtungsfaktor	228 MW	127 MW	48 MW	171 MW	53 MW	48 MW

Tabelle 14: Korrelationskoeffizienten zwischen simulierter Erzeugung einzelner Standorte und den realen Einspeisedaten (Summe von ganz Österreich)

Es zeigt sich wie erwartet eine starke Beeinflussung durch die Standorte Neusiedl, Großenzersdorf und Zwerndorf, die den Schwerpunkt der Erzeugung aus Windenergie in Österreich repräsentieren.

4.2.4.6 Fourier-Analyse der Simulationsergebnisse

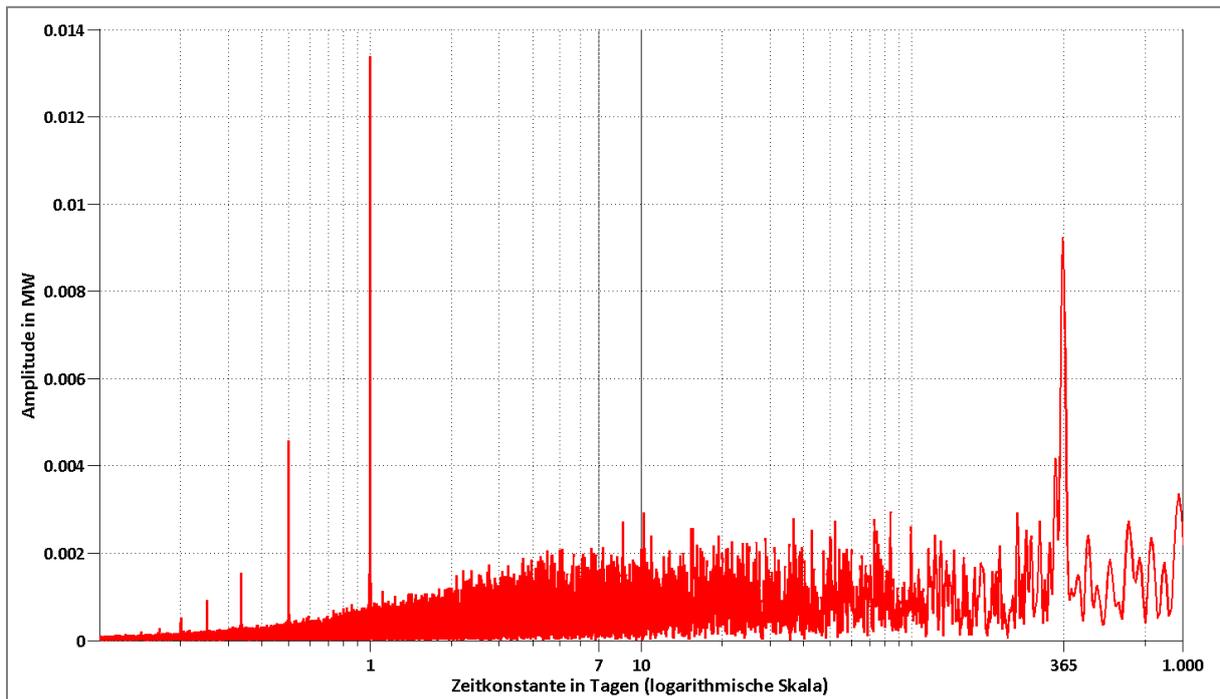


Abbildung 46: Ergebnis der Fourier-Analyse für die Simulationsergebnisse der österreichischen Windkrafteinspeisung

Das Frequenzspektrum in Abbildung 46 zeigt die gewohnten Periodizitäten für den Tagesgang und den Jahresverlauf. Dass dieser bei den Simulationsergebnissen für Österreich nicht so stark ausgeprägt ist, zeigt sich auch im Ergebnis der Fourier-Analyse.

4.3 Diskussion der Ergebnisse

An dieser Stelle wird nochmals darauf hingewiesen, dass die Modellierung der Windkraftanlagen nur einen ersten Zugang zum Thema bieten soll, und daher auf die Berücksichtigung einiger Einflussfaktoren verzichtet wurde. Auch konnte aufgrund der mangelnden Verfügbarkeit realer Einspeisedaten keine Validierung der beiden Modelle durchgeführt werden, was jedoch mit den Daten für 2009 geplant ist, sobald diese verfügbar sind.

Der Vergleich der realen Untersuchungsergebnisse mit dem Simulationsmodell zeigt, dass die statistischen Daten, vor allem beim Modell für Deutschland, relativ gut getroffen werden. Gewisse Effekte, wie beispielsweise Berücksichtigung der Windrichtung für die Abschattungseffekte innerhalb eines Windparks, führen jedoch dazu, dass die Tagesganglinie nicht ganz der Realität entspricht. Der Qualitätsunterschied der Modellierung von österreichischen und deutschen Windkraftanlagen lässt sich mit folgenden zwei Punkten erklären:

- Für Deutschland wurden doppelt so viele Windgeschwindigkeits-Messstandorte verwendet, und für diese waren Messwerte auch längere Zeit in die Vergangenheit durchgehend verfügbar.

- Die räumliche Verteilung ist in Deutschland wesentlich breiter, so dass auch durch die Windmessdaten mehrere verschiedene Gebiete abgedeckt werden konnten. In Österreich könnte eine derartige geografische Abdeckung nur durch eine Berücksichtigung aller bestehenden Windparks erreicht werden.

Zur Demonstration der Qualität des Modells für die deutsche Windkraftherzeugung sind in folgenden Tabellen (Tabelle 15 und Tabelle 16) die statistischen Parameter der realen und der simulierten Daten einander gegenübergestellt. Eine bessere Darstellung würde der Vergleich mit den Daten aus 2009 darstellen, welche jedoch, wie bereits erwähnt, zum Zeitpunkt der Erstellung des Modells noch nicht verfügbar waren.

	jan	feb	mar	apr	mai	jun	jul	aug	sep	okt	nov	dez
Mittelwert	0,49	0,24	0,27	0,16	0,16	0,13	0,19	0,11	0,19	0,10	0,25	0,25
Maximum	0,85	0,60	0,87	0,59	0,67	0,71	0,65	0,46	0,50	0,39	0,78	0,78
Minimum	0,05	0,01	0,00	0,01	0,01	0,01	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Standardabweichung	0,21	0,14	0,18	0,11	0,14	0,14	0,14	0,09	0,11	0,08	0,18	0,23

Tabelle 15: Statistische Parameter für die Windkrafteinspeisung in Deutschland im Jahr 2007, reale Daten

	jan	feb	mar	apr	mai	jun	jul	aug	sep	okt	nov	dez
Mittelwert	0,47	0,23	0,26	0,17	0,16	0,14	0,20	0,12	0,19	0,09	0,24	0,23
Maximum	0,90	0,59	0,82	0,76	0,79	0,77	0,69	0,56	0,54	0,49	0,83	0,78
Minimum	0,02	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Standardabweichung	0,21	0,14	0,19	0,15	0,15	0,16	0,17	0,10	0,13	0,09	0,17	0,20

Tabelle 16: Statistische Parameter für die Windkrafteinspeisung in Deutschland im Jahr 2007, simulierte Daten

Es ist ersichtlich, dass der simulierte Mittelwert maximal 2 %-Punkte vom realen Mittelwert abweicht, die Standardabweichungen weisen einen maximalen Fehler von 4 %-Punkte auf. Damit sind die Ergebnisse für eine Weiterbearbeitung gut verwendbar.

Die österreichischen Simulationsergebnisse erreichen nicht die Qualität des deutschen Modells, der Fehler ist aber aufgrund der wesentlich geringeren installierten Leistung für die Verwendung im Marktmodell (Kapitel 7.2.2) nicht ausschlaggebend.

5 Analyse und Modellierung der Stromerzeugung aus Wasserkraft

5.1 Österreich

Das Ziel der in diesem Kapitel beschriebenen Analyse ist die Simulation der Erzeugung der Laufwasserkraftwerke in Österreich aufbauend auf den Wasserabflussdaten der letzten 30 Jahre. Das Ergebnis der Auswertung auf Basis täglicher Werte soll in Form monatlicher Mittelwerte, Standardabweichungen, Minima und Maxima dargestellt werden. Das gewählte Modell hat sich bereits in der Vergangenheit bewährt (Christoph Huber, 2009).

Die Ergebnisse der Betrachtung der Speicherkraftwerke sind ebenfalls in den folgenden Abschnitten erläutert. Hierfür wird jedoch kein Modell entwickelt, sondern der natürliche Zufluss statistisch untersucht, da der Pumpspeicherbetrieb grundsätzlich von klimatischen Einflüssen unabhängig ist.

5.1.1 Wasserkrafterzeugung in Österreich

Die Wasserkraft ist in Österreich bereits seit Jahrzehnten die wichtigste Primärenergiequelle zur Stromerzeugung. Im Jahr 2008 wurden trotz steigendem Bedarf und geringem Zubau an Laufkraftwerken noch immer 61 % des erzeugten Stromes aus Wasserkraft gewonnen (siehe Abbildung 47), wodurch Österreich im europäischen Vergleich einen sehr großen Anteil der elektrischen Energiegewinnung aus erneuerbaren Energieträgern vorweisen kann.

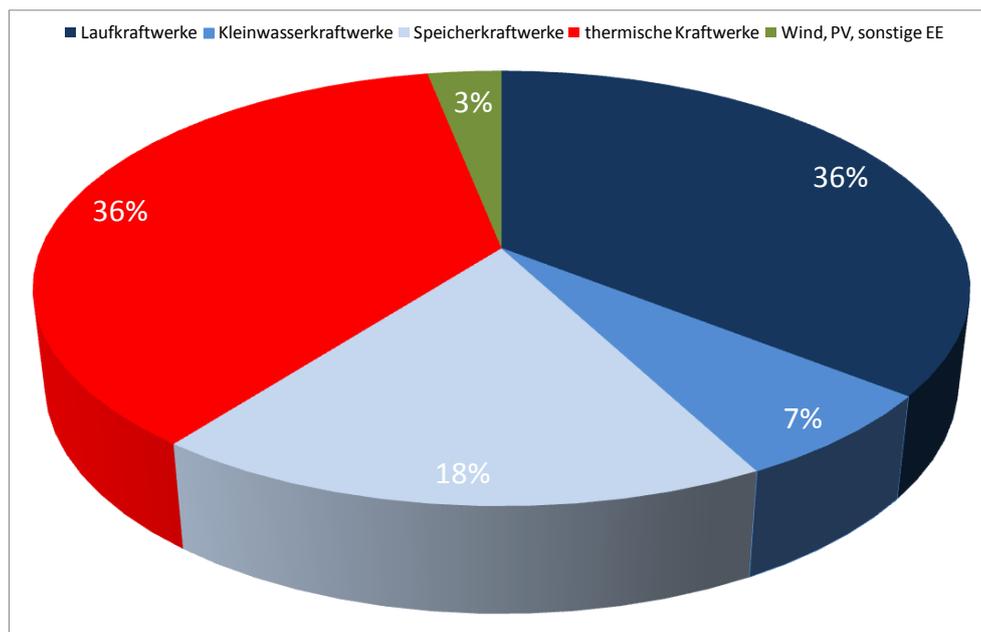


Abbildung 47: Energieaufbringung in Österreich 2008 nach Primärenergieträger.
Datenquelle: (E-Control, 2009a)

5.1.1.1 Standorte und Charakteristika

Wie bereits beschrieben ist die Stromerzeugung aus Wasserkraft in Österreich von großer Bedeutung, was sich im hohen Ausbaugrad²⁶ der österreichischen Fließgewässer widerspiegelt. Tabelle 17 zeigt eine Auflistung der Flüsse mit den höchsten jährlichen Regelarbeitsvermögen (RAV), das ist die Energiemenge, die im Mittel in einem Jahr gewonnen wird. Man kann deutlich erkennen, dass der Schwerpunkt der österreichischen Laufwassererzeugung entlang der Donau zu finden ist, gefolgt von Drau, Inn und Enns, die alle etwa in derselben Größenordnung liegen. Allein das RAV dieser vier Flüsse macht über zwei Drittel der gesamten Laufwasserkraft-Erzeugung aus. Abbildung 48 zeigt die Standorte der österreichischen Wasserkrafterzeugung und spiegelt die Zahlen in Tabelle 17 wieder.

Aufgrund der guten geografischen Lage Österreichs an den Alpen steht auch ein hohes Potential an Speicherseen zur Verfügung. Die gesamte installierte Leistung an Speicherkraftwerken beträgt etwas mehr als das 1,5-fache der Laufwasserkraft (interner Datenbestand).

Fluss bzw. Einzugsgebiet	RAV	P _{netto}
	GWh	MW
Donau	12.786	2.127
Drau	3.013	709
Inn	2.480	438
Enns	2.086	479
Mur	1.185	245
Salzach	807	174
Traun	642	134
<i>sonstige</i>	3.799	876
Summe	26.797	5.183

Tabelle 17: Flüsse in Österreich nach RAV der Laufkraftwerke.
Datenquelle: institutsinterne Datenbank

²⁶ Ein Fließgewässer weist ein gewisses technisch und wirtschaftlich realisierbares Potential an Wasserkrafterzeugung auf. Der Ausbaugrad beschreibt den Anteil dieses Potentials, der genutzt wird.

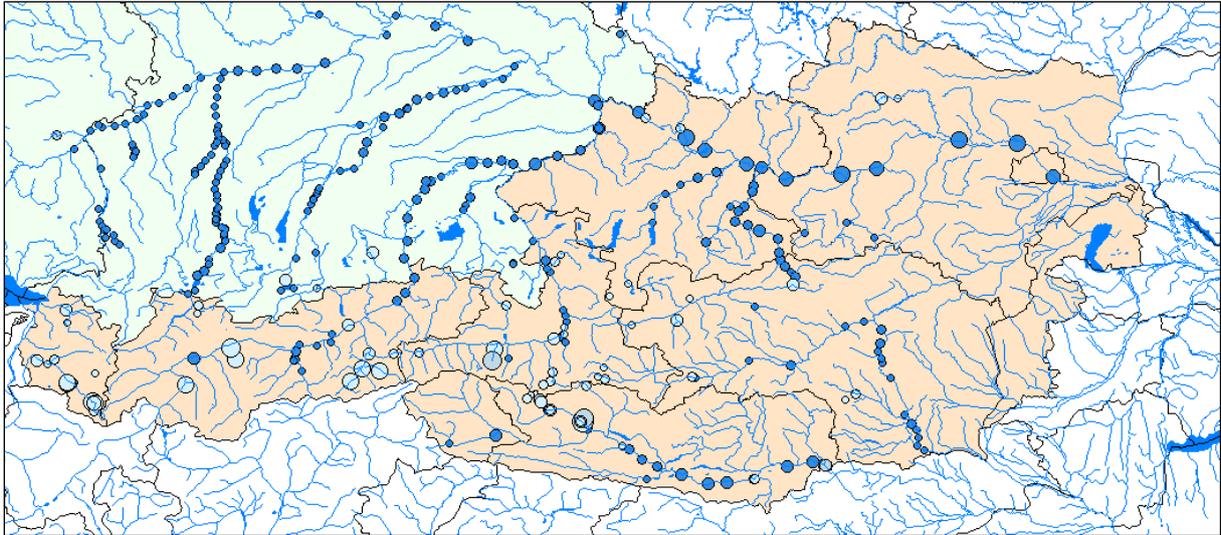


Abbildung 48: Wasserkraftwerke in Österreich und Süddeutschland (Laufkraft dunkel, Speicher und Pumpspeicher hell dargestellt). Datenquelle: institutsinterne Datenbank

5.1.1.2 Zur Modellbildung verwendete Anlagen

Die Modellierung aller österreichischen Wasserkraftwerke für einen Zeitraum von 30 Jahren ist mit einem hohen Aufwand verbunden, daher wird das Modell auf eine vertretbare Anzahl derselben eingeschränkt. Die Auswahl der Kraftwerke beruht hauptsächlich auf dem RAV des zugehörigen Flusses, sowie der Verfügbarkeit von Abflussmessstellen, die vor allem bei der Drau nicht im notwendigen Umfang zugänglich sind.

Die im Modell berücksichtigten Kraftwerke sind:

- Donau: Altenwörth, Greifenstein, Aschach, Persenbeug, Wallsee-Mitterkirchen, Melk, Ottensheim-Wilhering, Freudenau, Abwinden-Asten und Jochenstein
- Drau: Amlach, Lavamünd, Villach
- Inn: Imst, Schärding Neuhaus, Kirchbichl
- Enns: Staning, Losenstein
- Mur: Spielfeld, Pernegg
- Salzach: Urstein, St. Veit
- Traun: Traun-Pucking, Lambach

Das Jahres-RAV der betrachteten Flüsse beträgt etwa 22.300 GWh, das entspricht rund 83 % des gesamten RAV²⁷ der Laufwasserkraft in Österreich. Von den verbleibenden 17 % wird angenommen, dass sie sich analog zu den betrachteten Flüssen verhalten, wodurch mittels Hochskalierung der Simulationsergebnisse über das Verhältnis der RAV der einzelnen Flüsse eine Zeitreihe für die gesamte österreichische Laufwassererzeugung gebildet werden kann.

²⁷ Das sind 26.830 GWh laut Auswertung der Daten der Energie-Control-GmbH (Tabelle 19, Seite 62).

5.1.2 Modell zur Berechnung der täglichen Erzeugung aus Wasserkraft auf Basis der Wasserabflussdaten

Die physikalischen Grundlagen der Energiewandlung in Wasserkraftwerken sind in Kapitel 3.2.2 bereits erläutert. Der Zusammenhang zwischen Abfluss und Leistung ist in Formel (23) noch einmal dargestellt:

$$P = g \cdot \eta \cdot \rho \cdot H \cdot Q \quad (23)$$

Mit P erzeugte elektrische Leistung
 g Erdbeschleunigung
 η Gesamtwirkungsgrad des Kraftwerkes
 ρ Dichte von Wasser
 H mittlere Fallhöhe
 Q Wasserabfluss

Die Fallhöhen der einzelnen Kraftwerke können der institutsinternen Datenbank entnommen werden und sind damit bekannt. Die Dichte von Wasser wird vereinfacht als konstant mit dem Wert 1000 kg/m³ angenommen, die Erdbeschleunigung ist ebenfalls gegeben und wird für die Simulation auf den Mittelwert von 9,81 m/s² festgesetzt.

Die Abflussmenge ist die Eingangsgröße des Modells, wobei für die österreichischen Fließgewässer die notwendigen Messdaten online (eHYD, 2010) verfügbar sind. Die erzeugte Leistung ist das gesuchte Ergebnis, wodurch der Wirkungsgrad des Kraftwerkes als Freiheitsgrad für die Modellkalibrierung übrig bleibt.

Die Abflussmessdaten sind zum Großteil als Tagesmittelwerte verfügbar, woraus folgt, dass die mittels Gleichung (23) berechneten Leistungen ebenfalls Tagesmittelwerte sind. Bevor jedoch dieser erste Rechenschritt durchgeführt werden kann, muss zunächst noch die Ausbaumengen der einzelnen Kraftwerke berücksichtigt werden, welche für jedes modellierte Kraftwerk aus der institutsinternen Datenbank bekannt ist.

Im zweiten Schritt kann aus den Tagesmittelwerten der Nettoleistung die am jeweiligen Tag generierte elektrische Arbeit berechnet werden, indem die mittlere Leistung mit 24 multipliziert wird. Durch Aufsummieren der simulierten täglichen Erzeugung können das Monats- und Jahres-RAV berechnet werden. Eine anschließende Mittelwertbildung über die Monate bzw. über die Jahre ergibt dann die gesuchten Langzeitmittelwerte.

Die Kalibrierung des Modells erfolgt über den Wirkungsgrad der Einzelanlage η. Das Ziel der Kalibrierung ist die Minimierung der Differenz des simulierten Langzeitmittelwertes der Jahreserzeugung pro Kraftwerk von dem bereits in der Datenbank gespeicherten realen RAV-Wert (lt. Kraftwerksbetreiber). Im Idealfall ergibt sich dann ein Wirkungsgrad zwischen 90 und 95 %, was auch bei den meisten modellierten Kraftwerken der Fall ist.

Es traten jedoch Ausnahmen auf, bei denen der Wert zu niedrig bzw. zu hoch war. Die folgenden Punkte erklären diese Abweichungen.

- Die Fallhöhe in der Datenbank ist bereits die effektive Fallhöhe:
Das führt dazu, dass η zu groß wird (95-98 %), und nur mehr den Turbinen- und Generatorwirkungsgrad umfasst.
- Die Fallhöhe in der Datenbank ist die maximale anstelle der mittleren Fallhöhe:
Dies führt zu einer Verringerung des Wirkungsgrades beim Kalibrierungsprozess. Dadurch wird der durch die zu große Fallhöhe entstehende Fehler wieder ausgeglichen.
- Keine Korrektur des Einzugsgebietes:
Weichen die Einzugsgebiete von Pegelmessstelle und Kraftwerk voneinander ab, so führt das auch zu einer Verfälschung des Simulationsergebnisses. Durch die Kalibrierung fließt ein linearer Korrekturfaktor in den Wirkungsgrad mit ein, wodurch dieser Fehler gering gehalten wird.
- Nicht der gesamte Abfluss fließt durch die Turbinen (Restwasser)²⁸:
Da nicht festgestellt werden kann, welcher Anteil des Abflussmesswertes zum Abarbeiten an der Turbine ausgeleitet wird, wird angenommen, dass der gesamte Abfluss verwendet werden kann. Das Kraftwerk wird dadurch überbewertet und der Wirkungsgrad sinkt zum Teil erheblich. Wird jedoch angenommen, dass das Dotierungswasser proportional zum Abfluss ist (lineare Abhängigkeit), ist auch in diesem Fall keine Verfälschung der Berechnung gegeben.

Im Anschluss an die Kalibrierung erfolgen die letzten beiden Schritte der Simulation: Das Hochrechnen der einzelnen Kraftwerke auf den gesamten Fluss, und danach das Aufsummieren aller simulierten Flüsse und anschließendes Hochskalieren auf die gesamte Wasserkraft-erzeugung in Österreich. Die Gewichtung erfolgt über das Jahres-RAV:

- Die Tagesarbeitswerte der Kraftwerke eines Flusses werden aufsummiert und dann mit dem Faktor k_1 in Gleichung (24) auf die Fluss-Gesamterzeugung skaliert
- Die dadurch entstehenden Gesamterzeugungswerte jedes Flusses werden wiederum aufsummiert und dann mit dem Faktor k_2 in Gleichung (25) auf die gesamte Wasserkraft-erzeugung in Österreich skaliert (aus der eigenen Datenbank bekannt).

$$k_1 = \frac{RAV_{Fluss}}{\sum RAV_{Kraftwerke, Fluss}} \quad (24)$$

$$k_2 = \frac{RAV_{\text{Österreich}}}{\sum RAV_{Fluss}} \quad (25)$$

²⁸ Als Restwasser bezeichnet man dabei jene Wassermenge, die bei der Ausleitung im eigentlichen Fließgewässer verbleibt (Stigler, et al., 2005).

Die Grafik in Abbildung 49 fasst die zuvor erklärten Schritte zusammen:

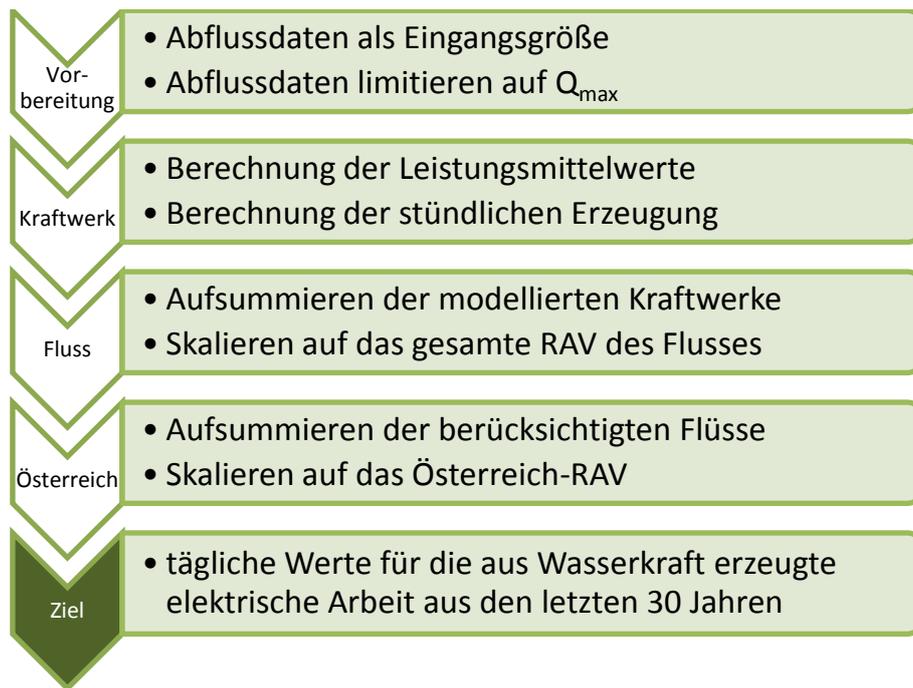


Abbildung 49: Ablauf-Flussdiagramm des Wasserkraft-Modells

Auf Basis der Simulationsergebnisse werden einige Untersuchungen durchgeführt, deren Ergebnisse im folgenden Kapitel 5.1.3 dargestellt sind. Für eine weiterführende Betrachtung der Genauigkeit der vorgestellten Methode sei auf (Christoph Huber, 2009) verwiesen.

5.1.3 Ergebnisse der Analyse

In den folgenden Unterkapiteln sind die Ergebnisse der Simulation österreichischer Laufkraftwerke dargestellt.

5.1.3.1 Monatliches Regelarbeitsvermögen

Das monatliche Regelarbeitsvermögen wird auf Basis der Tageswerte durch Aufsummieren berechnet. Abbildung 50 zeigt das Ergebnis der Mittelung über die Jahre 1977 bis 2007.

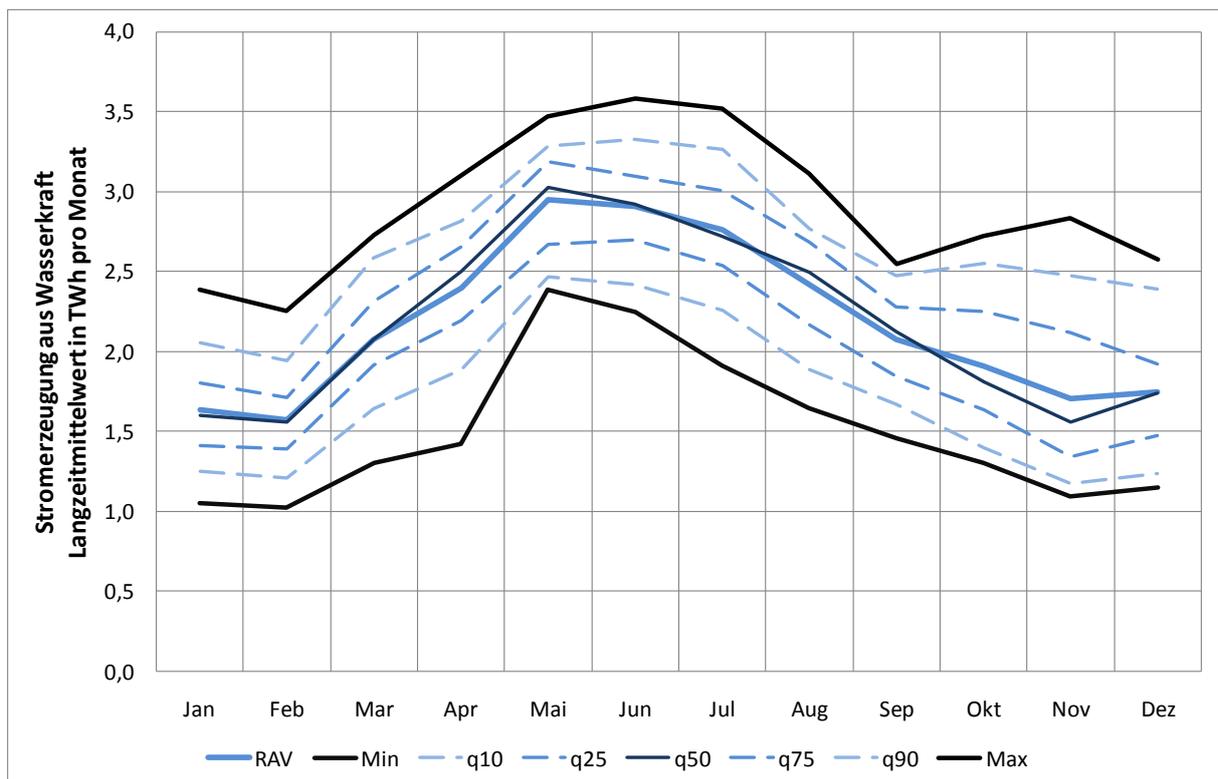


Abbildung 50: Simulierter Jahresgang der Wasserkrafterzeugung in Österreich

Es zeigt sich der typische Verlauf für die Wasserkrafterzeugung in Mitteleuropa, die im Sommer höher ist als im Winter. Weiters ist aus der Grafik gut zu erkennen, dass in den betrachteten 30 Jahren mit den heute installierten Kapazitäten eine Erzeugung von 1 TWh pro Monat niemals unterschritten worden wäre.

5.1.3.2 Jahresregelarbeitsvermögen

Der Langzeitmittelwert der Jahreserzeugung wird durch Aufsummieren der Monatsmittelwerte berechnet wodurch sich ein Wert von etwa 26.147 GWh ergibt. Dieser Wert wird zur Kontrolle und Bewertung des Modells herangezogen. Tabelle 18 zeigt eine Aufstellung der Erzeugungskoeffizienten²⁹, aus der erkennbar ist, dass der Wert für das Jahr 2008 einen Koeffizienten von 1,00 aufweist. Das bedeutet, dass die Erzeugung in diesem Jahr exakt dem Langzeitmittelwert entspricht.

In Tabelle 19 sind die Jahreserträge der öffentlichen Erzeugung dargestellt. Der Wert von 2008 beträgt für Wasserkraft 26.830 GWh brutto, woraus sich für das Modell ein Fehler von 683 GWh oder 2,55 % ergibt.

Monat	2008	2009	MAX 1998 bis 2007	MAX 1988 bis 2007	MAX seit 1955	min 1998 bis 2007	min 1988 bis 2007	min seit 1955
Jan	1,05	0,81	1,39	1,39	1,44	0,72	0,72	0,70
Feb	0,91	0,80	1,40	1,40	1,42	0,76	0,72	0,64
Mär	1,15	1,24	1,34	1,34	1,38	0,95	0,73	0,68
Apr	1,03	1,35	1,24	1,24	1,24	0,80	0,63	0,63
Mai	1,05	1,15	1,17	1,17	1,17	0,78	0,78	0,73
Jun	1,01	0,97	1,08	1,08	1,13	0,78	0,78	0,78
Jul	1,02	1,11	1,09	1,09	1,13	0,68	0,68	0,68
Aug	1,03	1,00	1,05	1,05	1,16	0,61	0,61	0,61
Sep	0,87	1,07	1,31	1,31	1,31	0,75	0,69	0,69
Okt	0,88	1,00	1,41	1,41	1,41	0,81	0,75	0,66
Nov	0,95	0,97	1,62	1,62	1,62	0,77	0,77	0,66
Dez	1,04	1,02	1,44	1,44	1,44	0,76	0,76	0,69
Jahr	1,00	1,06	1,16	1,16	1,16	0,87	0,87	0,84

*Tabelle 18: Erzeugungskoeffizienten der Laufkraftwerke aus öffentlicher Erzeugung für Kraftwerke mit einer Engpassleistung von mind. 10 MW.
Quelle: (E-Control, 2009b)*

²⁹ Der Erzeugungskoeffizient ist die tatsächliche Erzeugung bezogen auf den langjährigen Mittelwert.

Jahr	Brutto-Stromerzeugung					
	Laufkraftwerke	Speicherkraftwerke	Wasserkraftwerke	Wärmekraftwerke	Erneuerbare (1)	Sonstige (2)
1925	-	-	745	400	-	-
1930	-	-	1.085	470	-	-
1935	-	-	1.458	201	-	-
1940	-	-	-	-	-	2.357
1945	-	-	-	-	-	2.400
1950	-	-	4.066	845	-	-
1955	4.156	2.412	6.568	1.849	-	-
1960	6.853	3.636	10.489	2.695	-	-
1965	9.903	4.550	14.453	4.380	-	-
1970	13.292	6.205	19.496	6.328	-	-
1975	14.840	7.120	21.960	8.466	-	-
1980	19.239	8.004	27.243	9.452	-	-
1985	21.086	8.581	29.667	9.560	-	-
1990	21.862	8.683	30.546	13.506	-	-
1995	25.546	10.963	36.510	12.333	-	-
2000	30.144	11.911	42.054	11.912	67	-
2001	28.016	11.865	39.882	14.161	106	-
2002	28.493	11.936	40.430	13.776	209	92
2003	22.574	11.470	34.044	17.959	379	575
2004	26.066	12.044	38.109	17.424	939	321
2005	25.718	12.139	37.858	18.960	1.347	372
2006	25.313	11.059	36.372	17.657	1.766	431
2007	25.779	11.761	37.540	16.228	2.059	599
2008	26.830	12.038	38.868	16.944	2.031	763

Tabelle 19: Werte (in GWh) der Brutto-Stromerzeugung in Österreich.
 (1): Wind, Photovoltaik, Geothermie. (2): nicht zuordenbar und statistische Differenzen.
 Quelle: (E-Control, 2009c)

5.1.3.3 Fourier-Analyse der Simulationsergebnisse

Da auch bei der Wasserkraft periodische Schwankungen auftreten können, deren Bestimmung von Interesse ist, werden die Simulationsergebnisse mit einer Fourier-Analyse untersucht, deren Abtastrate einem Wert pro Tag, das sind $1,157 \cdot 10^{-5}$ Hz, entspricht.

Die Abtastzeit von einem Tag ermöglicht nach dem Abtasttheorem von Shannon eine minimale erkennbare Zeitkonstante von 2 Tagen, das bedeutet, dass anders als beim Wind eine tägliche periodische Schwankung nicht nachgewiesen werden kann. Es ist zu erwarten, dass ein Ausschlag in dem Bereich um 365 Tage erkennbar ist, wenn man den Jahresgang in Abbildung 50 betrachtet.

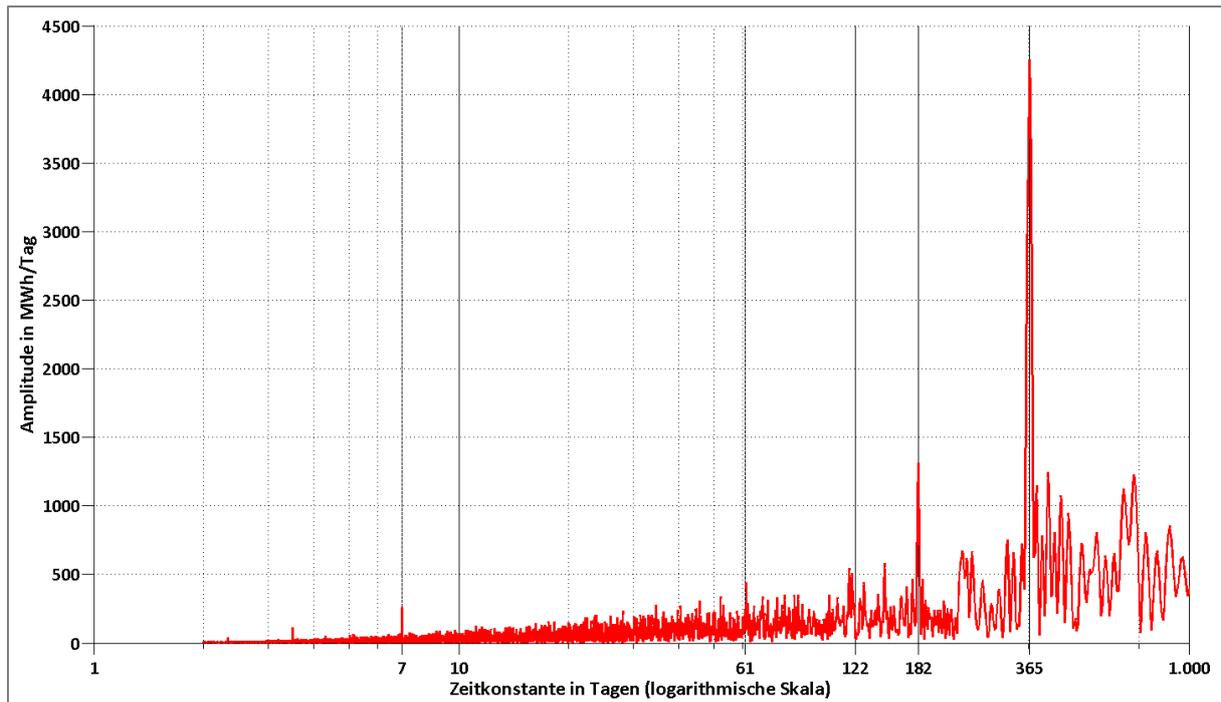


Abbildung 51: Ergebnis der Fourier-Analyse der Laufwasserkrafterzeugung (Simulationsergebnisse)

Die Abbildung 51 zeigt das Ergebnis der Analyse, bei der sich wie erwartet ein starker Ausschlag bei 365 Tagen zeigt, der den Jahresrhythmus darstellt; wie zu erwarten, treten auch Oberschwingungen auf (182, 122, 61 Tage). Ein weiterer deutlicher Ausschlag ist bei sieben Tagen zu erkennen, es existiert also eine wöchentliche Periodizität in der Wasserkrafterzeugung, wenn auch nur eine sehr gering ausgeprägte. Sie lässt sich damit erklären, dass einige Laufkraftwerke nach dem Unterwasserlauf eines Speicherkraftwerks gebaut wurden. Der Wasserabfluss am Laufkraftwerk wird somit von der Bewirtschaftung des Speicherkraftwerkes beeinflusst.

5.1.4 Vergleich der Simulationsergebnisse mit realen Daten

Damit die Aussagekraft des erstellten Modells bewertet werden kann, müssen die Simulationsergebnisse den tatsächlichen Werten gegenübergestellt werden. Dies geschieht auf zwei unterschiedlichen Wegen:

- Vergleich des simulierten Jahres-RAV Österreichs mit dem tatsächlichen RAV laut Daten der E-Control. Dabei ist zu beachten, dass die simulierten Werte die Nettoerzeugung, und die realen Daten die Bruttoerzeugung darstellen.
- Vergleich der simulierten Langzeitmittelwerte mit der realen monatlichen Erzeugung der Jahre 2002 bis 2009 (Datenquelle: Energie-Control GmbH)

Eine Gegenüberstellung des realen RAV der Jahre 2002 bis 2006 mit dem simulierten RAV desselben Zeitraums zeigt Tabelle 20. Der Fehler liegt in jedem betrachteten Jahr unter 3 %. Es ist erkennbar, dass das Modell die reale Situation unterbewertet, was vor allem im Vergleich der Langzeitmittel deutlich wird.

Jahr	RAV real	RAV sim.	Fehler	
	GWh	GWh	GWh	%
2002	28.493	28.451	-41,89	-0,15%
2003	22.574	22.098	-475,94	-2,15%
2005	25.718	25.282	-435,95	-1,72%
2006	25.313	24.979	-333,87	-1,34%
Langzeitmittel	26.830	26.147	-683,43	-2,61%

Tabelle 20: Gegenüberstellung der Jahres-RAV-Werte aus realen (Brutto-) und simulierten (Netto-)Daten³⁰

Das Modell zielt auf die Generierung von Langzeitmittelwerten ab, daher ist die Validierung der statistischen Analyse von ebenso großer Bedeutung wie die der tatsächlich simulierten Werte. Es wird angenommen, dass es sich bei der Erzeugung aus Wasserkraft um eine annähernd normalverteilte Zufallsgröße handelt. Abbildung 52 zeigt die Wahrscheinlichkeitskurven der simulierten Werte und einer Normalverteilung mit den Parametern $\mu = 71.589$ MWh und $\sigma = 22.182$ MWh, die aus den simulierten Werten mittels Least-Square-Fit berechnet wurden.

Abschließend werden die ermittelten statistischen Parameter der realen und der simulierten Erzeugung einander gegenübergestellt. Abbildung 53 zeigt die Langzeitmittelwerte der monatlichen Wasserkrafterzeugung aus der Simulation und aus den realen Daten der Jahre 2002-2009. Eine Quantifizierung der Abweichung ist nicht sinnvoll, da bei den realen Daten nur auf je acht Werte zurückgegriffen werden kann (Kurzzeitmittelwert). Qualitativ ist jedoch zu erkennen, dass das Modell tendenziell und in der Größenordnung die Realität beschreiben kann.

³⁰ Das Jahr 2004 wurde aufgrund von unvollständigen Abflussdaten des Pegels Aschach nicht zum Vergleich herangezogen.

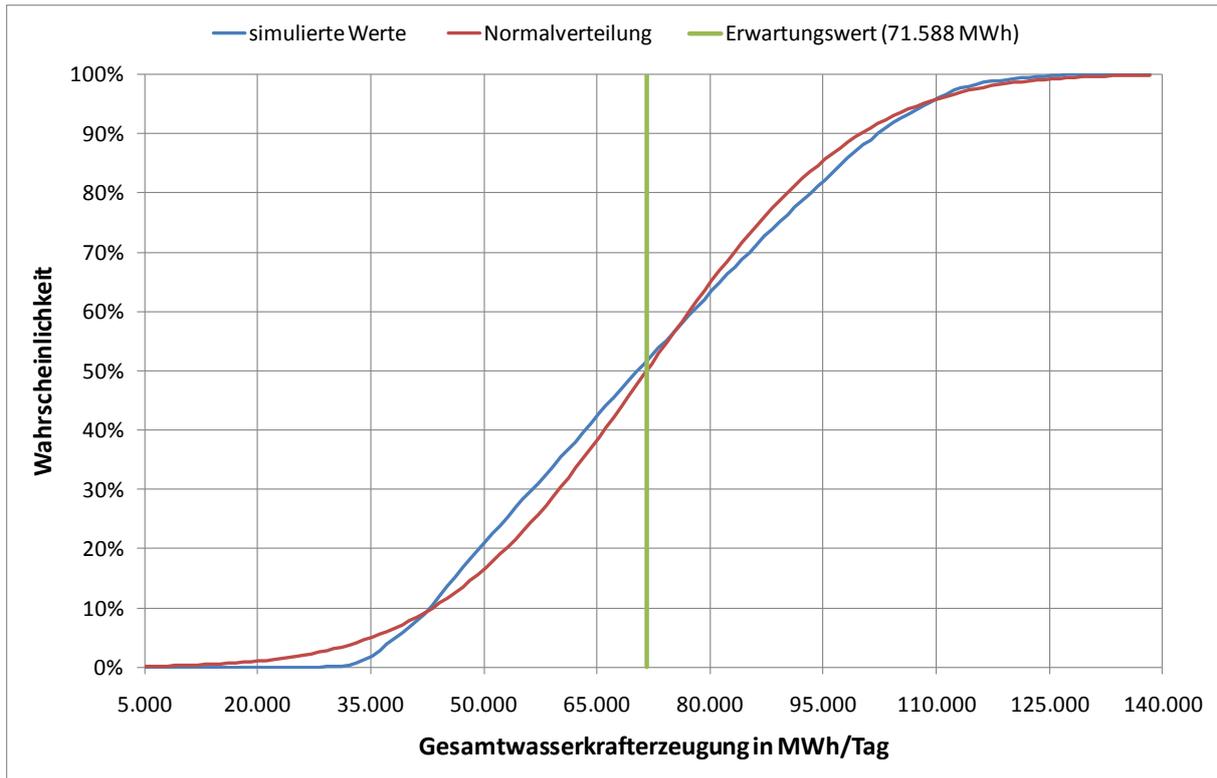


Abbildung 52: Wahrscheinlichkeitskurve der simulierten Werte im Vergleich mit einer Normalverteilung mit den Parametern $\mu = 71.588$ MWh und $\sigma = 22.182$ MWh

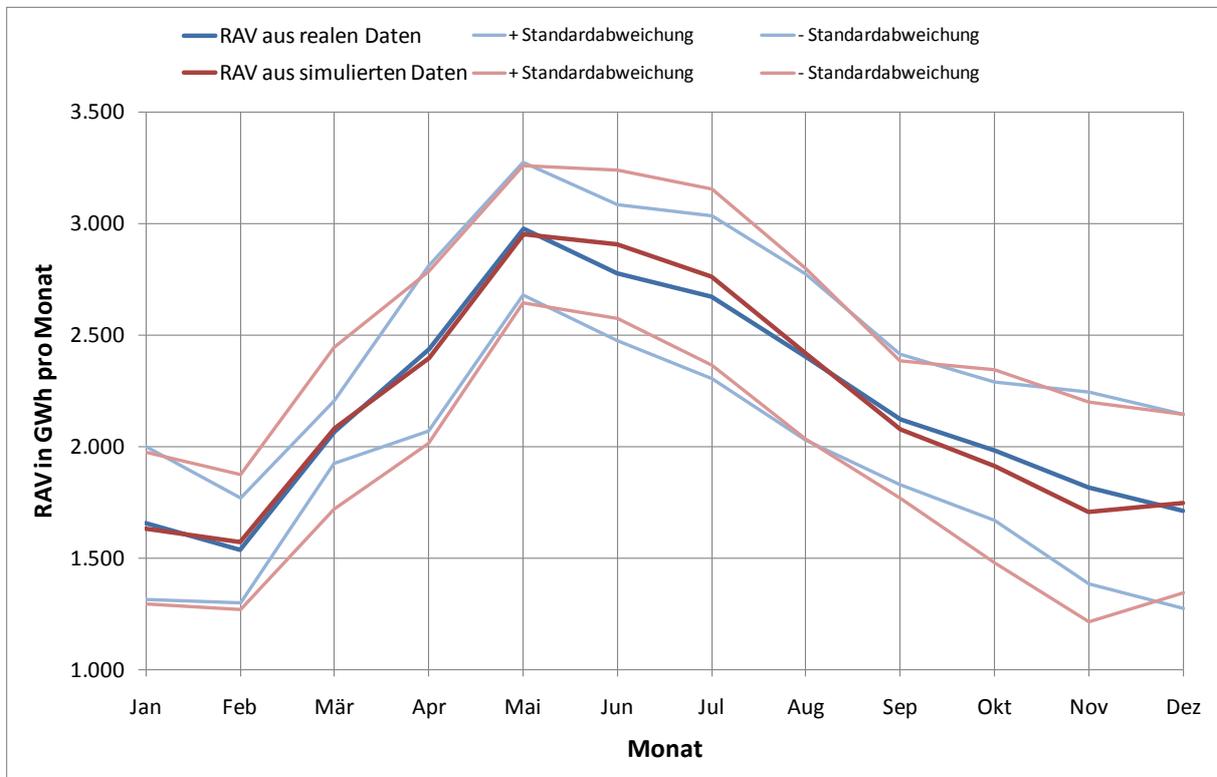


Abbildung 53: Vergleich der RAV aus simulierten und realen Werten der Jahre 2002 bis 2009. Datenquelle der realen Daten: Energie-Control GmbH (auf Anfrage)

5.1.5 Betrachtung der Speicherkraftwerke

Anders als Laufkraftwerke haben Speicherkraftwerke ein viel größeres Oberwasserbecken, in dem die potentielle Energie des Wassers gespeichert werden kann. Je nachdem, wie groß das Speichervolumen im Vergleich zur Turbinenleistung ist, spricht man von Tages-, Wochen-, Monats- oder Jahresspeichern. Bei ausreichend großer Dimensionierung kann theoretisch der gesamte Zufluss bei wenig Nachfrage aufgefangen und gespeichert werden, während bei einem Laufkraftwerk überschüssige Wassermengen ungenutzt über das Wehr fließen. Die Umwandlung der gespeicherten Energie kann bedarfsgerecht erfolgen, auf ein Speicherkraftwerk trifft daher die Eigenschaft der Dargebotsabhängigkeit prinzipiell nicht zu.

Da die Auswertung nur auf Basis von veröffentlichten Monatswerten der Jahre 2002 bis 2009 durchgeführt werden kann, existieren bestenfalls nur acht Werte für jeden einzelnen Monat. Für eine statistische Analyse (speziell für die Berechnung der Standardabweichung) stellt dies eine geringe Anzahl dar, wodurch die Aussagekraft der in Folge dargestellten Ergebnisse eingeschränkt ist (vgl. Kapitel 1.2).

5.1.5.1 Berechnung des Zuflusses und Speicherbewirtschaftung

Die Energie-Control-GmbH hat dankenswerterweise Daten monatlicher Erzeugung aus Lauf- und Speicherkraftwerken³¹ sowie Speicherinhalten³² für die Jahre 2002 bis 2009 für diese Untersuchung bereitgestellt.

Der Zufluss eines Speicherkraftwerkes kann als Energiemenge über Speicherinhalt und Erzeugung berechnet werden, wie Gleichung (26) zeigt.

$$Z = W_{Erzeugung} + \Delta S - W_{Pump} \cdot \eta_{Umwälz} \quad (26)$$

Mit Z monatlicher Zufluss in GWh
 $W_{Erzeugung}$ im betrachteten Monat gewonnene elektrische Arbeit
 ΔS Änderung des Speicherinhaltes vom Monatsletzten des vorhergehenden Monats zum Monatsletzten des betrachteten Monats
 W_{Pump} aufgenommene Pumparbeit
 $\eta_{Umwälz}$ Nutzungsgrad eines Umwälzzyklus³³, wird mit 0,7 abgeschätzt

³¹ Kraftwerke öffentlicher Erzeuger ab 10 MW, Kraftwerke der Eigenerzeuger ab 5 MW, sowie alle jährlich meldepflichtigen und monatlich aufschlüsselbaren Kraftwerke aller Erzeuger ab 1 MW Engpassleistung

³² Speicherkraftwerke der Netzebenen 1 bis 3 oder ab einer Engpassleistung von 25 MW, zum Monatsletzten

³³ Mit Umwälzzyklus ist hier der Prozess von der Aufnahme der elektrischen Energie zum Pumpen bis zur erneuten Abgabe der Energie beim Abarbeiten gemeint.

In Abbildung 54 sind die Ausgangsdaten mit dem berechneten Zufluss als Zeitreihe dargestellt. Es zeigt sich bereits in dieser Abbildung, dass die Erzeugung der Speicherkraftwerke in der Praxis einen Zusammenhang mit der Dargebotsabhängigkeit des Zuflusses haben muss. Die erzeugten Energiemengen sind im Sommer höher als im Winter, obwohl sich der Verbrauch genau umgekehrt verhält (siehe Kapitel 6). Ein solcher Einsatz der Speicherkraftwerke im Sommer ist wirtschaftlich gesehen nicht sinnvoll, da die niedrigere Nachfrage auch zu einem niedrigeren Energiepreis führt. Aufgrund dieser Tatsachen liegt die Schlussfolgerung nahe, dass viele Speicherkraftwerke aufgrund voller Speicher im Sommer trotz des niedrigeren Preises betrieben werden müssen.

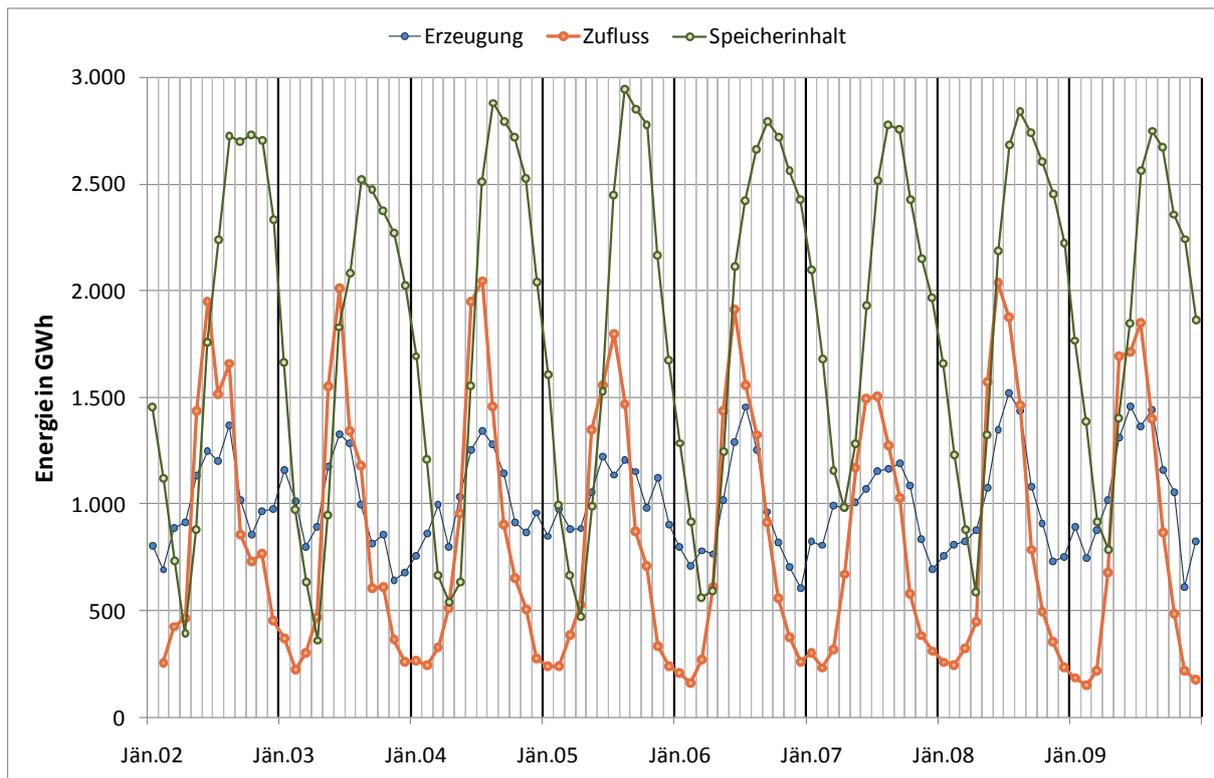


Abbildung 54: Zeitreihen von Erzeugung, Zufluss und Speicherinhalt österreichischer Speicherkraftwerke von 2002 bis 2009. Datenquelle: Energie-Control GmbH (auf Anfrage)

5.1.5.2 Stochastik des Zuflusses und der Erzeugung

Die Auswertung des Zuflusses in Abbildung 55 zeigt eine deutliche saisonale Abhängigkeit. Das Maximum des Zuflusses ist jedoch in Relation zur Laufwasserkrafterzeugung um ein Monat in Richtung Sommer verschoben. Die Erklärung hierfür ist möglicherweise bei den Standorten der Speicherkraftwerke zu finden, welche meist in höheren Lagen gebaut werden und deren Einzugsgebiete länger frostigen Temperaturen ausgesetzt sind, als jene der großen Flüsse in Österreich.

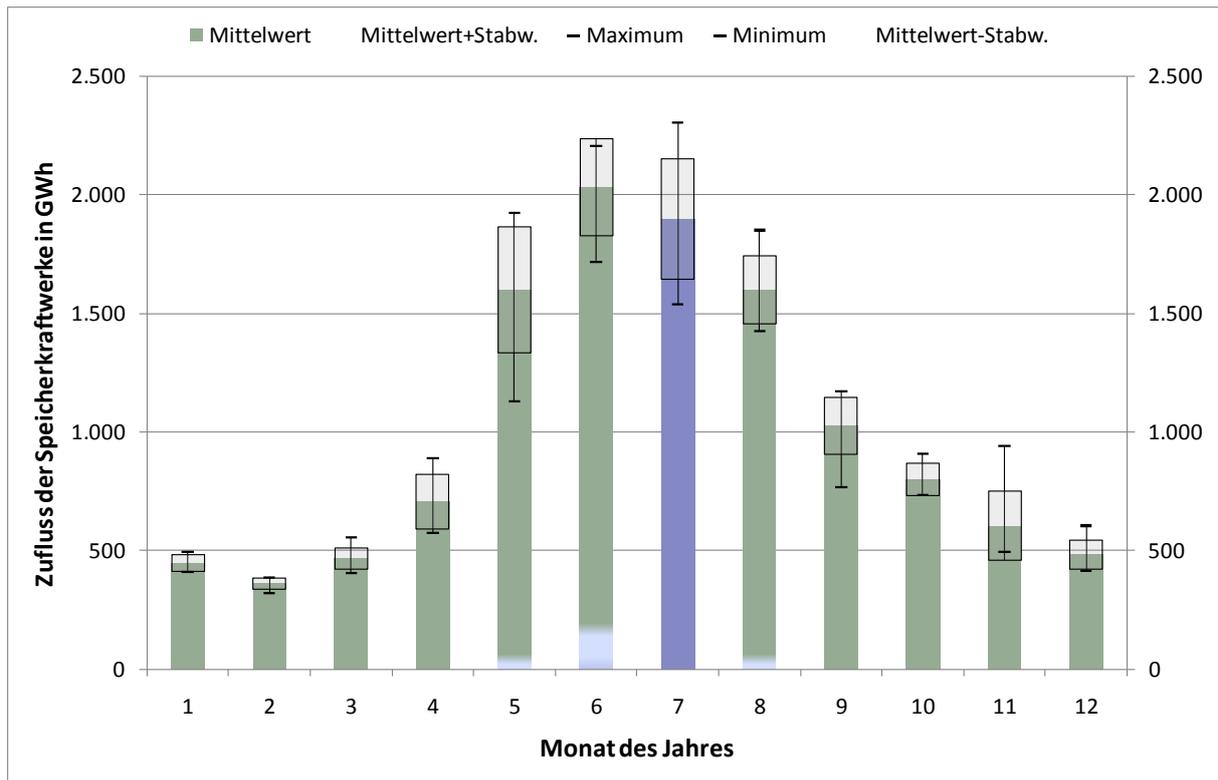


Abbildung 55: Graphische Darstellung des mittleren Jahresganges vom Zufluss der Speicher in Österreich (2002 bis 2009) mit statistischen Kennwerten.
 Datenquelle: Energie-Control GmbH (auf Anfrage)

Dieselbe Untersuchung wurde auch mit den Erzeugungsdaten durchgeführt, deren Ergebnis Abbildung 56 zeigt. Im Winter liegt die Erzeugung über der Zuflussmenge und der Speicherinhalt wird abgearbeitet, während von Mai bis August der Zufluss über der erzeugten Menge liegt, die Speicher werden also wieder aufgefüllt. Der Nenninhalt der Speicher beträgt 3.203 GWh³⁴, was der Summe des Zuflusses zweier Sommermonate entspricht.

³⁴ Nur Speicherkraftwerke in der Netzebene 1 bis 3 und Kraftwerke über 25 MW Engpassleistung.
 Datenquelle: (E-Control, 2010)

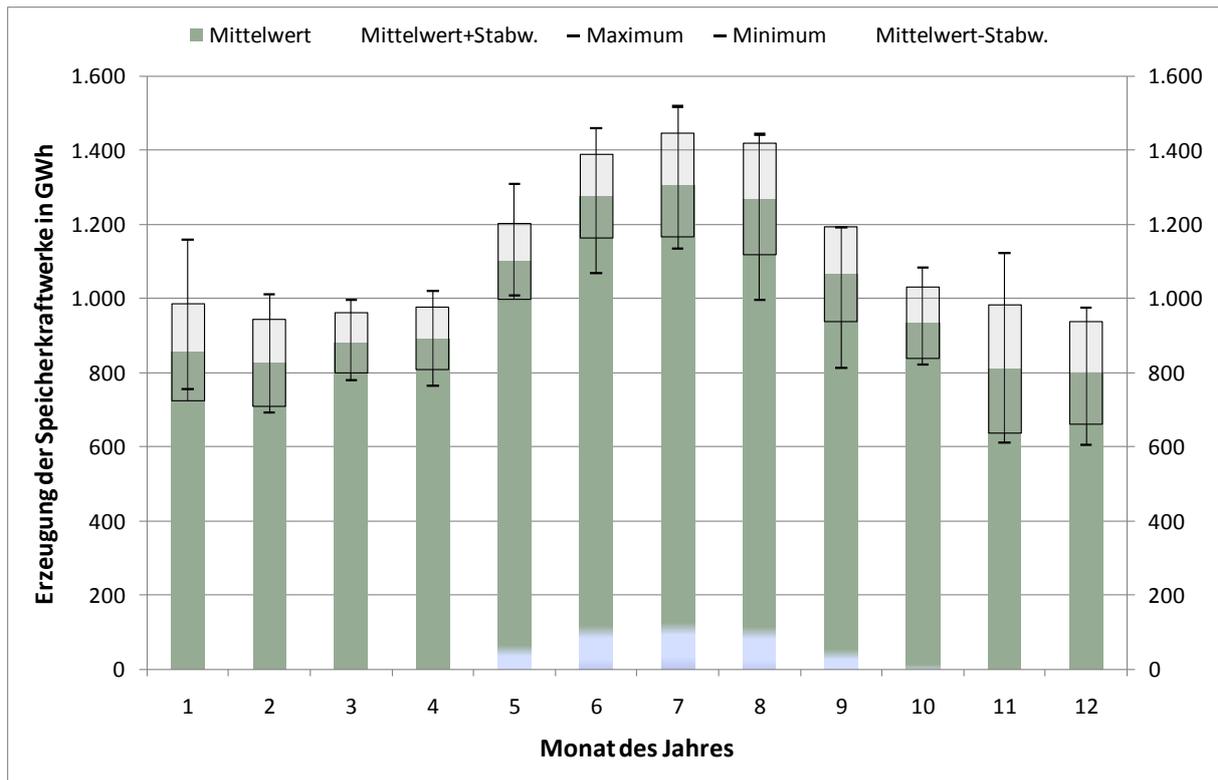


Abbildung 56: Mittlerer Jahresgang der Erzeugung (2002-2009) aus Speicherkraft mit statistischen Kennwerten. Datenquelle: Energie-Control-GmbH (auf Anfrage)

5.1.5.3 Korrelation von Laufwasserkraftwerk und Speicherkraftwerk

Ein weiterer Zugang zum Thema der Dargebotsabhängigkeit von Speicherkraftwerken ist die Überprüfung, ob ein statistischer Zusammenhang zwischen den Erzeugungswerten derselben und jenen der Laufkraftwerke besteht. Mittels Korrelationsanalyse werden folgende Zeitreihen miteinander verglichen:

- Erzeugung von Laufkraft und Speicherkraft: Dieser Vergleich ergibt einen Korrelationskoeffizient von 0,65.
- Erzeugung von Laufkraft und Speicherzufluss: Diese Untersuchung weist einen etwas höheren Koeffizient von 0,78 auf.
- Erzeugung aus Speicherkraft mit deren Zufluss: Ein Vergleich dieser Größen ergibt einen noch höheren Korrelationskoeffizient von 0,84.
- Speicherinhalt und Zufluss: Der Korrelationskoeffizient dieser beiden Größen beträgt „nur“ 0,32 im Vergleich zu den vorhergehenden Ergebnissen. Betrachtet man die Grafik in Abbildung 54, erkennt man allerdings einen deutlicheren Zusammenhang, jedoch um ein oder zwei Monate verschoben, was den niedrigen Korrelationskoeffizienten erklärt.

Es zeigt sich also ein Zusammenhang zwischen dem Dargebot des Zuflusses und der Erzeugung aus den Speicherkraftwerken, sowohl im Vergleich mit der rein dargebotsabhängigen Laufwasserkraft, als auch im direkten Vergleich miteinander.

5.2 Deutschland

In Relation zu Österreich scheint der Anteil der Erzeugung aus Lauf- und Speicherwasserkraft³⁵ mit 3,42 % sehr gering und spielt in der Erzeugungsstruktur Deutschlands eine untergeordnete Rolle. Betrachtet man jedoch den Betrag der erzeugten Energiemenge, so ist dieser mit etwa 20 TWh/a in ähnlicher Größenordnung wie die der österreichischen Laufwasserkraftwerke (BNetzA, 2009).

Die Geländestruktur Deutschlands gestaltet sich weitestgehend anders als die österreichische Topologie. Während Österreich von den Alpen dominiert wird und nur wenig flachere Gebiete aufweist, ist einzig der Süden Deutschlands gerade noch am Fuße der Alpen gelegen.

Gebirgsketten sind allerdings sowohl für den Bau von Speichern, als auch für ein hohes Laufwasserpotential von enormer Bedeutung. Daher ist es nicht verwunderlich, dass der Schwerpunkt der Laufwasserkrafterzeugung Deutschlands im Süden zu finden ist. So liegen laut institutsinterner Datenbank die Kraftwerke mit den höchsten RAV entlang des Rhein, der Donau und des Inn. Speicherkraftwerke in Deutschland sind zum Teil als künstlich angelegte Seen auf Hügeln ohne natürlichen Zufluss ausgeführt, die nur als Pumpspeicherkraftwerke zum Erzeugungsausgleich eingesetzt werden (z.B. PSKW Goldisthal in Thüringen).

5.2.1 Analyse der zur Verfügung stehenden Daten

Aufgrund mangelnden Zuganges zu Wasserabflussdaten ist es im Rahmen dieser Arbeit nicht möglich gewesen, für Deutschland ein Modell der Wasserkrafterzeugung entsprechend Kapitel 5.1.2 zu erstellen. Stattdessen wird mit den Daten des Statistik-Bundesamtes eine statistische Analyse durchgeführt, deren Aussagekraft jedoch weniger stark ist wie jene des Langzeitmodells. Das begründet sich darin, dass die Daten zum einen auf monatlicher Basis, und zum anderen nur bis ins Jahr 2002 zurück zur Verfügung stehen.

5.2.1.1 Untersuchung der Laufwasserkraftwerke

Die Untersuchung der Laufwasserkraftwerk-Erzeugung wird auf Basis der gegebenen Monats-erzeugungswerte aus den Jahren 2002 bis 2009³⁶ durchgeführt.

³⁵ Die Betrachtung erfolgt ohne Pumpspeicherkraftwerke.

³⁶ Für das Jahr 2009 sind nur die Monate Jänner bis Oktober verfügbar.

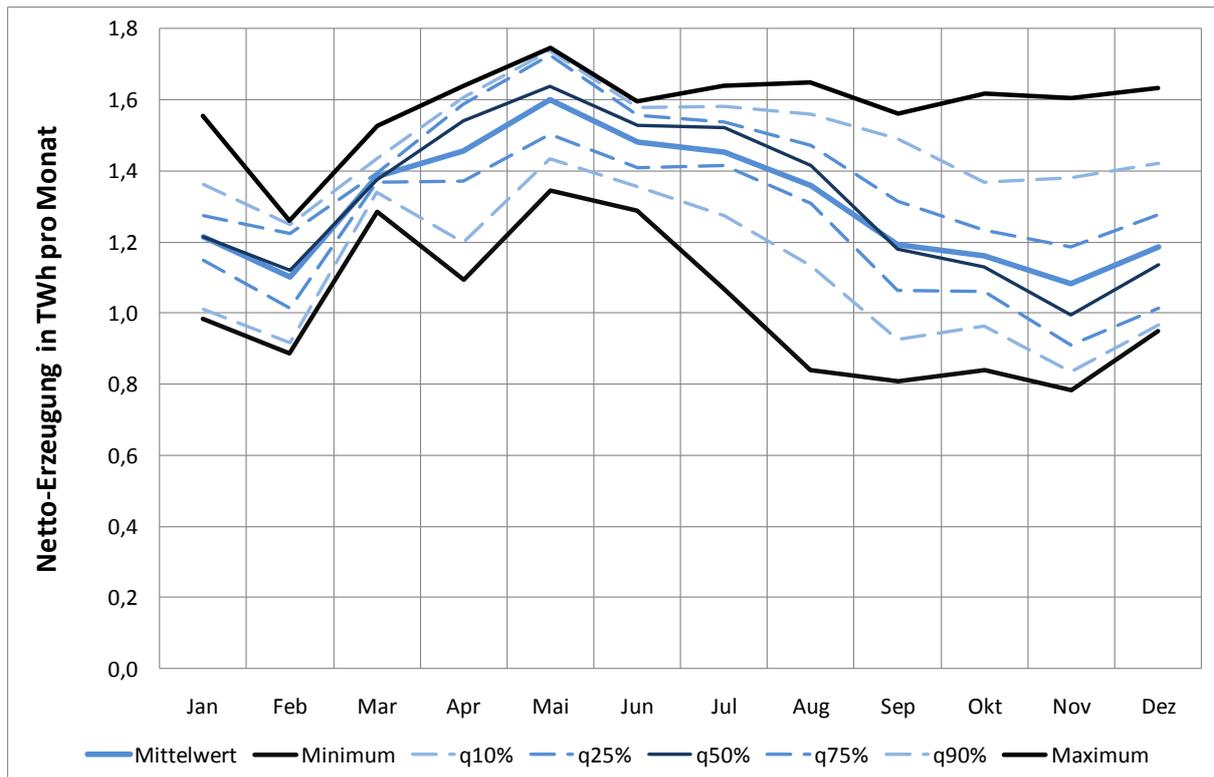


Abbildung 57: Mittlere Jahresganglinie der Laufwassererzeugung in Deutschland (2002-2009)
Datenquelle: Statistisches Bundesamt Deutschland (GENESIS, 2010)

Wie in Abbildung 57 erkennbar, zeigt sich auch in der deutschen Laufwassererzeugung das saisonale Verhalten mit einer Erzeugungsspitze im Mai und den im Mittel schwächsten Monaten Februar und November. Da der Untersuchungszeitraum sehr kurz ist, sind die Maxima und Minima jedoch wenig aussagekräftig.

5.2.1.2 Untersuchung der Speicherkraftwerke

Die Untersuchung der Speicherkraftwerke wird ebenfalls auf Basis der monatlichen Erzeugungswerte durchgeführt. Leider stehen keine Informationen über Speichereinhalte zur Verfügung, daher kann eine Berechnung des Zuflusses nicht erfolgen und die statistische Analyse beschränkt sich auf die Netto-Erzeugung.

Betrachtet man die Zeitreihe der Erzeugung aus Speicherkraftwerken in Deutschland (Abbildung 58), so erkennt man einen deutlichen Trend. Die Pumpspeicherkraftwerke wurden offensichtlich ausgebaut, während die reinen Speicherkraftwerke weniger erzeugen. Einen möglichen Grund dafür stellt eine Umrüstung bestehender Speicherkraftwerke auf Pumpbetrieb dar, wodurch diese aus der Statistik der reinen Speicherkraftwerke herausfallen.

Ab dem Jahr 2005 tritt eine Stabilisierung der Werte ein, daher werden bei der statistischen Untersuchung nur die Jahre 2005 bis 2009 herangezogen. Damit sinkt jedoch die statistische Aussagekraft weiter ab. Abbildung 59 zeigt das Ergebnis als mittleren Lastgang, in dem wiederum eine Saisonabhängigkeit mit einer Spitze im Juli erkennbar ist.

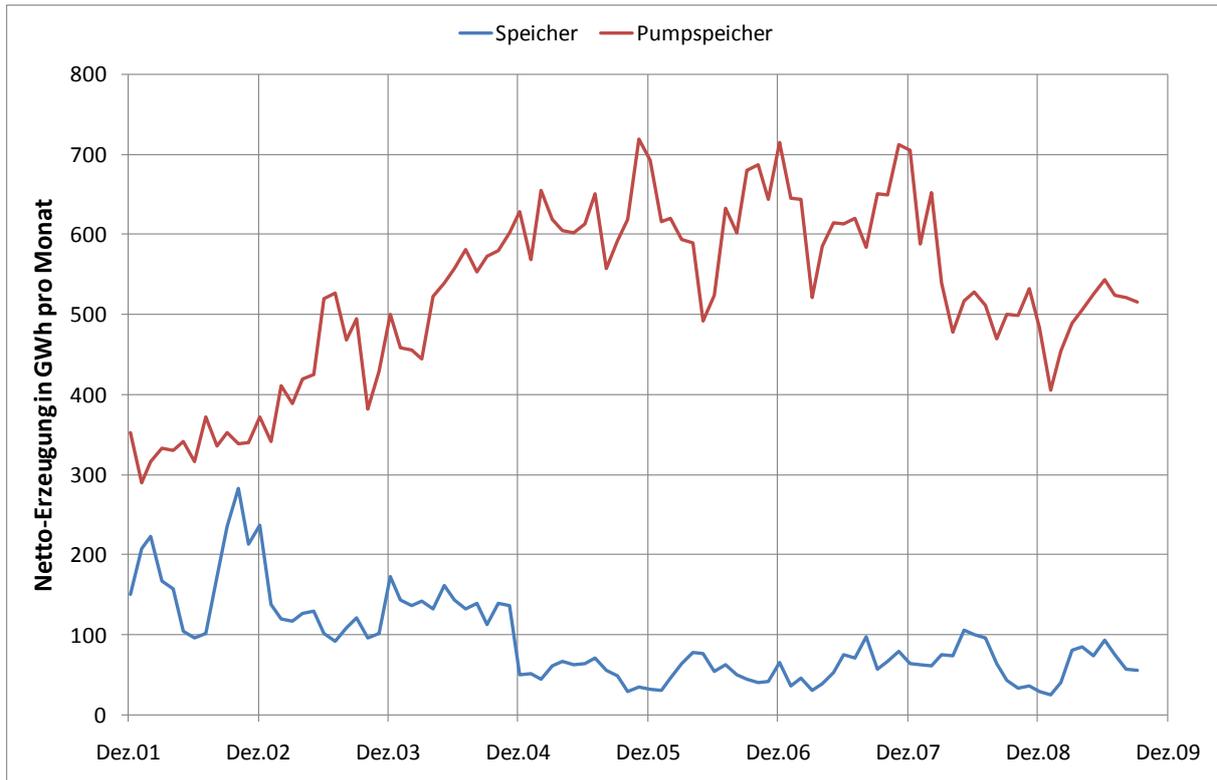


Abbildung 58: Zeitreihen der Speicher- und Pumpspeichenerzeugung in Deutschland (2002-2009).
Datenquelle: Statistisches Bundesamt Deutschland (GENESIS, 2010)

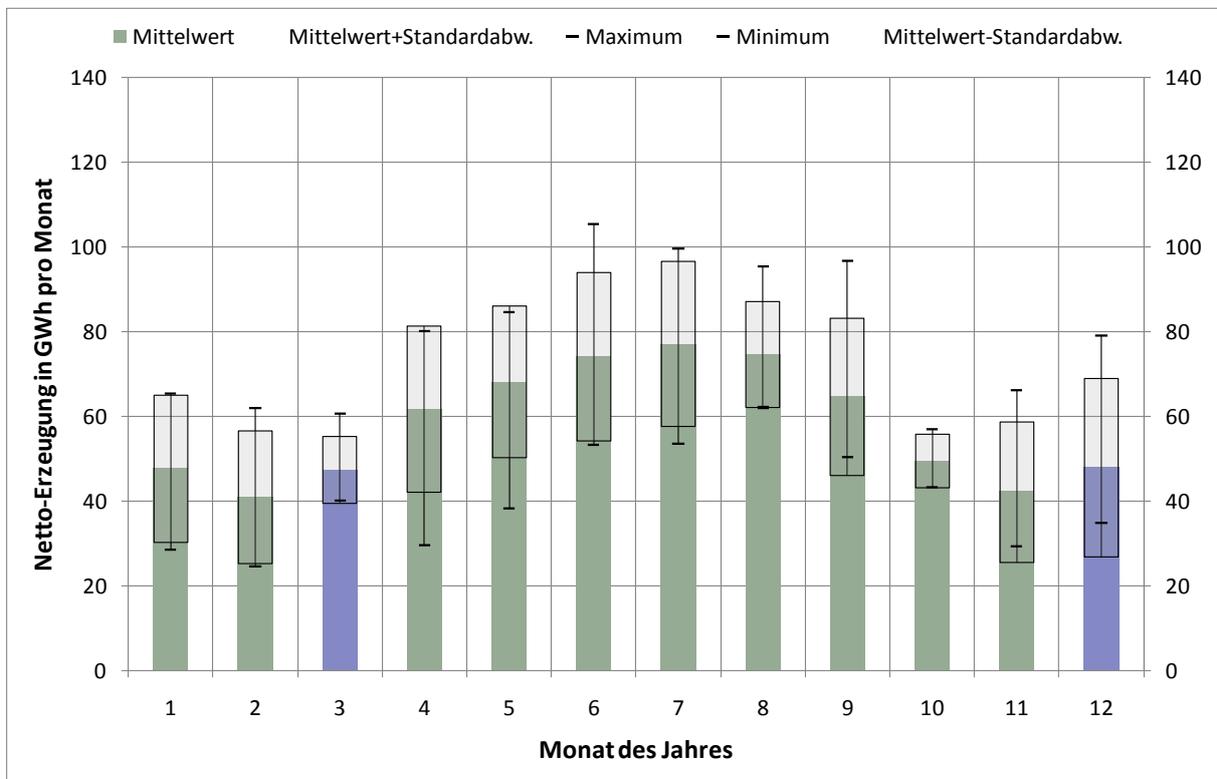


Abbildung 59: mittlerer Jahrgang der Speichenerzeugung in Deutschland (2005-2009)
Datenquelle: Statistisches Bundesamt Deutschland (GENESIS, 2010)

5.3 Wasserkraft und Windkraft im Vergleich

Die Dargebotsabhängigkeit beider Primärenergieträger ist grundsätzlich in der Art des Auftretens verschieden, wie in den Kapiteln 4 und 5 dargestellt ist. Ebenso unterschiedlich sind auch die Auswirkungen, die die Dargebotsabhängigkeit der einzelnen Erzeugungsformen auf die Elektrizitätswirtschaft hat.

Der große Vorteil beider Primärenergieformen sind die geringen variablen Erzeugungskosten, da keinerlei „Brennstoffkosten“³⁷ anfallen. Dies gilt zwar für Österreich und Deutschland, jedoch trifft dies in manch anderen Ländern nicht zu. Die Schweiz verlangt beispielsweise von den Betreibern von Wasserkraftwerken einen Wasserzins, durch den die Nutzung der Primärenergie nicht mehr kostenlos ist.

Ein weiterer Vorteil der Wasserkraft ist, dass die Erzeugung zwar übers Jahr gesehen schwankt, aber trotzdem ein definierter Mindestwert an Erzeugung (z.B. pro Monat) existiert. Dies ist insofern von Bedeutung, als man beispielsweise bei einer Investitionsrechnung von einem gesicherten Mindestertrag ausgehen kann. Bei der Erzeugung aus Windkraft kommt es zwar zu Ausgleichseffekten³⁸, jedoch kann es vorkommen, dass zu einem gewissen Zeitpunkt die gesamte Erzeugung aus Windkraft tatsächlich Null ist. Daher sind Methoden wie Windindizes (siehe Kapitel 0) notwendig, um eine wirtschaftliche Bewertung durchführen zu können.

Ein wesentlicher Nachteil der Wasserkrafterzeugung ist die zum Verbrauchsverhalten gegenläufige Dargebotsabhängigkeit. Das bedeutet, dass im Winter zur Zeit des Spitzenverbrauchs in den betrachteten Ländern die Wasserkraft ihr Erzeugungsminimum hat, da die Niederschläge als Schnee am Boden liegen bleiben und nicht abfließen. Erst im Frühling, wenn der Verbrauch zu sinken beginnt, kommt es zur Schneeschmelze und die Stromerzeugung aus Wasserkraft steigt an. Die Windkraft weist in diesem Zusammenhang ihren größten Vorteil auf: Die Stromerzeugung aus Windkraft verhält sich genau entgegengesetzt zur Wasserkraft, ist also in der mittleren monatlichen Stromerzeugung ähnlich dem Verbrauch. Dadurch kann die Stromerzeugung im Winter zu Spitzenlastzeiten durch Windkraft möglicherweise unterstützt werden, jedoch ist die zu Verbrauchsspitzen sicher verfügbare Leistung schwer zu ermitteln.

Bei der Betrachtung der Fluktuationen ist die Wasserkraft wiederum von Vorteil, denn einerseits ist sie leichter vorhersagbar, da der Wasserabfluss immer etwas verzögert auf die Großwittersituation reagiert, und andererseits ändert sie sich auch nicht so schnell wie die Windenergieerzeugung. Man kann davon ausgehen, dass die Erzeugung aus Wasserkraft tagsüber relativ konstant ist³⁹, während die Windkraft bereits in den Viertelstundenwerten relativ große Sprünge aufweisen kann (vgl. beispielsweise Kapitel 4.2.2.5).

³⁷ Als Analogie zu thermischen Kraftwerken; gemeint sind Kosten zur Aufbringung des Primärenergieträgers.

³⁸ Eine Diversifikation der Standorte bewirkt einen Ausgleichseffekt, so dass beispielsweise in Deutschland immer irgendwo ein Windpark existiert, der gerade einspeist, auch wenn zu der Zeit z.B. an der Küste Windstille herrscht.

³⁹ Ausgenommen Einflüsse lokaler Wettergeschehnisse wie z.B. Unwetter

6 Einfluss klimatischer Faktoren auf den Verbrauch elektrischer Energie

In der Einleitung wird erwähnt, dass der Verbrauch in der Elektrizitätswirtschaft eine stochastische Größe ist. Obwohl dieser im Gegensatz zur dargebotsabhängigen Erzeugung zur Gänze in der Hand des Menschen liegt, ist eine gewisse Abhängigkeit von äußeren Einflüssen zu erwarten.

Das tägliche Verbrauchsprofil weist einen typischen Verlauf auf, der durch einen niedrigeren Nachtverbrauch und einen höheren Verbrauch tagsüber, mit einer Mittags- und Abendspitze, charakterisiert ist. Trotzdem verbleibt ein von Tag zu Tag unterschiedlicher Anteil mit einem scheinbar zufällig verteilten Muster.

Für die Gewährleistung einer angenehmen Raumtemperatur⁴⁰ und ausreichender Beleuchtung wird elektrische Energie benötigt, daher ist zu erwarten, dass eine Abhängigkeit des Verbrauchs vom Wetter (Außentemperatur, Sonneneinstrahlung) besteht. In den folgenden Kapiteln wird versucht, diese Abhängigkeit zu quantifizieren.

6.1 Betrachtung der Verbrauchsschwerpunkte in Deutschland und Österreich

Der Gesamtverbrauch von Österreich und Deutschland ist bekannt und in Form von stündlichen Werten verfügbar (ENTSO-E, 2009). Die regionale Aufteilung (Bundesländer) des Verbrauchs wird jedoch nicht publiziert. Daher wird in diesem Kapitel angenommen, dass sich der Verbrauch analog zur Bevölkerungsdichte aufteilt, wodurch eine einfachere Zuordnung möglich wird.

Damit die Verbrauchswerte mit einer Klimagröße korreliert werden können, muss ein Mittel dieser Größe für das ganze jeweilige Bundesgebiet berechnet werden. In diesem Mittelwert muss aber die Verbrauchsverteilung mit berücksichtigt werden, was mit einer Gewichtung entsprechend der Einwohnerzahl möglich wird. Abbildung 60 zeigt das Ablaufschema der Berechnung, die für Temperatur und Sonnenstunden durchgeführt wird.

⁴⁰ In Österreich und Deutschland zurzeit größtenteils zur Raumheizung. Der Verbrauch von Klimaanlagen in österreichischen Haushalten beispielsweise lag 2008 bei 0,1% des gesamten Stromverbrauchs (statistik.at, 2009a), ein Anstieg ist jedoch zu erwarten.

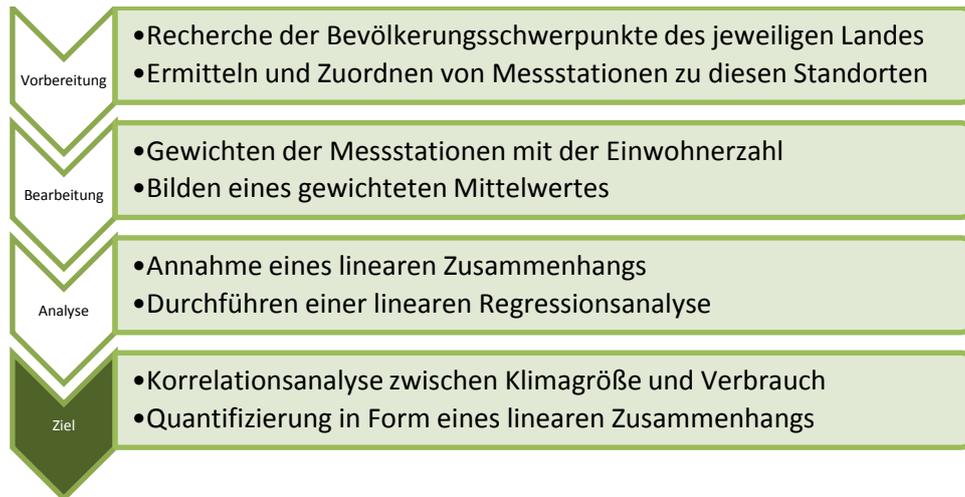


Abbildung 60: Allgemeines Flussbild der Verbrauchsanalyse

6.1.1 Bevölkerungsdichte und Struktur in Deutschland

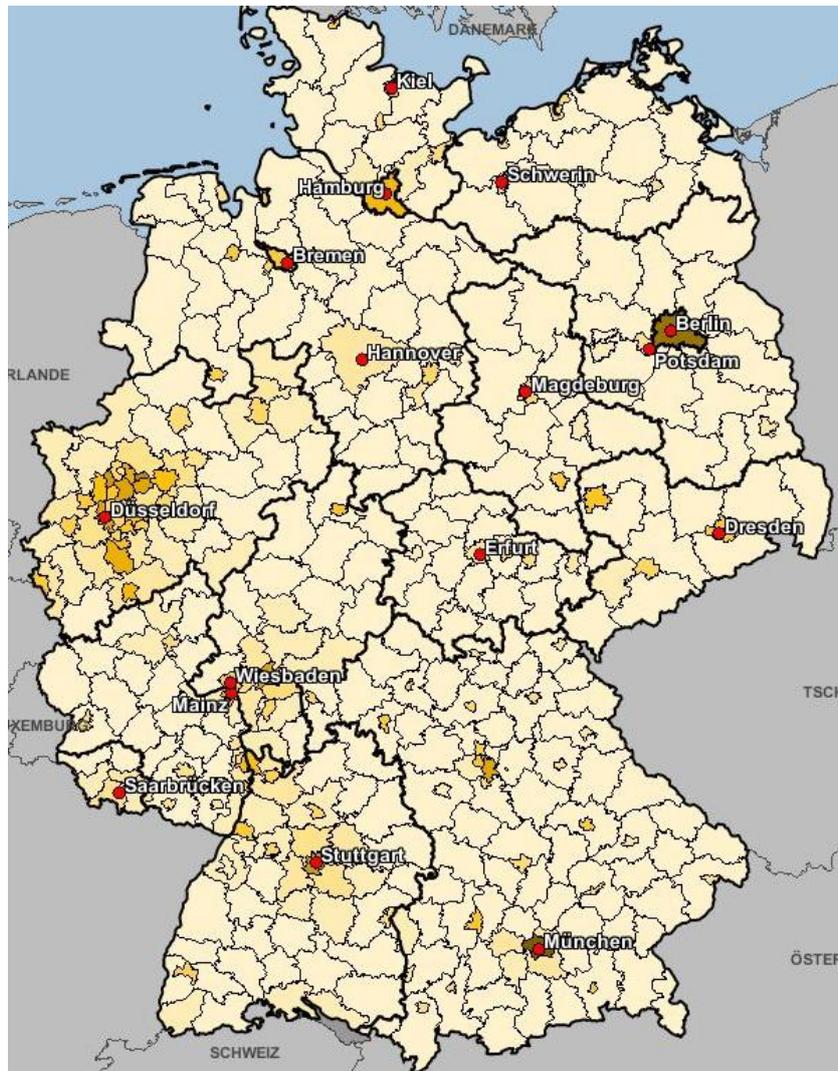


Abbildung 61: Bevölkerungsdichte in Deutschland, Stand 2002.
Quelle: Statistisches Bundesamt Deutschland (IMS, 2002)

Abbildung 61 zeigt die Bevölkerungsdichteverteilung in Deutschland im Jahr 2002. Sie weist einen erkennbaren Bevölkerungsschwerpunkt in den westlichen Bundesländern auf. Um eine gute Abdeckung des gesamten Bundesgebietes zu erreichen, wird die Bevölkerung nach Bundesländern aufgeschlüsselt, wobei die dichter bewohnten Bundesländer wie Nordrhein-Westfalen und Bayern durch eine größere Anzahl von Messstationen genauer modelliert werden. Die Aufteilung der Stationen auf die Bundesländer ist in Tabelle 21 dargestellt.

Land	EWZahl	Anzahl Stationen
Nordrhein-Westfalen	17.904.653	4
Bayern	12.494.781	4
Baden-Württemberg	10.744.383	3
Niedersachsen	7.937.280	2
Hessen	6.060.841	1
Sachsen	4.183.404	1
Rheinland-Pfalz	4.020.917	2
Berlin	3.429.525	1
Schleswig-Holstein	2.830.889	0
Brandenburg	2.517.726	1
Sachsen-Anhalt	2.373.485	1
Thüringen	2.261.236	2
Hamburg	1.775.333	1
Mecklenburg-Vorpommern	1.659.023	1
Saarland	1.027.700	1
Bremen	661.166	1

Tabelle 21: Bevölkerung Deutschlands nach Bundesland (Stand 3/2009) und Anzahl der verwendeten Klimastationen. Datenquelle: (GENESIS, 2010)

Für die Klimadaten steht der Online-Zugang des DWD zur Verfügung (Werdis), der zuvor schon für die Windgeschwindigkeitswerte verwendet wurde. Für Temperaturwerte existiert zusätzlich noch eine zweite Quelle, das European Climate Assessment & Dataset (ECA&D)-Projekt des Royal Netherlands Meteorological Institute (KNMI). Abbildung 62 zeigt die ausgewählten Standorte für die Temperatur- und Sonnenstundenmessung aus beiden Quellen.

Anhand von gemeinsamen Standorten kann überprüft werden, ob die Daten von DWD und KNMI voneinander abweichen. Es hat sich am Beispiel Berlin gezeigt, dass beide Quellen genau dieselben Werte liefern, womit die Verwendung von Daten beider Quellen entsprechend Abbildung 62 einwandfrei möglich ist.

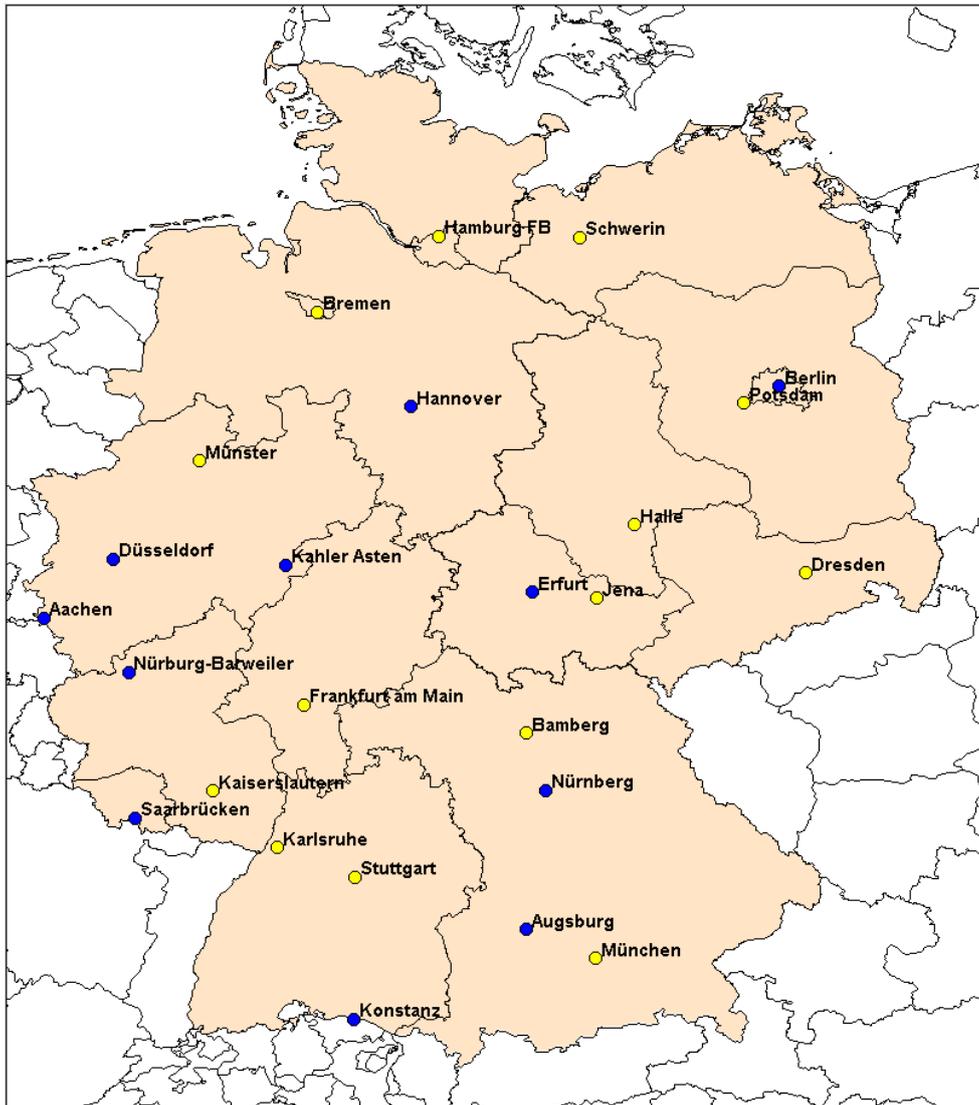


Abbildung 62: Verwendete Messstationen für Temperatur und Sonnenstunden.
 Datenquellen: Temperatur: KNMI (gelb) und DWD (blau)
 Sonnenstunden: nur DWD (gelb + blau)

6.1.2 Bevölkerungsdichte und Struktur in Österreich

Abbildung 63 zeigt die Bevölkerungsdichteverteilung in Österreich auf Basis der Volkszählung im Jahr 2001. Die Bevölkerungsschwerpunkte fallen zum Großteil auf die Landeshauptstädte, wodurch diese als Standorte für die Referenzmessstellen am besten geeignet sind. Tabelle 22 zeigt jedoch, dass eine Gewichtung mit den Einwohnerzahlen der Landeshauptstädte das Ergebnis verfälschen würde, da sie nicht die Bundesländer widerspiegeln. Beispielsweise ist Graz die zweitgrößte Landeshauptstadt Österreichs, die Steiermark ist allerdings nur auf Platz vier zu finden. Die Gewichtung erfolgt daher über die Einwohnerzahlen der Bundesländer. Die zur Berechnung notwendigen Werte von Temperatur- und Sonnenstunden stammen aus der Datenbank der Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik (ZAMG).

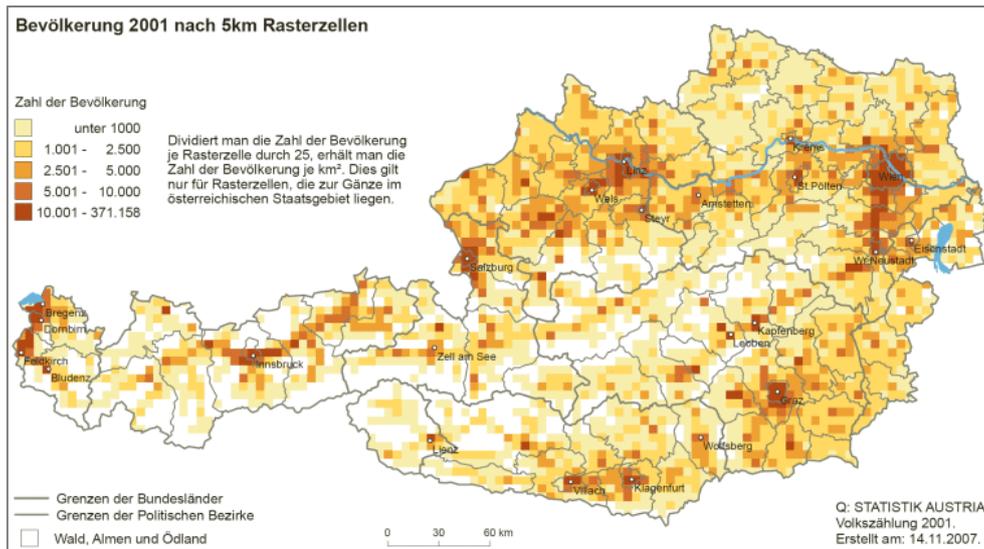


Abbildung 63: Bevölkerungsdichteverteilung in Österreich (Stand 2001).
Quelle: Statistik Austria (statistik.at, 2009)

Bundesland	Einwohner	Landeshauptstadt	Einwohner
Wien	1.693.024	Wien	1.693.024
Niederösterreich	1.603.707	Graz	254.554
Oberösterreich	1.409.445	Linz	189.284
Steiermark	1.206.495	Salzburg	147.685
Tirol	702.299	Innsbruck	118.037
Kärnten	560.262	Klagenfurt	93.571
Salzburg	528.536	St. Pölten	51.543
Vorarlberg	366.766	Bregenz	27.319
Burgenland	282.765	Eisenstadt	12.798
Österreich	8.341.324	Summe	2.587.815

Tabelle 22: Einwohnerzahlen der Bundesländer und Landeshauptstädte Österreichs.
Stand: 2009, Datenquelle: Statistik Austria (statistik.at, 2009)

6.2 Berechnung der gewichteten Mittelwerte

Die gewichteten Mittelwerte werden für die Sonnenstunden wie für die Temperaturen, jeweils für Österreich und Deutschland gleichermaßen berechnet. Gleichung (27) zeigt die Berechnungsmethode für den gewichteten Temperaturmittelwert.

$$T_{\text{gewicht. htet}} = \frac{1}{EW_{\text{ges}}} \cdot \sum_i EW_i \cdot \bar{T}_i \quad (27)$$

Mit $T_{\text{gewicht. htet}}$ Gewichtete Temperatur
 EW_{ges} Gesamteinwohnerzahl des Landes
 EW_i Einwohnerzahl des Bundeslandes i
 \bar{T}_i mittlere Tagestemperatur des Bundeslandes i
i Index

Bei Bundesländern mit mehr als einer Messstelle werden die Messwerte zuvor per arithmetischen Mittelwert auf einen Bundeslandwert zusammengefasst.

6.3 Auswertung für Deutschland

Mit den berechneten mittleren Temperaturen und Sonnenstunden und mit den zur Verfügung stehenden Verbrauchsdaten werden Untersuchungen auf einen linearen Zusammenhang (Regressionsanalyse) durchgeführt.

Es ist bekannt, dass das Verbrauchsprofil einer Woche einen typischen Verlauf darstellt: Ein bestimmter, annähernd gleich bleibender Tageslastgang werktags mit einer merklichen Reduktion an den Wochenenden und an Feiertagen. Da das Wetter keinen wöchentlichen Rhythmus aufweist, müssen die Wochenenden und Feiertage vor der Untersuchung ausgefiltert werden, damit das Ergebnis nicht verfälscht wird. Besonders in Deutschland gestaltet sich eine solche Bereinigung schwierig, da viele Feiertage nur in bestimmten Bundesländern anerkannt sind, wodurch nicht alle Ausreißer mit Sicherheit zugeordnet und entfernt werden konnten.

6.3.1 Korrelation von Temperatur und Verbrauch

Die Verbrauchswerte und die berechneten Temperaturmittelwerte sind in Abbildung 64 als Punktwolke dargestellt. Man erkennt einen Zusammenhang zwischen den beiden Größen, wobei die Abweichungen von der linearen Ausgleichsgerade jedoch auf eine nichtlineare Abhängigkeit hindeuten.

Eine einfache Erklärung bietet die Tatsache, dass im Sommer zurzeit kein nennenswerter Zusammenhang zwischen Temperatur und Verbrauch besteht, da nicht geheizt wird und auch der Einsatz von Klimaanlage noch nicht stark auftritt (vgl. Abbildung 65). In der Übergangszeit ist ein deutlicher Temperaturzusammenhang vorhanden, während im Winter wiederum ein gewisser „Sättigungseffekt“ auftritt, sobald die meisten Heizungen in Betrieb sind.

Für eine Modellierung dieser Abhängigkeit wird ungeachtet des nichtlinearen Verhaltens vereinfacht ein linearer Zusammenhang angenommen, dessen Parameter mit einer linearen Regressionsanalyse ermittelt wird. Die Bewertung des Modells erfolgt über das Bestimmtheitsmaß⁴¹ r^2 .

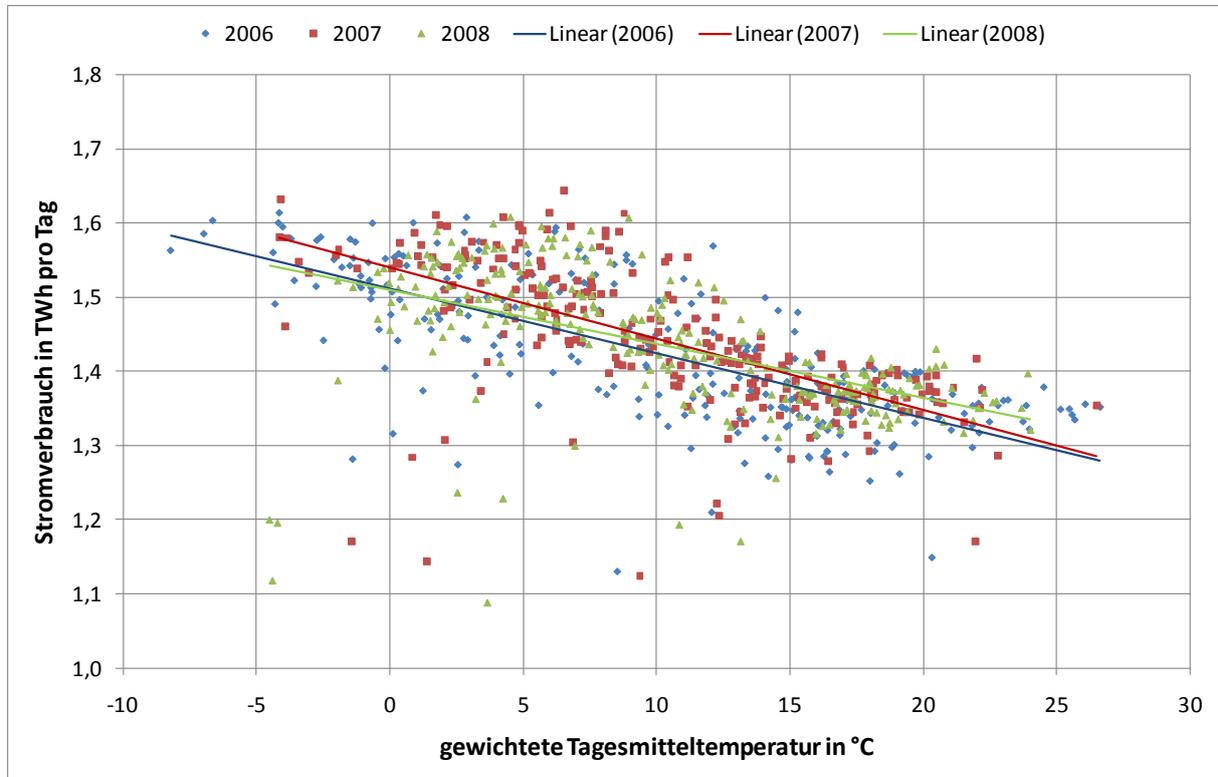


Abbildung 64: Punktwolken des Verbrauchs 2006-2008 über der Temperatur für Deutschland mit linearen Ausgleichsgeraden

⁴¹ Das Bestimmtheitsmaß ist ein Werkzeug zur Bewertung einer statistischen Abhängigkeit einer Größe von einer oder mehreren anderen. Es ist für eine lineare Abhängigkeit gleich dem Quadrat des Korrelationskoeffizienten.

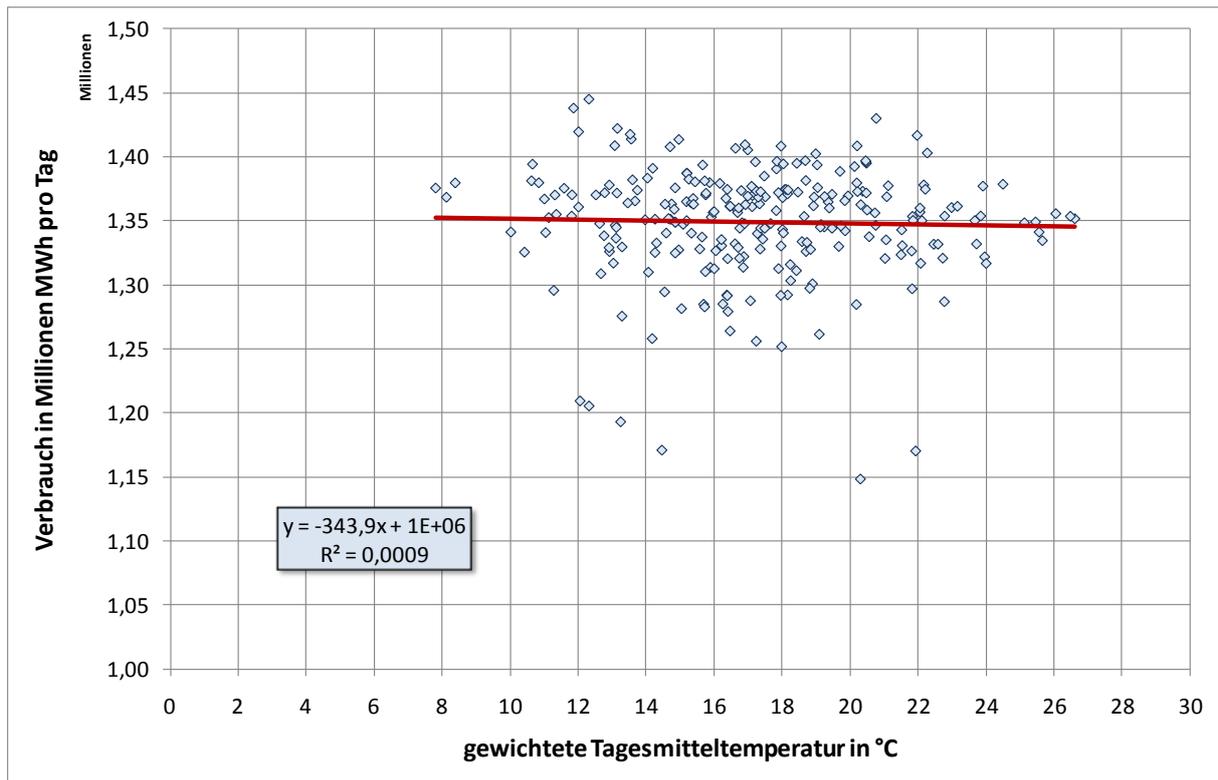


Abbildung 65: Darstellung der Monate Mai bis August 2006-2008, mit Formel der Ausgleichsgeraden und Bestimmtheitsmaß

Da der Gesamtverbrauch über das Jahr gesehen stetig ansteigt, muss eine Trendkorrektur durchgeführt werden. Diese wird in die Regressionsanalyse integriert, indem ein zeitlich linearer Verbrauchsanstieg angenommen wird. In Gleichung (28) ist der Ansatz für die lineare Regressionsanalyse bei einer Abhängigkeit von zwei Variablen dargestellt⁴²:

$$y = m_1 \cdot x_1 + m_2 \cdot x_2 + b \quad (28)$$

- Mit y geschätzter Vektor der Zielgröße, in diesem Fall der Verbrauch
- x_1, x_2 Vektoren der Quellgrößen Datum (x_1) und Temperatur (x_2)
- m_1, m_2 zu ermittelnde Linearfaktoren
- b konstanter Versatz (Offset)

Die lineare Regressionsanalyse versucht die Faktoren m_1 und m_2 bei vorgegebenen Werten von x und y so zu optimieren, dass die Abweichung der Schätzung von y von den vorgegebenen Werten minimal ist. Es ergibt sich also eine lineare Näherung des realen Zusammenhangs.

⁴² Erweiterung der linearen Regressionsanalyse mit einer Variable (Sachs, et al., 2006)

Parameter	Wert		Standardfehler (+/-)		
m_1	11,76	MWh/d	8,34	MWh/d	(71%)
m_2	-8.555	MWh/°C	373	MWh/°C	(4%)
b	1.058.870	MWh	327.155	MWh	(31%)
Bestimmtheitsmaß	$R^2 = 0,41$		Korrelation	0,64	

Tabelle 23: Ergebnisse⁴³ der linearen Regressionsanalyse zwischen Temperatur und Verbrauch für die Jahre 2006 bis 2008 in Deutschland

Tabelle 23 zeigt die Ergebnisse der Untersuchung und gibt Aufschluss über die Eignung eines linearen Modells. Es ist ersichtlich, dass ein Zusammenhang zwischen Verbrauch und Temperatur besteht und der lineare Faktor relativ gut genähert ist (Standardfehler 4%). Allerdings ist das lineare Gesamtmodell keine gute Näherung, denn das Bestimmtheitsmaß von 0,41 ist nach eigener Auffassung⁴⁴ eher gering. Der Korrelationskoeffizient ist ebenfalls in der Tabelle eingetragen, er wird in diesem Fall als Quadratwurzel aus dem Bestimmtheitsmaß berechnet und ist daher immer positiv dargestellt, unabhängig davon ob die Korrelation positiv oder negativ ist.

⁴³ Der Betrag von m_1 und b ist nicht aussagekräftig, da der Bezug von m_1 (Datumswert) zufällig gewählt ist. Dies gilt ebenfalls für Tabelle 24 und Tabelle 25.

⁴⁴ Das Bestimmtheitsmaß liegt in einem Bereich zwischen 0 (keine Übereinstimmung) und 1 (exaktes Modell).

6.3.2 Korrelation von Sonnenstunden und Verbrauch

Die Vorgangsweise der Berechnung ist analog zu Kapitel 6.3.1. Die Darstellung der Punktwolken und Ausgleichsgeraden in Abbildung 66 zeigt jedoch ein anderes Bild, nämlich eine weitaus breitere und gleichmäßigere Streuung der Punkte, was ein Hinweis auf einen schwachen Zusammenhang ist. Der Ansatz der Regressionsanalyse ist derselbe, eine Trendkorrektur wird erneut ausgeführt.

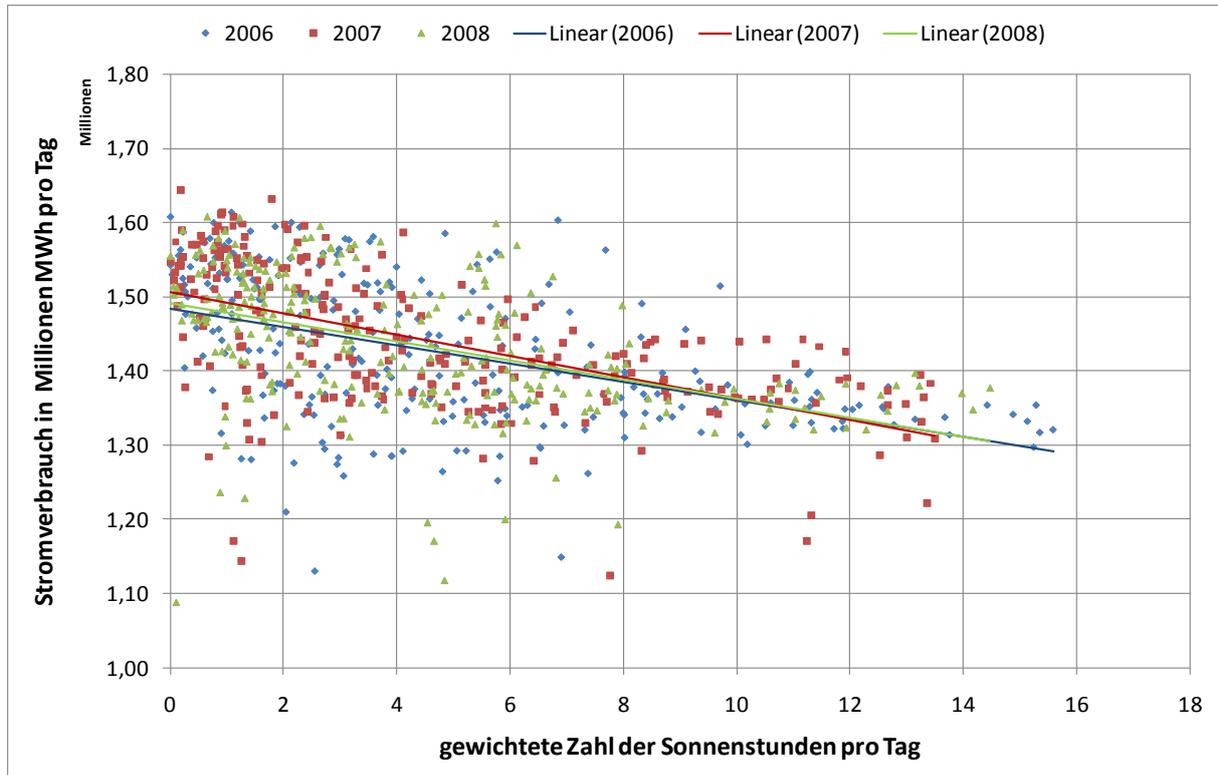


Abbildung 66: Punktwolken des Verbrauchs 2006-2008 über der Sonnenstundenzahl für Deutschland, mit linearen Ausgleichsgeraden

Parameter	Wert		Standardfehler (+/-)		
m_1	-14,97	MWh/d	9,36	MWh/d	(63%)
m_2	-13.392	MWh/Sh	816	MWh/Sh	(6%)
b	2.082.352	MWh	367.809	MWh	(18%)
Bestimmtheitsmaß	$R^2 = 0,26$		Korrelation	0,51	

Tabelle 24: Ergebnisse der Regressionsanalyse zwischen Sonnenstunden und Verbrauch für die Jahre 2006 bis 200 in Deutschland

Die Werte in Tabelle 24 zeigen das Ergebnis der Analyse. Der Algorithmus findet zwar eine an sich gute Näherung für die Abhängigkeit des Verbrauchs von den Sonnenstunden, jedoch zeigt das Bestimmtheitsmaß deutlich, dass ein lineares Modell schlecht geeignet ist. Der negative Wert für die Trendkorrektur (m_1) bekräftigt dies, da der Trend in Wirklichkeit positiv sein muss.

6.3.3 Gemeinsame Betrachtung und Schlussfolgerung

Da die Sonnenstundenzahl ein Einflussfaktor der Tagestemperatur ist und damit ein kausaler Zusammenhang zwischen beiden Größen existiert, besteht die Möglichkeit, dass eine getrennte Analyse beider Größen ein verfälschtes Ergebnis liefert. Das bedeutet, dass nicht nur der Einfluss der gerade betrachteten Größe ermittelt wird, sondern auch der Einfluss der abhängigen Größe „versteckt“ mit bewertet wird. Aus diesem Grund wird auch eine gemeinsame Regressionsanalyse durchgeführt. Die in Gleichung (28) dargestellte Ansatzfunktion wird dazu um einen weiteren linearen Term erweitert, wie in Gleichung (29) dargestellt ist.

$$y(x_1, x_2, x_3) = m_1 \cdot x_1 + m_2 \cdot x_2 + m_3 \cdot x_3 + b \quad (29)$$

Mit y Vektor der Zielgröße (der Verbrauch)
 x_1, x_2, x_3 Vektoren der Quellgrößen Datum (x_1), Sonnenstunden (x_2),
 Temperatur (x_3)
 m_1, m_2, m_3 ... zu ermittelnde Linearfaktoren
 b konstanter Versatz (Offset)

Die Ergebnisse sind in Tabelle 25 aufgelistet. Es besteht ein Zusammenhang zwischen Verbrauch und Sonnenstunden an Werktagen, wenn auch geringer als bei der Temperatur und mit größeren Abweichungen von den realen Werten.

Parameter	Wert		Standardfehler (+/-)		
m_1	3,66	MWh/d	8,30	MWh/d	(227%)
m_2	-5.084	MWh/Sh	903	MWh/Sh	(18%)
m_3	-6.973	MWh/°C	461	MWh/°C	(7%)
b	1.383.940	MWh	325.869	MWh	(24%)
<i>Bestimmtheitsmaß</i>	$R^2 = 0,433$		<i>Korrelation</i>	0,66	

Tabelle 25: Ergebnisse der gemeinsamen Regressionsanalyse für Deutschland

Das niedrige Bestimmtheitsmaß zeigt wieder, dass ein lineares Modell nicht sehr gut geeignet ist, um den Verbrauch realitätsnahe abzubilden. Aus der Untersuchung geht aber ein weiteres Detail hervor, das aus Abbildung 67 ersichtlich ist: Die Sonnenstundenzahl ist mit der Tagesmitteltemperatur korreliert, und zwar positiv in Bereichen über 0 °C und negativ in den Bereichen darunter. Dies lässt sich dadurch erklären, dass den klaren Wintertagen mit vielen Sonnenstunden wolkenlose Nächte vorausgehen, die zu einer stärkeren Abkühlung führen als Nächte mit Bewölkung.

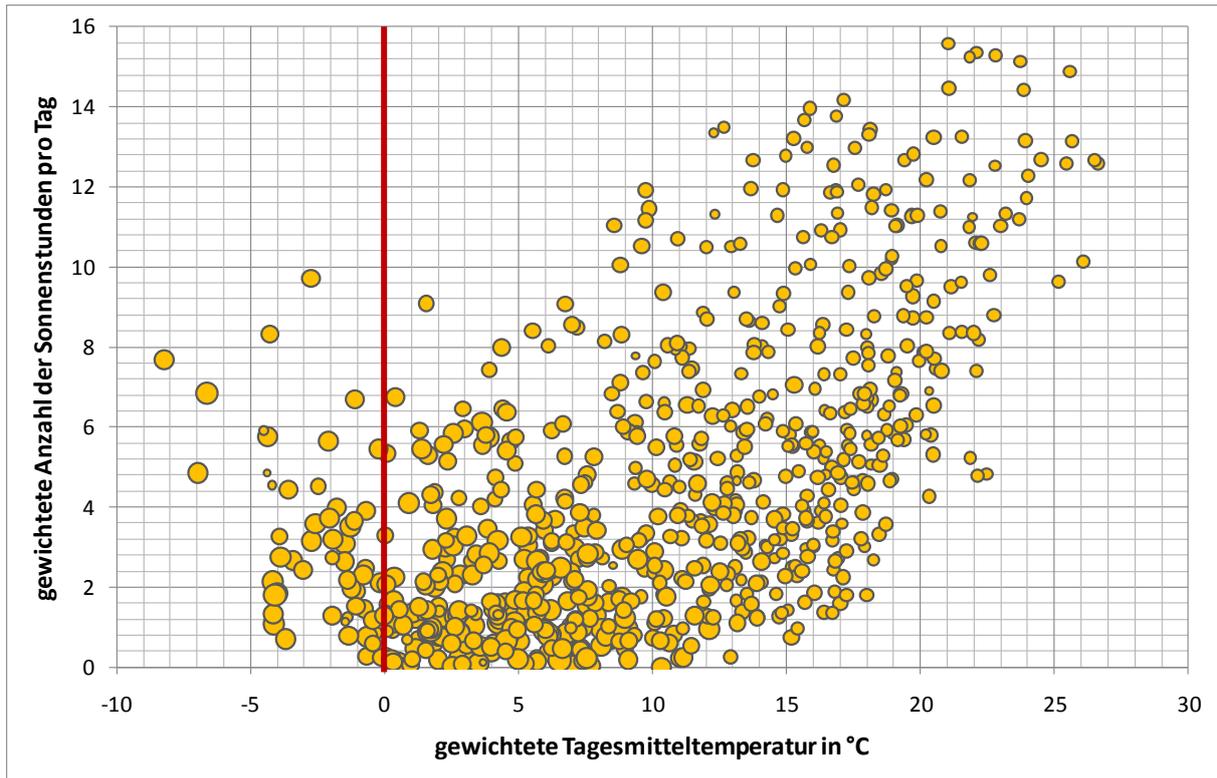


Abbildung 67: Verbrauch (proportional zum Kreisdurchmesser) über Temperatur und Sonnenstunden, 2006-2008 für Deutschland

Abschließend kann festgehalten werden, dass der Zusammenhang zwischen Temperatur und Verbrauch, trotz der leicht sinkenden Anzahl an Elektroheizungen⁴⁵, nach wie vor gegeben und größer als die Abhängigkeit von der Sonnenstundenzahl ist, welche die Beleuchtung repräsentiert.

Allerdings zeigt die Untersuchung, dass eine lineare Beschreibung dieser Abhängigkeit kein gutes Modell darstellt. In Ermangelung anderer Hilfsgrößen, die 30 Jahre in die Vergangenheit reichen, kommt in Kapitel 7 dennoch ein Modell mit Temperaturabhängigkeit zum Einsatz.

6.4 Auswertung für Österreich

Die Betrachtungen, deren Ergebnisse für Deutschland in Kapitel 6.3 dargestellt sind, werden in gleicher Art für Österreich durchgeführt. Der einzige Unterschied ist, aufgrund der einheitlicheren Feiertage, die genauere Korrektur der Ausreißer. Daher werden in Folge nur noch Ergebnisse präsentiert und keine weiteren Angaben zur Berechnung gegeben.

⁴⁵Der Anteil an Strom als Energieträger für Heizungen in österreichischen Haushalten sank von 7,8% im Jahr 2003 auf 7,0% im Jahr 2008 (statistik.at, 2009b)

6.4.1 Korrelation von Temperatur und Verbrauch

In Abbildung 68 sind die Punktwolken von Temperatur- und Verbrauchswerten an Werktagen der Jahre 2006 bis 2008 dargestellt. Im Vergleich zu den deutschen Messwerten (siehe Abbildung 64, Seite 95) ist der Zusammenhang noch besser zu erkennen.

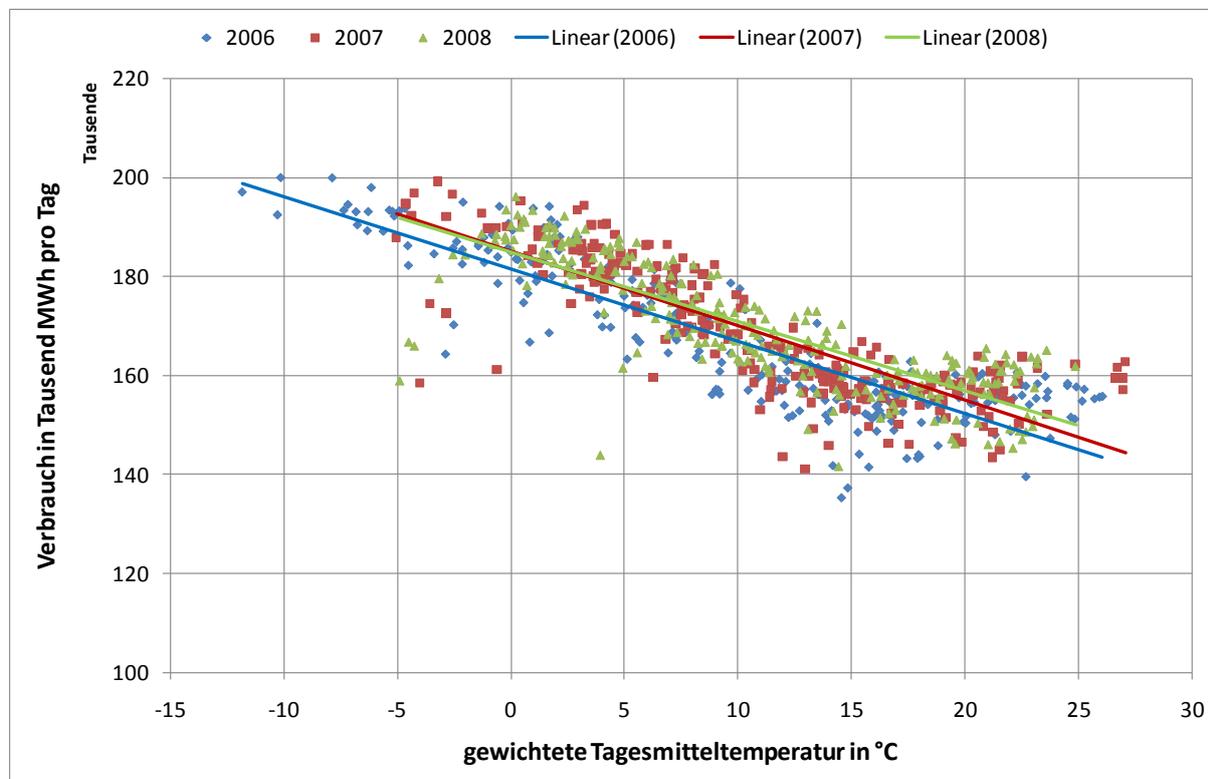


Abbildung 68: Punktwolken des Verbrauchs 2006-2008 über der Temperatur für Österreich, mit linearen Ausgleichsgeraden.

Die Interpretation der Grafik ist analog zu Deutschland. In Abbildung 68 ist die Temperaturunabhängigkeit des Verbrauchs in den Sommermonaten gut erkennbar, daher wird auf eine eigene Darstellung an dieser Stelle verzichtet.

Die Ergebnisse der Analyse sind in Tabelle 26 dargestellt und stellen mit einem Bestimmtheitsmaß von 0,715 eine weitaus bessere Näherung dar. Wie schon bei der Analyse Deutschlands sind auch hier die Beträge der Parameter m_1 und b nicht aussagekräftig.

Parameter	Wert		Standardfehler (+/-)		
m_1	4,34	MWh/d	0,85	MWh/d	19%
m_2	-1.464	MWh/°C	34	MWh/°C	2%
b	13.461	MWh	33.176	MWh	246%
Bestimmtheitsmaß	$R^2 = 0,715$		Korrelation	0,846	

Tabelle 26: Ergebnisse der Regressionsanalyse von Temperatur und Verbrauch für Österreich

6.4.2 Korrelation von Sonnenstunden und Verbrauch

Abbildung 69 zeigt die Punktwolken der Verbrauch-Sonnenstunden-Wertepaare. Gleich wie bei dem Ergebnis für Deutschland zeigt sich auch bei den österreichischen Werten eine breite und gleichmäßige Streuung. Es treten viele verschiedene Verbrauchswerte bei der gleichen Sonnenstundenzahl auf, was auf einen geringen Zusammenhang schließen lässt.

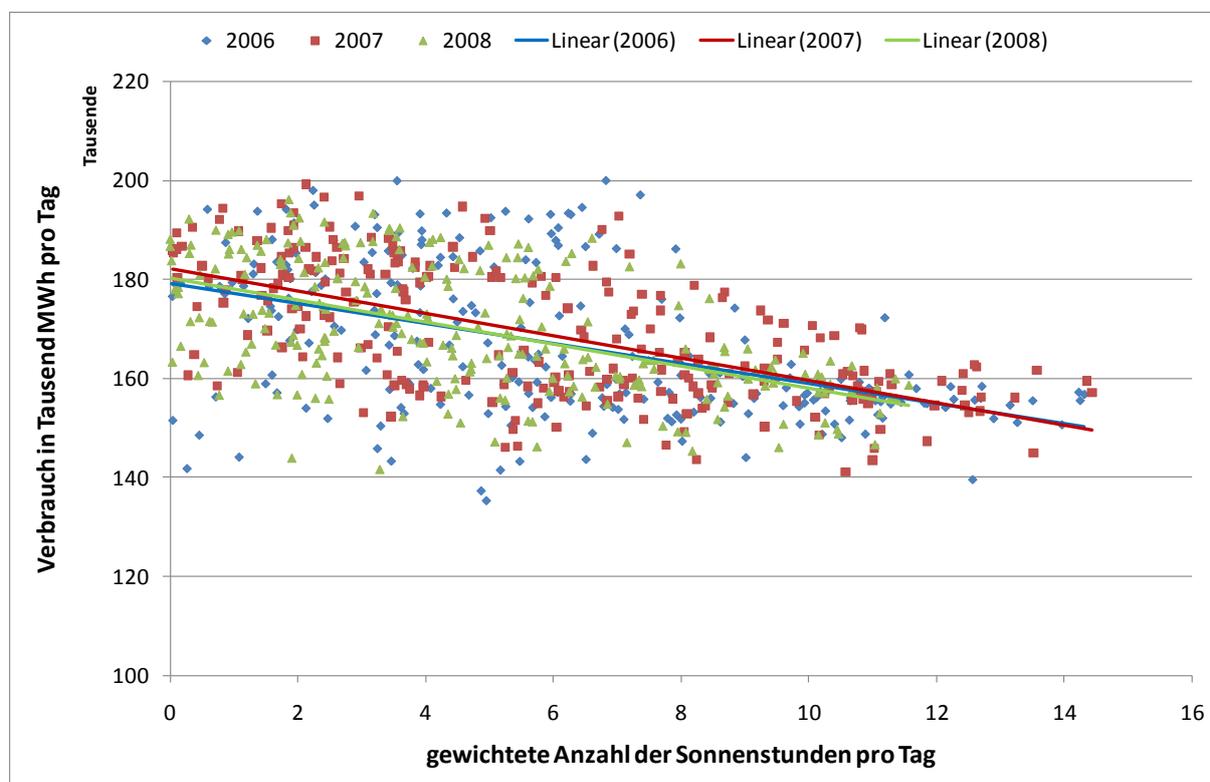


Abbildung 69: Punktwolken des Verbrauchs 2006-2008 über der Sonnenstundenzahl für Österreich mit linearen Ausgleichsgeraden

Parameter	Wert		Standardfehler (+/-)		
m_1	-3,41	MWh/d	1,34	MWh/d	39%
m_2	-2.209	MWh/Sh	122	MWh/Sh	6%
b	314.668	MWh	52.590	MWh	17%
Bestimmtheitsmaß	$R^2 = 0,304$		Korrelation	0,551	

Tabelle 27: Ergebnisse der Untersuchung für Sonnenstunden und Verbrauch für Österreich

Die in Tabelle 27 dargestellten Ergebnisse zeigen wieder, dass das Modell der linearen Abhängigkeit des Verbrauchs von den Sonnenstunden ein schlechteres Ergebnis liefert (r^2 von 0,304) als das Modell der Temperaturabhängigkeit.

6.4.3 Gemeinsame Betrachtung und Schlussfolgerung

Das Ergebnis der Untersuchung von Temperatur und Sonnenstunden gemeinsam zeigt das eindeutige Ergebnis, dass der Temperatureinfluss auf den Verbrauch in Österreich gegenüber jenem der Sonnenstunden überwiegt. Das Bestimmtheitsmaß zeigt auch eine höhere Genauigkeit als bei der vorangegangenen Untersuchung, nämlich dieselbe wie bei der Betrachtung der Temperatur alleine (siehe Tabelle 27).

Parameter	Wert		Standardfehler (+/-)		
m_1	4,24	MWh/d	0,89	MWh/d	21%
m_2	-38,68	MWh/Sh	102,37	MWh/Sh	265%
m_3	-1.453	MWh/°C	44,24	MWh/°C	3%
b	17.479	MWh	34.857	MWh	199%
Bestimmtheitsmaß	$R^2 = 0,715$		Korrelation	0,846	

Abbildung 70: Ergebnisse der gemeinsamen Regressionsanalyse für Österreich

Die graphische Darstellung der Komponenten Temperatur, Sonnenstunden und Verbrauch in Abbildung 71 liefert auch ein anschauliches Ergebnis als die Untersuchung der deutschen Werte.

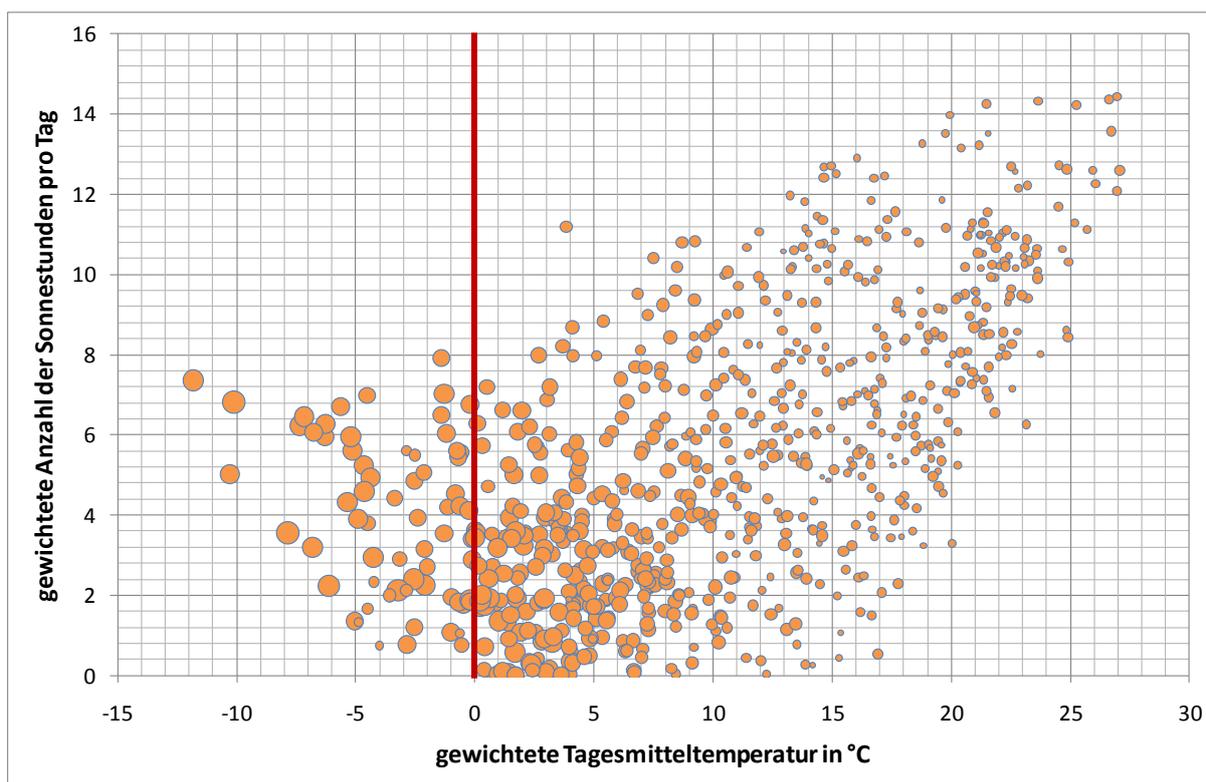


Abbildung 71: Verbrauch (Kreisdurchmesser) über Temperatur und Sonnenstunden, 2006-2008 für Österreich

Zusammenfassend trifft eine lineare Modellierung des Verbrauchs an Werktagen in Abhängigkeit von der Temperatur für Österreich etwas besser zu als für Deutschland, was auf die geringere geographische Ausdehnung zurückzuführen ist. Optimal ist das lineare Modell allerdings noch nicht, es gilt aber so wie für Deutschland, dass als Grundlage für eine Langzeitbetrachtung des Verbrauchs nur Temperaturdaten zur Verfügung stehen.

6.5 Saisonale Betrachtung von Deutschland und Österreich

Für die Weiterverwendung der Temperaturdaten zur Ermittlung eines Langzeitverhaltens wird auf die in den vorangegangenen Kapiteln festgestellte Nichtlinearität noch insofern eingegangen, als die Winter-, die Sommer- und die Übergangszeit separat betrachtet werden. Die Berechnung der Temperaturkoeffizienten erfolgt dabei gleich wie bisher mittels einer linearen Regressionsanalyse, als Eingangsdaten werden jedoch nur die Monate der entsprechenden Saison verwendet. Das Ergebnis für Deutschland und Österreich, das in Kapitel 7 zur Erstellung des Marktmodells verwendet wird, ist in Tabelle 28 dargestellt.

Saison	verwendete Monate	Temperaturkoeffizient AT MWh/Tag/°C	Temperaturkoeffizient DE MWh/Tag/°C
Winter	Jan, Feb, Nov, Dez	-888	-1241
Übergang	Mar, Apr, Sep, Okt	-1444	-6598
Sommer	Mai, Jun, Jul, Aug	128	225

Tabelle 28: Temperaturkoeffizienten für Deutschland und Österreich

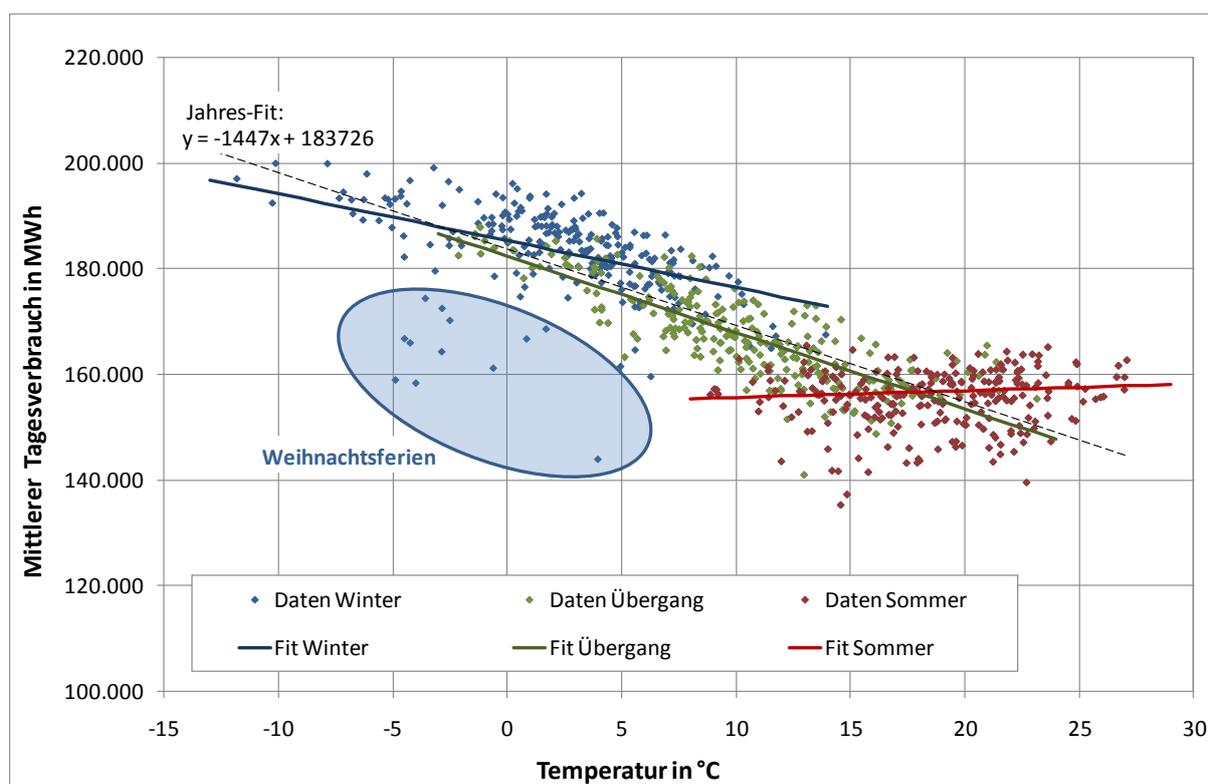


Abbildung 72: Saisonale Aufteilung der Temperatur-Verbrauchs-Punktwolke für die Jahre 2006-2008 in Österreich

Abbildung 72 zeigt die Aufteilung der Punktwolke aus Verbrauch und gewichteter Temperatur der Jahre 2006 bis 2008. Die Fitgeraden mit den entsprechenden Temperaturkoeffizienten wurden ebenfalls eingezeichnet. Die schwarze gestrichelte Linie stellt den Temperaturkoeffizienten der gesamten Datenmenge dar, welche in etwa der Übergangszeit entspricht. Gut zu erkennen ist der leichte Anstieg im Sommer, der vermutlich durch elektrische Klimatisierung bedingt ist.

7 Abschätzung der Einflüsse auf den Elektrizitätsmarkt

In den vorangegangenen Kapiteln wurde die Fluktuation der stochastischen Größen Verbrauch, Erzeugung aus Wind und Erzeugung aus Wasser untersucht. In diesem Kapitel werden die Ergebnisse zusammengefasst und für die Simulation eines einfachen Marktmodells verwendet.

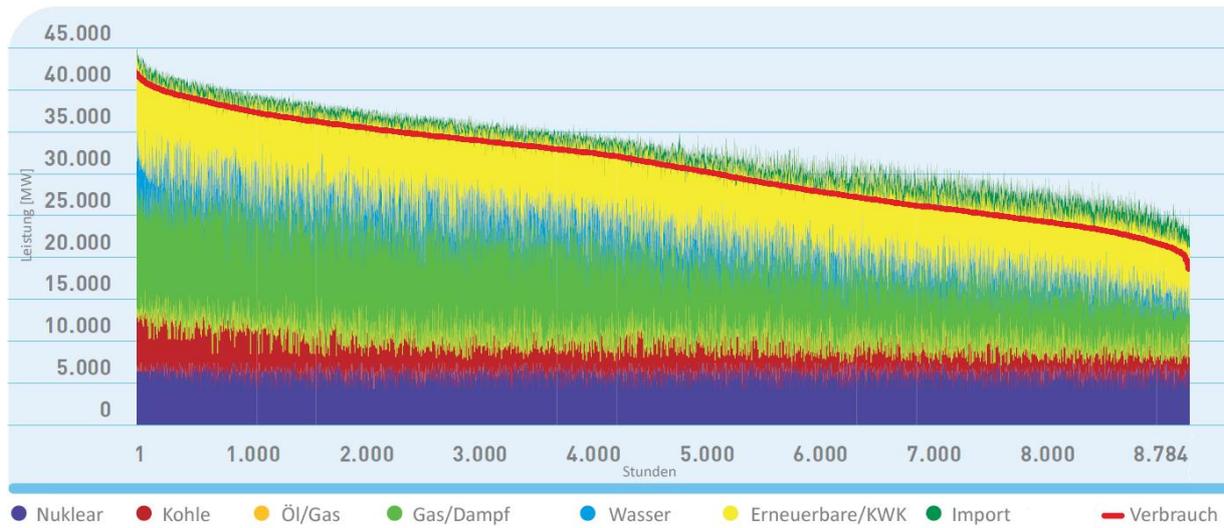


Abbildung 73: Dauerlinie des Verbrauchs in Spanien 2008 mit zugehöriger Erzeugung nach Primärenergieträger. Quelle: Red Eléctrica de España (REE, 2009)

Abbildung 73 zeigt exemplarisch die Dauerlinie des Verbrauchs (rote Linie) mit der dazu gehörenden Erzeugungsstruktur für jede Stunde des Jahres 2008 (Schaltjahr) für Spanien. Da die elektrische Energie nur eine mangelnde Speicherbarkeit aufweist, muss dafür gesorgt werden, dass die Erzeugung ständig dem Verbrauch nachgeführt wird. Dies wird mit den bedarfsgerechten Erzeugungsformen möglich, die hauptsächlich aus thermischen Kraftwerken bestehen. Da die Erzeugung zu jedem Zeitpunkt gleich dem Verbrauch plus Nettoexporten ist, lässt sich die durch thermische Kraftwerke abzudeckende Energiemenge berechnen, indem die bisher simulierte Erzeugung aus Wind und Wasserkraft vom Verbrauch abgezogen wird. Dazu wird angenommen, dass die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern vorrangig einspeisen kann, was der derzeitigen Praxis entspricht. Die Schwierigkeit darin liegt in der Stochastik aller drei Größen, welche den Berechnungsvorgang etwas aufwändiger gestaltet.

7.1 Korrelationsanalyse zwischen dargebotsabhängiger Erzeugung und Verbrauch

Österreich und Deutschland bilden in den meisten Stunden des Jahres einen gemeinsamen Elektrizitätsmarkt mit einheitlichem Preis, wodurch die Erzeugung und der Verbrauch beider Länder zusammengefasst werden können. Die jeweiligen Zeitreihen sind jedoch zum Teil Zufallsgrößen und miteinander korreliert, so dass sie nicht einfach addiert werden können.

Die Korrelationsanalyse ist auf den monatlichen Energiemengen aufgebaut, wobei die Simulationsergebnisse aus den vorangehenden Kapiteln herangezogen werden. Die restlichen Werte wurden teils von der ENTSO-E und teils vom Statistik-Bundesamt Deutschland bezogen, wobei die Erzeugung aus Speicherkraftwerken für Österreich aus der Differenz der gemäß Kapitel 5.1 simulierten Laufwasserkrafterzeugung und der Gesamterzeugung aus Wasserkraft gemäß ENTSO-E berechnet wurde.

In Tabelle 29 sind die Ergebnisse für die Korrelationen der einzelnen Monatszeitreihen dargestellt. Für die Berechnung wurden die Monate der Jahre 1991 bis einschließlich 2006 verwendet, da in diesem Zeitbereich alle Größen bekannt sind.

	Wind DE	Wind AT	Wasser DE	Laufwasser AT	Speicher AT	Verbrauch DE	Verbrauch AT
Wind DE	1,000	0,372	-0,136	-0,319	-0,378	0,326	0,309
Wind AT	0,372	1,000	0,053	-0,058	-0,255	0,203	0,116
Wasser DE	-0,136	0,053	1,000	0,655	0,254	0,188	0,340
Laufwasser AT	-0,319	-0,058	0,655	1,000	-0,216	-0,405	-0,330
Speicher AT	-0,378	-0,255	0,254	-0,216	1,000	-0,216	-0,177
Verbrauch DE	0,326	0,203	0,188	-0,405	-0,216	1,000	0,853
Verbrauch AT	0,309	0,116	0,340	-0,330	-0,177	0,853	1,000

Tabelle 29: Korrelationen der Monatsreihen von 1991 bis 2006 der berücksichtigten stochastischen Größen. Datenquelle: ENTSO-E u.a.

Für die Verwendung im Marktmodell reicht eine Korrelation über das gesamte Jahr nicht aus, sondern es muss eine gesonderte Betrachtung für jeden Monat erfolgen. Der Grund hierfür wird bei der Berechnung der erforderlichen thermischen Erzeugung in Kapitel 7.2.2 beschrieben.

7.2 Einfluss stochastischer Größen auf den Markträumungspreis

Zur Ermittlung des Einflusses der stochastischen Erzeugungsgrößen und des schwankenden Verbrauchs auf den Markträumungspreis (Market Clearing Price, MCP) wird ein einfaches Modell eines deutsch-österreichischen Elektrizitätsmarktes gebildet. Dies besteht aus der simulierten Wasserkraft- und Windkrafterzeugung, sowie dem restlichen realen Kraftwerkspark, der aus der institutsinternen Datenbank entnommen wird.

Die Betrachtung erfolgt monatlich mit einer zusätzlichen Aufteilung in eine Hochlast- (Peak) und eine Niederlastperiode⁴⁶ (Off-Peak). Als Basisjahr wird das Jahr 2007 ausgewählt, da die Jahre 2008 und 2009 durch zusätzliche Einflussfaktoren (Energiepreisschwankungen und Verbrauchseinbrüche infolge der Finanzkrise) stark verzerrt sind.

⁴⁶ Peak ist definiert von Montag bis Freitag, 8:00 bis 20:00, Off-Peak Montag bis Freitag 20:00-8:00 sowie Samstag und Sonntag ganztägig.

7.2.1 Annahmen für die Berechnung der thermischen Erzeugung

Zur Berechnung des energetischen Restbedarfs, der nach Abzug von Wind- und Wasserverzeugung übrig bleibt und durch den bedarfsgerechten Kraftwerkspark gedeckt werden muss, werden einige Annahmen getroffen. Diese sind zur Ermöglichung und Vereinfachung der Berechnung notwendig, auch wenn dadurch ein Fehler im Modell entsteht. Das folgende Kapitel liefert eine Darstellung dieser Vereinfachungen und die Begründung, warum die jeweilige Annahme zur Berechnung unumgänglich ist.

7.2.1.1 Elektrizitätswirtschaftliche Annahmen

Es wird versucht, eine möglichst allgemeine Aussage zu treffen, daher werden die in den vorhergehenden Kapiteln berechneten Langzeitmittelwerte herangezogen, sofern dies möglich ist. Folgende Ausgangswerte wurden für die Erstellung des Modells herangezogen:

- Laufwasserkrafterzeugung Österreich: Es werden die simulierten Langzeitmittelwerte verwendet. Für die Berechnung der Korrelation wird eine Langzeit-Zeitreihe der monatlichen Mittelwerte gebildet. Die Erzeugung teilt sich Peak zu Off-Peak entsprechend der Dauern der Perioden gleichermaßen auf.
- Speicherwasserkrafterzeugung Österreich: Wird berechnet aus der Gesamterzeugung aus Wasserkraft (Datenquelle: ENTSO-E) abzüglich der simulierten Werte der Laufwasserkraft. Die Erzeugung wird auf die zwei Perioden im Verhältnis Off-Peak : Peak = 2 : 5 aufgeteilt. Dies entspricht der Annahme, dass es sich ausschließlich um Tagesspeicher handelt, die auch am Wochenende den Speicher leeren müssen.
- Windkrafterzeugung Österreich: Die auf die installierte Leistung bezogenen Langzeitwerte aus dem Simulationsmodell werden mit der installierten Leistung des Jahres 2007⁴⁷ (1.034 MW, Quelle: Energie-Control-GmbH, Tabelle anerkannter Ökoanlagen) in Leistungswerte und anschließend in elektrische Arbeit umgerechnet. Wie bei der Laufwasserverzeugung wird eine gleichmäßige Aufteilung über die Dauern der Peak- und Off-Peak-Periode angenommen.
- Verbrauch Österreich und Deutschland: Der Verbrauch für das Jahr 2007 ist in Stundenwerten gegeben, somit ist eine direkte Aufteilung in Peak- und Off-Peak-Periode möglich. Zuvor wird der Verbrauch jedoch um die Abweichung der Temperatur am jeweils betrachteten Tag von der Langzeitmitteltemperatur korrigiert, um einen Normalverbrauch zu generieren. Es wird angenommen, dass sich die Varianz linear auf die beiden Perioden aufteilt.
- Elastizität: Da nur reale Verbrauchswerte bekannt sind und Auswirkungen einer etwaigen Preissensitivität nicht untersucht werden, wird davon ausgegangen, dass die Nachfrage vom Marktpreis unabhängig ist. Die Nachfragekurve wird damit zu einer senkrechten Linie.

⁴⁷ Stand 31.12.2007

- **Wasserkraft Deutschland:** Die Wasserkrafterzeugung ist als Langzeit-Zeitreihe nur als Gesamterzeugung bekannt (ENTSO-E). Die Aufteilung in Lauf- und Speicherwasserkraft ist nur sieben Jahre in die Vergangenheit verfügbar, was für die Berechnung einer Standardabweichung zu wenig ist, für eine Mittelwertbildung jedoch gerade ausreicht. Es wird daher angenommen, dass sich die Standardabweichung der Gesamterzeugung, die aus der Langzeit-Zeitreihe ermittelt werden kann, linear entsprechend den Mittelwerten auf die beiden Erzeugungsformen aufteilt (entspricht vollkommener Korrelation).
- **Windkraft Deutschland:** Wie für Österreich wurde die installierte Leistung des Jahres 2007 verwendet, jedoch mit dem Unterschied, dass der Mittelwert der Kapazität am Anfang und am Ende des Jahres herangezogen wurde, das sind 21.095 MW (BNetzA, 2009). Ein unterjähriger Zubau wurde nicht berücksichtigt, ansonsten gelten dieselben Annahmen wie für Österreich.
- **Pumpbetrieb für Österreich und Deutschland:** Die tatsächliche Pumparbeit der Pumpspeicherkraftwerke für das Jahr 2007 wird zum Verbrauch addiert. Er ist praktisch nur durch den Menschen beeinflusst (bedarfsgerecht) und damit für diese Betrachtung nicht als stochastische Größe relevant. Er wird wie eine Konstante behandelt und verschiebt damit nur den Mittelwert des Berechnungsergebnisses. Es wird außerdem angenommen, dass ausschließlich zur Schwachlastzeit (Off-Peak) im Pumpbetrieb gefahren wird.
- **Korrelationskoeffizienten:** Die Korrelationen der einzelnen stochastischen Größen kann nur über die Langzeit-Monatszeitreihen berechnet werden. Diese sind jedoch weder in Peak und Off-Peak, noch (im Fall Deutschlands) in Laufwasser- und Speicherwasserkraft getrennt. Damit eine Berechnung möglich wird, muss die Annahme getroffen werden, dass diese Aufteilungen nur eine lineare Skalierung darstellen, so dass die Korrelation der Gesamtzeitreihe mit der in den einzelnen Perioden übereinstimmt. Während dies für die Aufteilung in Peak und Off-Peak in etwa stimmt (ausgenommen am Wochenende), ist der Fehler, der durch diese Annahme entsteht, bei der Aufteilung in Lauf- und Speicherwasserkraft eher relevant.

7.2.1.2 Mathematische Annahmen

Zusätzlich zu den elektrizitätswirtschaftlichen Annahmen müssen auch einige Vereinfachungen beim Berechnungsvorgang selbst getroffen werden, die eine Berechnung nach der gewählten Methode (Kapitel 7.2.2) erst möglich machen.

In Kapitel 2 wurde bereits dargestellt, dass die Windgeschwindigkeit, und damit auch die Erzeugung aus Windkraft, eine schiefe Verteilung aufweist. Für einige Teilschritte der Berechnung ist es jedoch notwendig, dass die betrachteten Größen normalverteilt sind. Die schiefe Verteilung der Windkrafterzeugung bezieht sich auf die Stundenwerte, die dann durch Summation und Mittelwertbildung in Monatswerte umgewandelt werden.

Der zentrale Grenzwertsatz besagt, dass die Summe von Zufallsgrößen mit beliebiger, jedoch identischer Verteilung annähernd normalverteilt ist, sofern die Anzahl der summierten Zufallsvariablen groß genug ist (Sachs, et al., 2006). Da alle Zufallsgrößen zumindest eine leichte Schiefe aufweisen (es liegen mehr Werte unter dem Mittelwert), wird angenommen, dass die Verteilungen ähnlich genug sind, und dass die Zahl der Zufallsgrößen ausreichend hoch ist, so dass die Summe als annähernd normalverteilt behandelt werden kann.

Es wurde in den vorangehenden Kapiteln erwähnt, dass die Bildung von Erwartungswerten und Varianzen (kurz: Momenten) einer Verteilung nur dann aussagekräftig ist, wenn ein gewisser Stichprobenumfang vorhanden ist. Als Richtwert existiert die Fünferregel nach Tukey, dass das k -te Moment erst mit 5^k Werten sinnvoll berechnet werden kann (Sachs, et al., 2006). Für den Mittelwert ($k=1$) sind das 5 Werte, für die Varianz ($k=2$) 25 Werte. Aufgrund des mangelnden Datenumfanges muss die Standardabweichung jedoch teilweise mit nur 20 Werten berechnet werden, so dass die Tukey'sche Regel verletzt ist. Es wird angenommen, dass die so berechnete Standardabweichung trotzdem ausreichend aussagekräftig ist.

Für die Korrelationen werden die Monatswerte der Jahre 1991 bis 2006 herangezogen, das sind für jeden Monat 15 Werte. Auch hier wird angenommen, dass der Korrelationskoeffizient trotz der geringen Anzahl an Werten genug Aussagekraft für die weitere Berechnung besitzt.

7.2.2 Modell des Elektrizitätsmarktes

Der Großhandelspreis im Elektrizitätsmarkt für Deutschland und Österreich wird klassisch abgebildet, indem der Schnittpunkt zwischen Angebot und Nachfrage gebildet wird. Das Angebot wird dargestellt als Merit Order, das ist die nach variablen Erzeugungskosten (€/MWh) aufsteigend geordnete Liste der Kraftwerke im betrachteten Marktgebiet. Im konkreten Fall ist die tatsächliche Erzeugung durch die erneuerbaren Primärenergien Wind und Wasser (Lauf- und Speicherkraft) bereits berechnet und hat bei der Einspeisung Vorrang. Das bedeutet, sie kann direkt vom Verbrauch (stochastisch) subtrahiert werden. Übrig bleibt der Verbrauch, der durch den bedarfsgerechten Kraftwerkspark⁴⁸ gedeckt werden muss. Der Berechnungsvorgang, insbesondere die Addition bzw. Subtraktion von korrelierten Zufallsvariablen, wird in Folge kurz dargestellt.

Für den Erwartungswert gilt im Allgemeinen bei der Addition und Subtraktion zweier Zufallsgrößen (Sachs, et al., 2006) (Hoese, et al., 1999):

$$\begin{aligned} E\{X + Y\} &= E\{X\} + E\{Y\} \\ E\{X - Y\} &= E\{X\} - E\{Y\} \end{aligned} \tag{30}$$

Mit $E\{X\}$ Erwartungswert der Zufallsvariable X
X,Y Zufallsvariablen

⁴⁸ Inklusiv Photovoltaik, die zu den dargebotsabhängigen Energieträgern zählt, deren Stochastik aber im Rahmen dieser Arbeit nicht betrachtet wurde, da die installierte Leistung noch gering ist.

Die Addition der Varianz ist für unkorrelierte Zufallsgrößen analog, wie in Gleichung (31) dargestellt, wobei diese sowohl bei Addition als auch bei Subtraktion der Zufallsvariablen addiert wird.

$$\text{Var}\{X \pm Y\} = \text{Var}\{X\} + \text{Var}\{Y\} \quad (31)$$

Mit $\text{Var}\{X\}$ Varianz der Zufallsvariable X
 X,Y unkorrelierte Zufallsvariablen

Für die Berechnung mit korrelierten Zufallsgrößen gibt es speziell für die Anwendung in der Energietechnik zwei Ansätze (Hoese, et al., 1999), den linearen Ansatz und den Ansatz mittels orthogonaler Transformation für nichtlineare Zusammenhänge. Da die Zufallsgrößen im Marktmodell nur addiert und subtrahiert werden, trifft der erste Ansatz zu.

Der Erwartungswert errechnet sich wie in Gleichung (30) dargestellt. Für die Varianz ist die Berücksichtigung des Korrelationskoeffizienten notwendig, wie folgend dargestellt:

$$\text{gegeben: } v = \xi \pm \eta \quad (32)$$

Mit ξ, η korrelierte Zufallsvariablen
 v resultierende Zufallsvariable

Für die Kumulante i-ter Ordnung κ_i der resultierenden Zufallsvariable v gilt dann (Hoese, et al., 1999):

$$\begin{aligned} \kappa_{i,v} &= C_i \cdot \kappa_{i,\xi} + D_i \cdot \kappa_{i,\eta} \quad \text{für } \sigma_\eta \geq \sigma_\xi \geq 0 \\ \kappa_{i,v} &= \kappa_{i,\xi} + C_i \cdot D_i \cdot \kappa_{i,\eta} \quad \text{für } \sigma_\xi \geq \sigma_\eta \geq 0 \end{aligned} \quad (33)$$

Wobei für die Koeffizienten C_i und D_i gilt:

$$\begin{aligned} C_i &= (1 + \rho)^i - \rho^i \\ D_i &= (\pm 1)^i \end{aligned} \quad (34)$$

und weiter

$$\rho = \begin{cases} \pm \rho_{\xi,\eta} \frac{\sigma_\eta}{\sigma_\xi} & \text{für } \sigma_\eta \geq \sigma_\xi \geq 0 \\ \pm \rho_{\xi,\eta} \frac{\sigma_\xi}{\sigma_\eta} & \text{für } \sigma_\xi \geq \sigma_\eta \geq 0 \end{cases} \quad (35)$$

Mit σ_ξ, σ_η Standardabweichung der Zufallsvariablen ξ und η
 $\rho_{\xi,\eta}$ Korrelationskoeffizient
 \pm positiv bei Addition, negativ bei Subtraktion in Gleichung (32)
 $\kappa_{i,v}$ i-te Kumulante der Zufallsgröße v

Bei der Ausführung der Berechnung handelt es sich jedoch nicht um die Standardabweichung der Grundgesamtheit (σ), sondern der Stichprobe (s). Die Nomenklatur wurde zur einheitlichen Darstellung aus der Literatur (Hoese, et al., 1999) übernommen.

Für den Spezialfall der Normalverteilung ist die Kumulante erster Ordnung gleich dem Erwartungswert, die Kumulante zweiter Ordnung gleich der Varianz, und alle höheren Ordnungen verschwinden (Hänsler, 2001). Es zeigt sich, dass wenn für die Koeffizienten in Gleichung (34) $i=1$ gesetzt (Erwartungswert) wird, sich die Gleichungen (30) ergeben.

Für die schrittweise Addition und Subtraktion der Verbrauchs- und Erzeugungsgrößen muss berücksichtigt werden, dass für jeden Schritt der Berechnung ein neuer Korrelationskoeffizient gebildet werden muss, der die Korrelation der neuen Zufallsvariable v mit der nächsten zu addierenden Zufallsvariable darstellt (Hoese, et al., 1999). So wird beispielsweise die Summe

$$S = A + B + C \quad (36)$$

mit A, B, C, \dots miteinander korrelierte Zufallsvariablen

schrittweise berechnet, indem zuerst die Teilsumme $T = A + B$ nach Gleichung (33) bis (35) ausgeführt wird, und zu diesem Zwischenergebnis T anschließend durch nochmaliges Ausführen die Variable C addiert wird. Für diesen zweiten Schritt muss jedoch die Korrelation zwischen T und C bekannt sein. Diese kann aus folgendem Zusammenhang berechnet werden (Hoese, et al., 1999):

$$\rho_{T,C} \cdot \sigma_T = \rho_{A,C} \cdot \sigma_A + \rho_{B,C} \cdot \sigma_B \quad (37)$$

Mit σ_T, \dots Standardabweichung der Zufallsvariable T
 $\rho_{T,C}, \dots$ Korrelationskoeffizient der Zufallsvariablen T und C
 (gilt für A und B analog)

Durch iterative Ausführung der oben dargestellten Zusammenhänge kann nun der verbleibende Bedarf berechnet werden, der wie vorhin erwähnt durch die bedarfsgerechten Kraftwerke gedeckt werden muss. Folgende Größen werden dabei für die zwei Perioden herangezogen:

- Peak: Verbrauch, Windkraft, Laufwasserkraft, Speicherkraft, Netto-Exporte
- Off-Peak: Verbrauch, Windkraft, Laufwasserkraft, Speicherkraft, Pumpverbrauch, Netto-Exporte

Wie bereits erwähnt, wird der Pumpverbrauch als Konstante addiert, so dass sich nur der Erwartungswert des Ergebnisses verändert. Dasselbe gilt für die Exporte bzw. Importe, die für das Jahr 2007 von ENTSO-E veröffentlicht wurden (ENTSO-E, 2007) und vereinfacht linear entsprechend der Zeitdauern von Peak und Off-Peak-Periode aufgeteilt werden. Die Stromerzeugung aus Speicherkraftwerken wird, wie bereits erwähnt, im Verhältnis 2 : 5 auf die Off-Peak- und Peak-Periode aufgeteilt.

7.2.3 Zwischenergebnisse der stochastischen Einflussfaktoren

Bevor mit der Modellierung fortgesetzt wird, sollen an dieser Stelle die aus den vorhergehenden Schritten resultierenden Zwischenergebnisse dargestellt werden, die zur weiteren Berechnung verwendet werden.

Werte in GWh	Österreich							
	Laufwasserkraft		Speicherkraft		Windkraft		Verbrauch	
Monat	Mittelwert	Streuung	Mittelwert	Streuung	Mittelwert	Streuung	Mittelwert	Streuung
Jänner	1.633	340	701	151	195	53	5.531	264
Februar	1.569	302	614	139	195	33	4.937	242
März	2.079	362	520	150	219	26	5.298	204
April	2.397	384	561	220	209	38	4.689	181
Mai	2.952	308	829	306	178	42	4.571	191
Juni	2.906	333	997	294	153	44	4.439	180
Juli	2.759	395	1.083	283	169	30	4.580	156
August	2.417	383	977	318	137	24	4.451	143
September	2.074	307	787	248	153	36	4.596	124
Oktober	1.910	432	725	200	153	35	5.065	144
November	1.708	493	595	289	186	40	5.237	219
Dezember	1.744	399	612	203	193	33	5.454	172

Tabelle 30: Zwischenergebnisse der stochastischen Einflussparameter für Österreich

Werte in GWh	Deutschland					
	Laufwasserkraft		Windkraft		Verbrauch	
Monat	Mittelwert	Streuung	Mittelwert	Streuung	Mittelwert	Streuung
Jänner	1.868	290	4.581	1.847	45.635	1.715
Februar	1.675	295	3.866	1.523	40.271	1.843
März	1.998	282	4.000	1.437	43.761	1.407
April	2.035	332	2.786	870	39.158	1.727
Mai	2.208	301	2.382	695	39.210	1.087
Juni	2.084	199	2.203	676	38.725	1.321
Juli	2.070	217	2.281	814	39.714	1.417
August	1.996	240	2.084	695	39.815	1.358
September	1.794	270	2.332	754	40.232	995
Oktober	1.795	190	2.962	1.130	43.182	1.047
November	1.722	254	3.202	1.099	44.411	1.256
Dezember	1.851	161	4.096	1.024	43.430	1.349

Tabelle 31: Zwischenergebnisse der stochastischen Einflussparameter für Deutschland

7.2.4 Die verwendete Merit Order

Wie bereits erwähnt, wird von dem Kraftwerkspark, der in der institutsinternen Datenbank erfasst ist, die Erzeugung aus Wasser und Wind ausgefiltert, und mit den restlichen Kraftwerken eine Merit Order gebildet. Dafür müssen entsprechend den Erzeugungstechnologien Brennstoffpreise und CO₂-Preise zugrunde gelegt werden. Dabei werden einheitliche Preise für das Gesamtjahr 2007 angenommen, welche in Tabelle 32 zusammengefasst sind.

Brennstoff		Emission t _{CO2} /MWh _{th}	Preis 2007 €/MWh _{th}
Österreich	Erdgas	0,198	21,13
	Heizöl leicht	0,282	21,60
	Heizöl schwer	0,282	14,70
	Steinkohle	0,340	9,80
Deutschland	Braunkohle	0,390	7,00
	Erdgas	0,198	20,88
	Heizöl leicht	0,282	31,10
	Heizöl schwer	0,282	21,16
	Steinkohle	0,340	7,96
	Uran	0	1,62
beide	CO ₂	0	0,99 €/t _{CO2}
	Deponiegas	0	0*
	Müll	0	0*

Tabelle 32: Angenommene Brennstoffpreise und CO₂-Emissionen für die Merit Order-Ermittlung.

Die in Tabelle 32 mit „*“ gekennzeichneten Preise sind so gewählt, damit der jeweilige Kraftwerkstyp in der Merit Order ganz unten steht und somit sicher zum Einsatz kommt, wie es auch in der Realität der Fall ist. Da der tatsächliche Preis nur für die Gruppe der preisbildenden Kraftwerke möglichst genau stimmen muss, hat die Festlegung eines Brennstoffpreises auf null keinen Einfluss auf das Ergebnis des MRP.

Die Annahme eines konstanten Brennstoffpreises über das ganze Jahr stellt eine grobe Vereinfachung dar, was in Abbildung 74 ersichtlich ist. Im Bereich der Grundlast (etwa 50.000 MW) schwankt der Preis zwischen 20 €/MWh und etwa 30 €/MWh, was nicht auf eine veränderliche Nachfrage zurückzuführen ist, sondern hauptsächlich durch im konkreten Beispiel gestiegene Brennstoffpreise zu erklären ist.

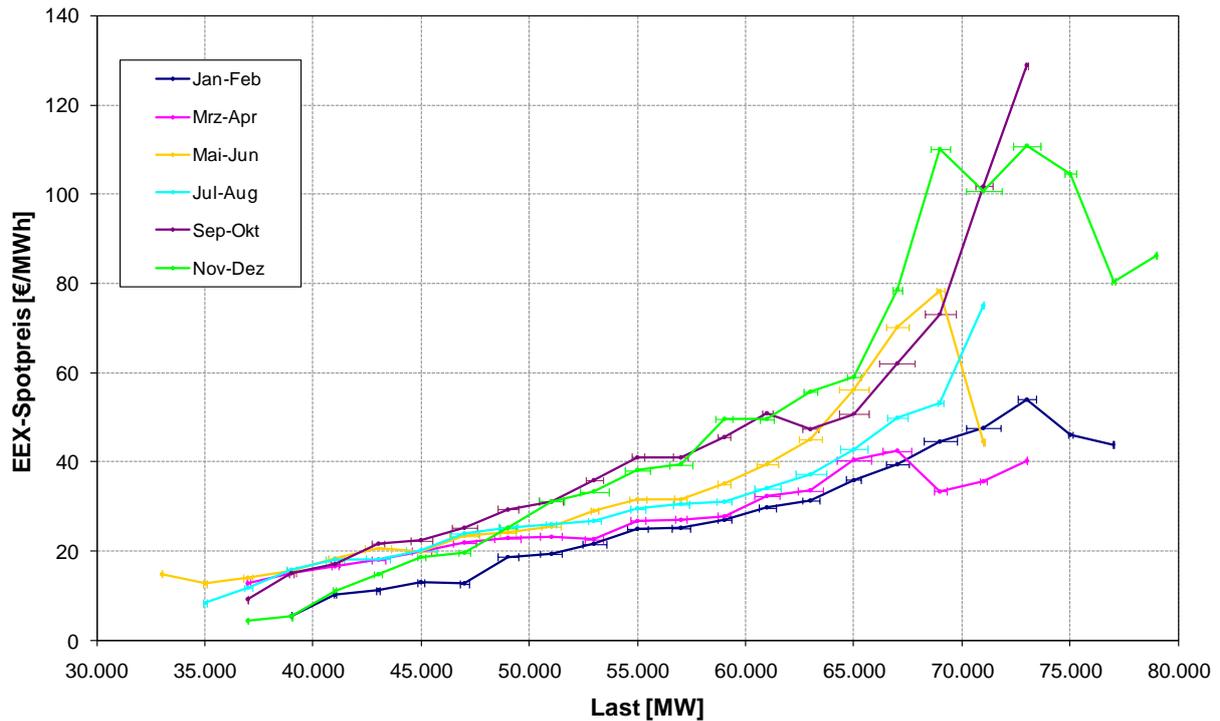


Abbildung 74: Zusammenhang zwischen EEX-Spotpreis und stündlicher Last in Deutschland. Die horizontalen Balken stellen die Häufigkeit der Datenpunkte dar. Datenquelle: EEX, ENTSO-E

In der Merit Order werden Revisionsarbeiten und Kraftwerksausfälle berücksichtigt, indem die theoretisch verfügbare Leistung für jeden Monat entsprechend den Ausfallwahrscheinlichkeiten und mittleren Wartungsintervallen der letzten fünf Jahre korrigiert werden.

Die Auswirkungen des KWK-Betriebes mancher Kraftwerke werden in der Merit Order nicht berücksichtigt.

7.3 Ergebnisse und Schlussfolgerung

Wird nun der Schnittpunkt des errechneten verbleibenden Bedarfs mit der gegebenen Merit Order gebildet, so erhält man den Markträumungspreis (MCP). Dies wird für die Peak- und Off-Peak-Periode, jeweils für den Mittelwert und eine, zwei und drei Standardabweichungen mehr und weniger durchgeführt. Die Ergebnisse der Preisermittlung sind in Tabelle 33, Tabelle 34 und Tabelle 34 dargestellt.

Die rot gekennzeichneten Zustände ohne Deckung ergeben sich im Modell, wenn nicht genug Kapazität zur Bedarfsdeckung verfügbar ist. Tatsächlich ist der Restbedarf in diesem Fall bereits größer als die noch verfügbare Erzeugung, so dass im Modell kein Schnittpunkt mehr gebildet werden kann (siehe auch Abbildung 75).

In der Realität ist dies nicht der Fall, da erstens die Nachfrage eine gewisse Elastizität aufweist, vor allem im Industriekundenbereich und wenn der Preis stark ansteigt, so dass der Verbrauch in der Realität nicht so groß wird, und zweitens die Exporte und Importe dann entsprechend angepasst würden, welche im Modell jedoch auf die tatsächlichen Werte des Jahres 2007 fixiert sind. Hinzu kommt, dass die Schwelle $\mu+2\sigma$ ohnehin nur mit einer Wahrscheinlichkeit von 2,26 % überschritten wird.

Monat	Schwankung negativ			Mittelwert μ	Schwankung positiv			EEX 2007 linear	EEX 2007 gewichtet
	$\mu-3\sigma$	$\mu-2\sigma$	$\mu-\sigma$		$\mu+\sigma$	$\mu+2\sigma$	$\mu+3\sigma$		
Jan	€ 27,18	€ 27,97	€ 29,92	€ 41,67	€ 49,98	€ 59,98		46,18	46,79
Feb	€ 27,00	€ 27,85	€ 28,33	€ 38,50	€ 42,45	€ 49,43	€ 59,21	42,67	42,83
Mär	€ 27,74	€ 27,97	€ 29,54	€ 39,16	€ 42,45	€ 46,37	€ 58,30	32,11	32,14
Apr	€ 26,89	€ 27,74	€ 27,97	€ 29,92	€ 39,16	€ 42,85	€ 49,98	43,06	44,01
Mai	€ 27,69	€ 27,85	€ 27,97	€ 28,34	€ 33,81	€ 39,16	€ 41,29	48,04	49,56
Jun	€ 26,89	€ 27,74	€ 27,97	€ 28,37	€ 38,50	€ 41,67	€ 44,18	58,54	59,44
Jul	€ 27,00	€ 27,74	€ 27,97	€ 28,34	€ 38,50	€ 40,55	€ 42,85	42,52	42,86
Aug	€ 26,85	€ 27,69	€ 27,85	€ 28,33	€ 29,92	€ 39,16	€ 42,45	39,05	39,32
Sep	€ 33,81	€ 39,16	€ 39,71	€ 41,67	€ 42,64	€ 43,90	€ 49,43	48,96	49,12
Okt	€ 38,50	€ 39,16	€ 39,95	€ 41,67	€ 42,45	€ 43,26	€ 46,37	81,08	82,11
Nov	€ 29,92	€ 39,16	€ 42,45	€ 49,43	€ 59,17	€ 62,11		107,08	107,72
Dez	€ 27,74	€ 27,97	€ 29,54	€ 39,16	€ 41,67	€ 44,85	€ 57,75	80,86	84,72

Tabelle 33: Ergebnis der Marktpreisberechnung (MCP in €/MWh) für die Peak-Periode.
Rot gekennzeichnet: keine Deckung möglich

Monat	Schwankung negativ			Mittelwert μ	Schwankung positiv			EEX 2007 linear	EEX 2007 gewichtet
	$\mu-3\sigma$	$\mu-2\sigma$	$\mu-\sigma$		$\mu+\sigma$	$\mu+2\sigma$	$\mu+3\sigma$		
Jan	€ 26,23	€ 26,45	€ 26,89	€ 27,74	€ 28,34	€ 39,16	€ 42,85	23,38	24,37
Feb	€ 26,23	€ 26,44	€ 26,85	€ 27,18	€ 27,85	€ 28,34	€ 38,50	25,54	26,16
Mär	€ 26,44	€ 26,54	€ 26,85	€ 27,69	€ 27,85	€ 28,33	€ 33,81	22,49	23,07
Apr	€ 26,23	€ 26,33	€ 26,54	€ 26,85	€ 27,18	€ 27,74	€ 27,97	24,60	25,39
Mai	€ 26,23	€ 26,33	€ 26,44	€ 26,54	€ 26,78	€ 26,85	€ 27,18	23,84	24,66
Jun	€ 26,13	€ 26,23	€ 26,33	€ 26,54	€ 26,85	€ 27,00	€ 27,74	23,52	24,29
Jul	€ 26,23	€ 26,23	€ 26,33	€ 26,45	€ 26,78	€ 26,89	€ 27,69	22,06	22,76
Aug	€ 26,03	€ 26,23	€ 26,23	€ 26,44	€ 26,54	€ 26,85	€ 27,00	23,55	24,26
Sep	€ 26,78	€ 26,85	€ 27,00	€ 27,69	€ 27,74	€ 27,85	€ 27,97	27,28	28,51
Okt	€ 26,85	€ 26,89	€ 27,18	€ 27,69	€ 27,74	€ 27,85	€ 27,97	42,59	45,06
Nov	€ 26,85	€ 27,40	€ 27,85	€ 28,33	€ 29,92	€ 39,16	€ 42,45	42,48	44,16
Dez	€ 26,54	€ 26,85	€ 27,18	€ 27,85	€ 28,09	€ 29,92	€ 39,16	36,76	38,71

Tabelle 34: Ergebnis der Marktpreisberechnung (MCP in €/MWh) für die Off-Peak-Periode

Die Preise der EEX wurden für jeden betrachteten Monat gemittelt. Der arithmetische Mittelwert ist in der Spalte mit der Beschriftung „linear“ eingetragen, ein mit der gesamten Nachfrage in Deutschland und Österreich gewichteter Mittelwert ist in der Spalte „gewichtet“ eingetragen. Für einen besseren Überblick werden die errechneten Mengen und Preise folgend in Diagrammform dargestellt. Zusätzlich wurden die tatsächlichen Preise an der Börse⁴⁹ für das Jahr 2007 ausgewertet (monatlicher Mittelwert für Peak und Off-Peak) und als blaue Linie ins Diagramm eingetragen. Dargestellt sind die Monate Jänner und Juli für beide Perioden (Abbildung 79 bis Abbildung 77).

⁴⁹ Es wurden die Preise der European Energy Exchange (EEX) für die Betrachtung herangezogen.

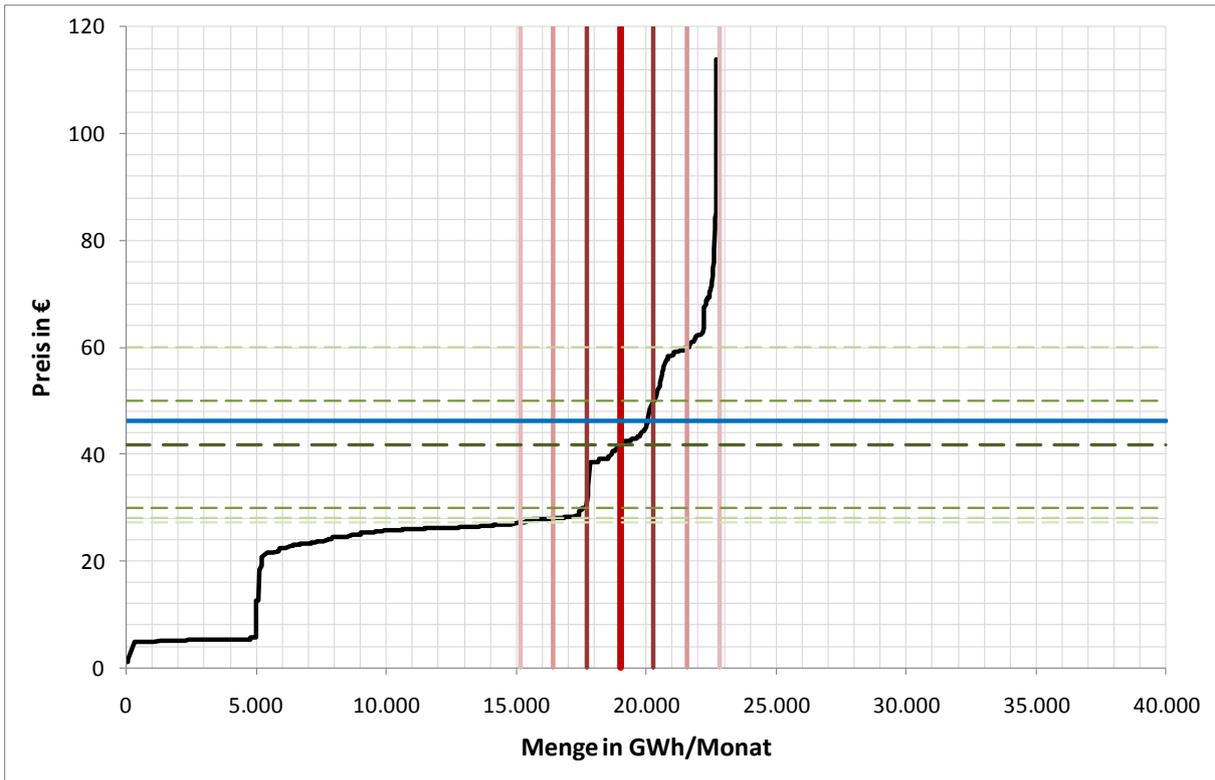


Abbildung 75: Merit Order (schwarz), Verbrauchsmittelwert dargestellt mit $\pm\sigma$, $\pm 2\sigma$ und $\pm 3\sigma$ (rot) sowie die dadurch entstehenden MCP (grün strichliert) und der tatsächliche mittlere Preis laut EEX (blau) für die Peak-Periode im Jänner.

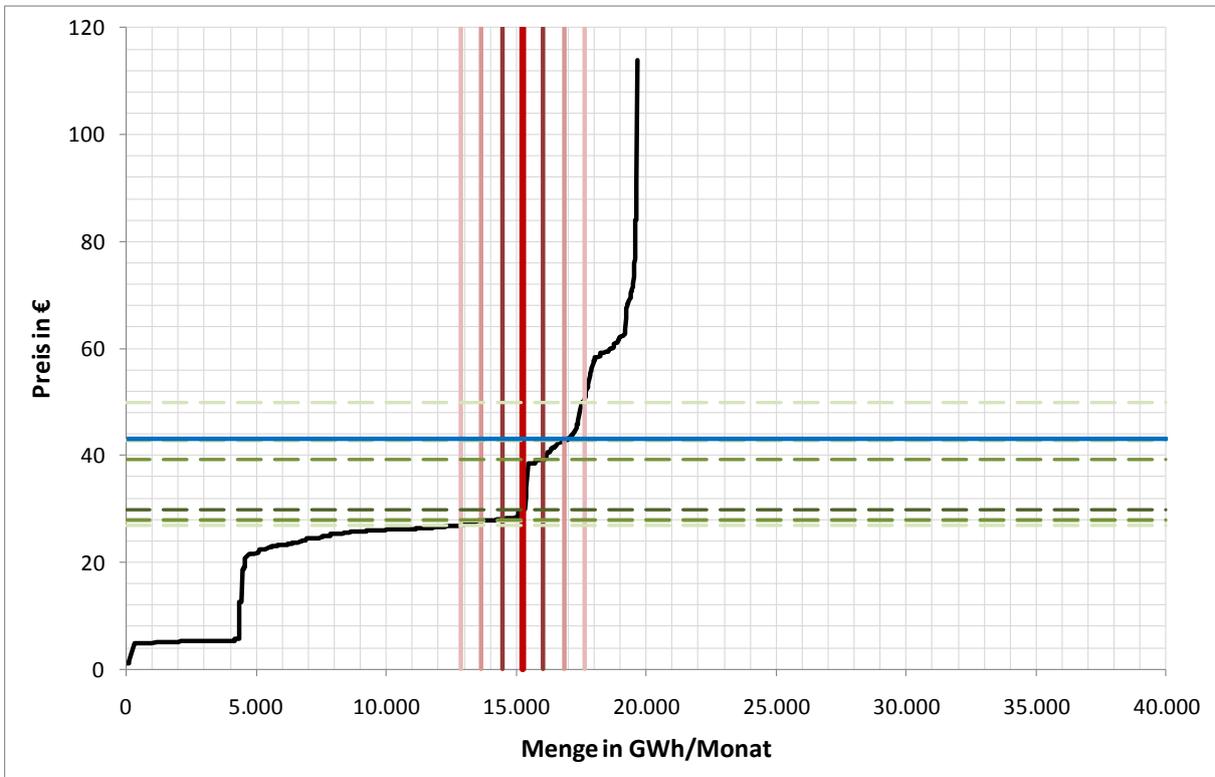


Abbildung 76: Peak-Periode im April, Darstellung wie in Abbildung 75.

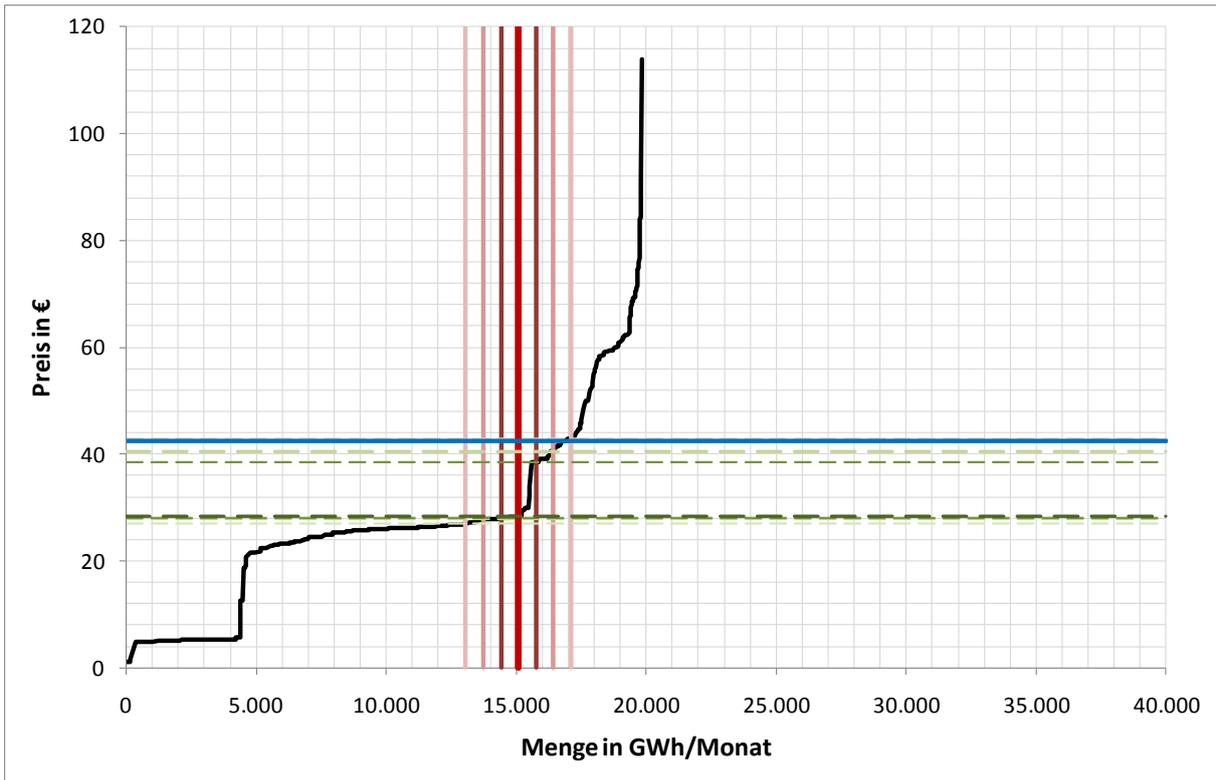


Abbildung 77: Peak-Periode im Juli, Darstellung wie in Abbildung 75.

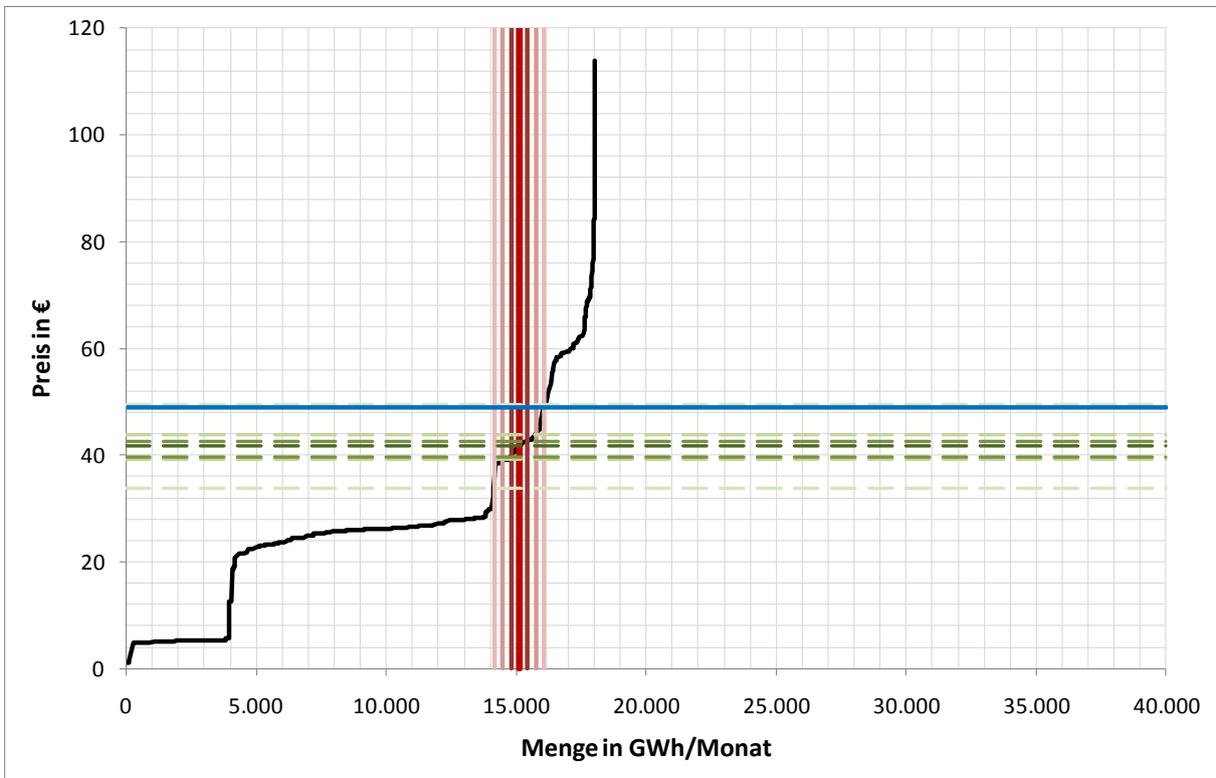


Abbildung 78: Peak-Periode im September, Darstellung wie in Abbildung 75.

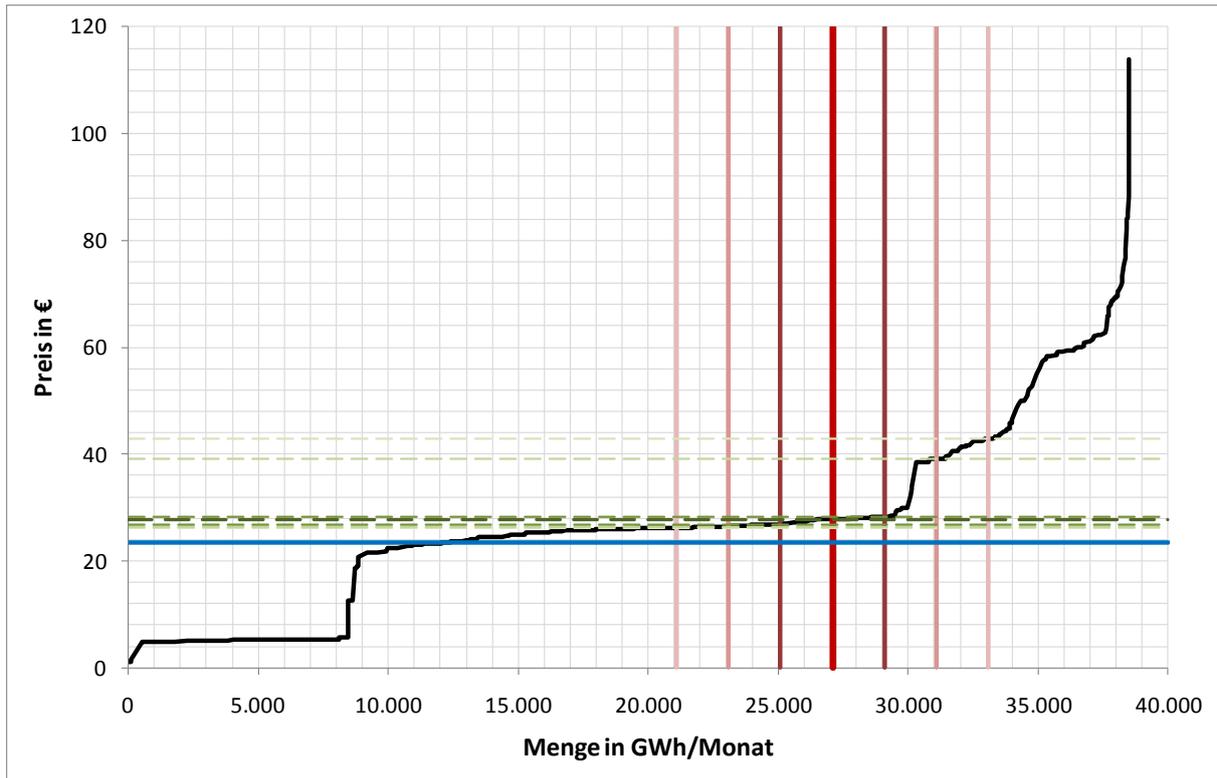


Abbildung 79: Off-Peak-Periode im Jänner, Darstellung wie in Abbildung 75.

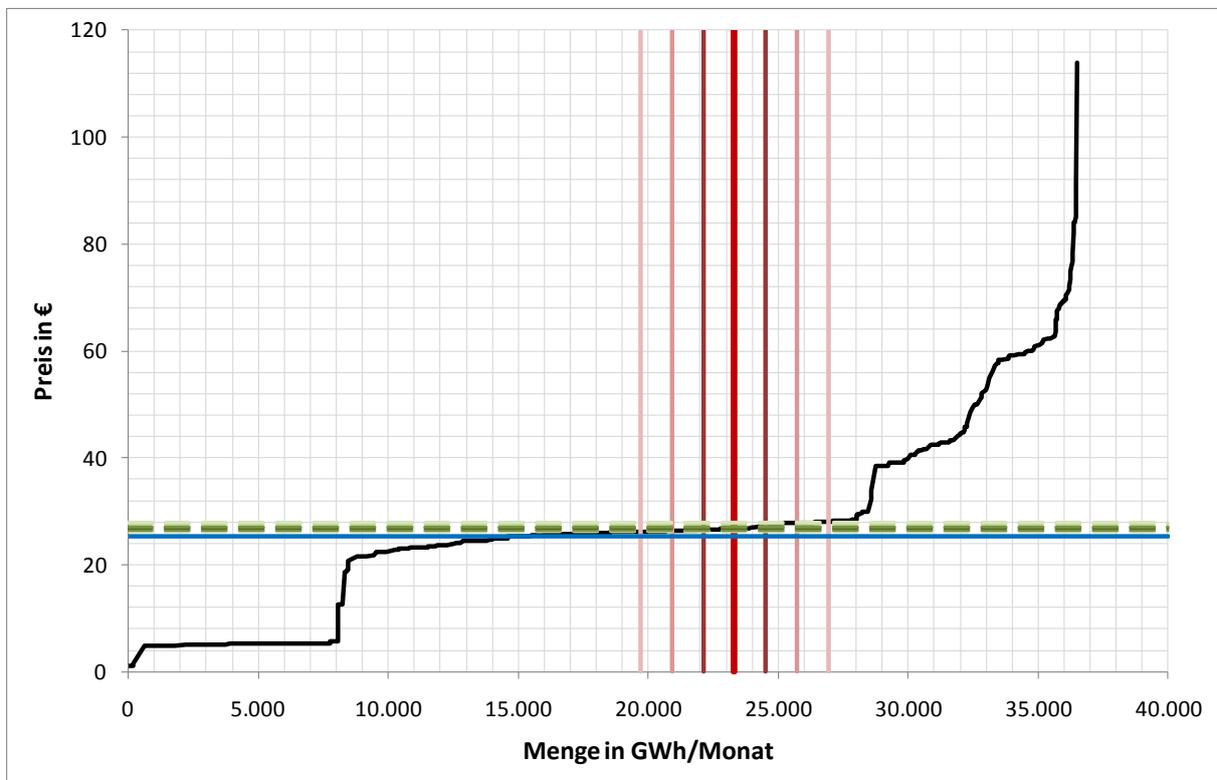


Abbildung 80: Off-Peak-Periode im April, Darstellung wie in Abbildung 75.

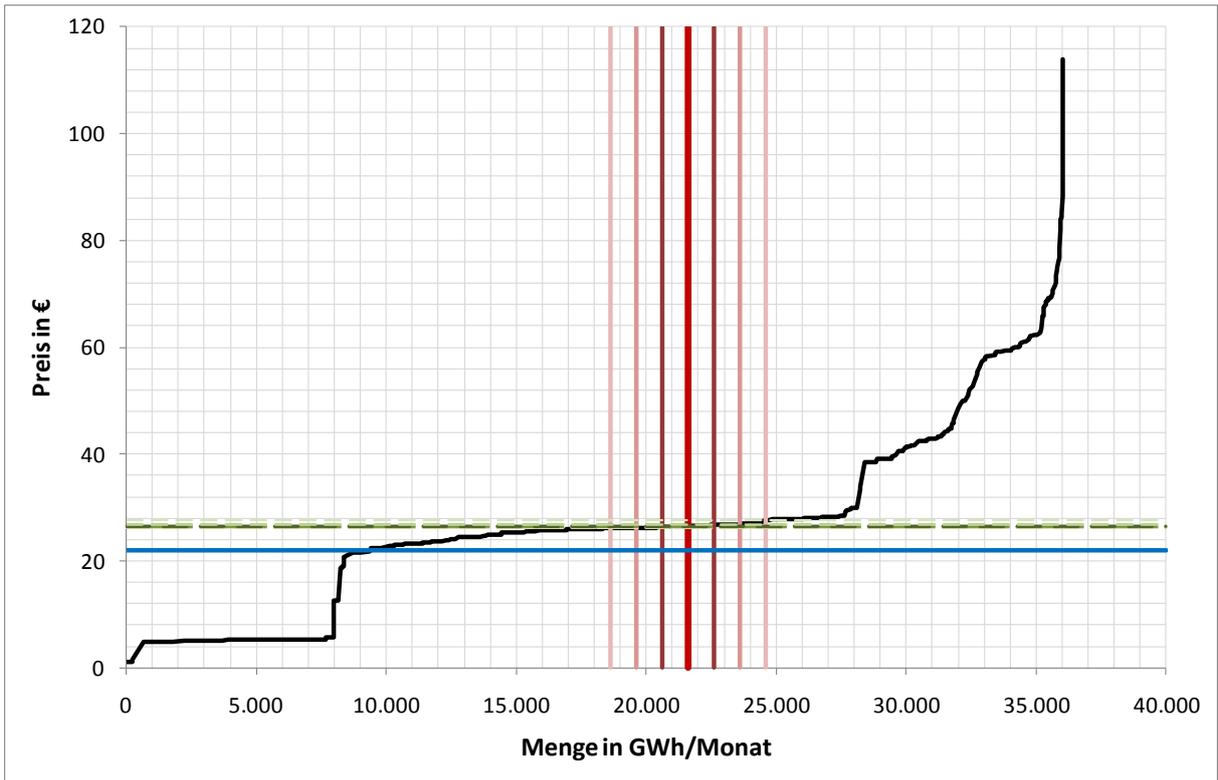


Abbildung 81: Off-Peak-Periode im Juli, Darstellung wie in Abbildung 75.

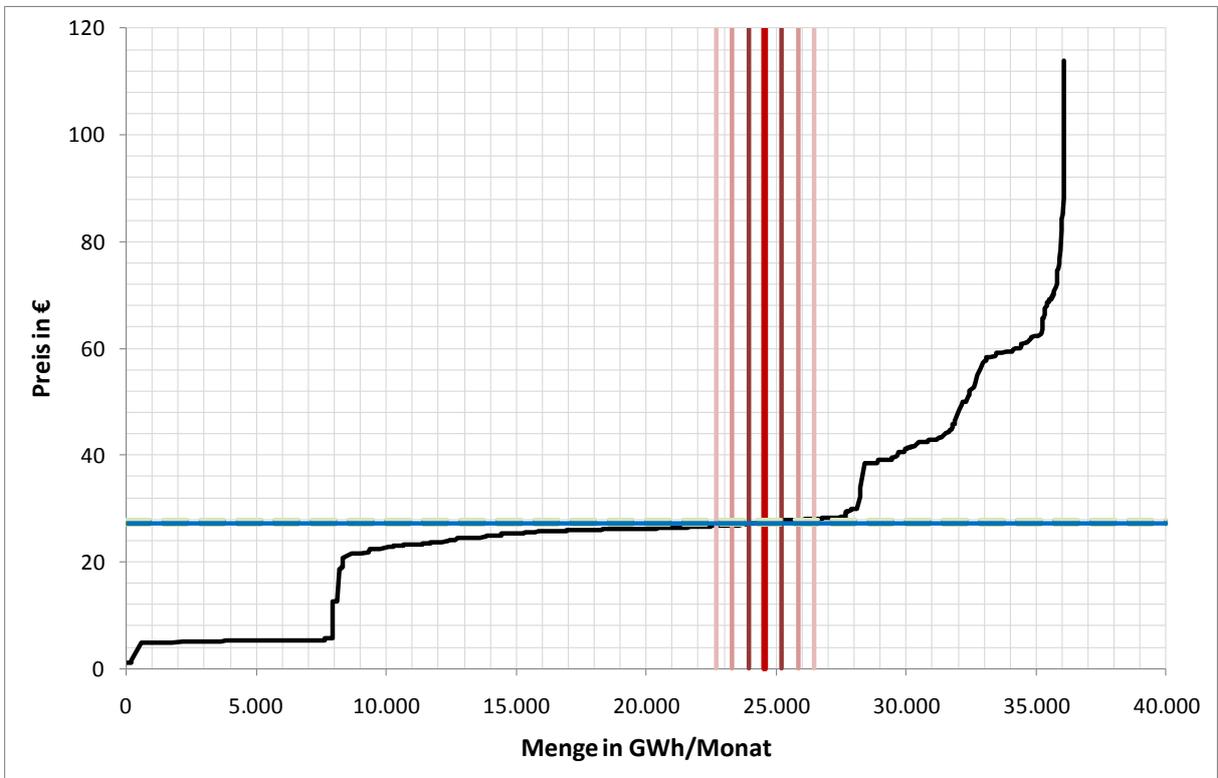


Abbildung 82: Off-Peak-Periode im September, Darstellung wie in Abbildung 75.

Aus den Abbildungen ist erkennbar, dass die Schwankung im Sommermonat Juli wesentlich geringer ist als im Jänner. So liegt beispielsweise zur Zeit der Off-Peak-Periode des Monats Juli (Abbildung 81) die gesamte Breite der Verbrauchsverteilung im Bereich der Erzeugung aus Kohlekraftwerken, was die Schwankung im Modell in Bezug auf den Preis egalisiert.

Die Tatsache, warum die Schwankung im Winter größer ist als in der Übergangszeit und im Sommer, lässt sich anhand von Tabelle 30 und Tabelle 31 gut erläutern. Es ist ersichtlich, dass die Größen Verbrauch und Erzeugung aus Windkraft (vor allem jene von Deutschland) im Winter eine höhere Standardabweichung aufweisen. Dies sind auch diejenigen Größen, die vom Betrag her die dominierenden Faktoren darstellen.

Auffallend ist auch, dass der simulierte Marktpreis in der Off-Peak-Periode tendenziell zu hoch, und in der Peak-Periode zu niedrig ist. Der Fehler liegt möglicherweise im simulierten Einsatz der Speicherkraftwerke, dessen Schwerpunkt in die Peak-Periode gelegt wurde. Wird etwas mehr Erzeugung der Speicherkraft in der Off-Peak-Periode angenommen, so wird sich der simulierte Erwartungswert des Preises an den realen Mittelwert annähern.

Die für den Fehler hauptverantwortliche Komponente ist jedoch vermutlich der Preis für die Primärenergieträger. Dieser wird im Modell als über das Jahr konstant angenommen, unterliegt jedoch in Wirklichkeit (starken) Änderungen. In der Schwachlastzeit (Beispiel Abbildung 81) dürften diese, da die Erzeugungs- und Verbrauchsschwankungen praktisch keine Rolle spielen, ausschlaggebend für die Preisbildung sein.

Weiters wird die Genauigkeit des Modells durch die angenommene Aufteilung der Pumparbeit, der Speicherbewirtschaftung und der Im- und Exporte in Peak- und Off-Peak-Periode beeinflusst. Eine Übereinstimmung mit der Realität wird jedoch nie erreicht, da Langzeitmittelwerte in das Modell mit einfließen. Die Erzeugung aus Wasserkraft beispielsweise ist im Jahr 2007 jedoch unter dem Langzeitdurchschnitt gelegen, während im Modell der Langzeitwert angesetzt wurde.

Die Bildung von Monatsmittelwerten führt zu einer Unterbewertung der Streubreiten der einzelnen stochastischen Größen. Die täglichen Schwankungen fallen stärker aus, wodurch ein Verbesserungspotential des Modells in der Steigerung der zeitlichen Auflösung besteht. Die Ausfälle einzelner Kraftwerke gehen auch nur als konstanter Wahrscheinlichkeitswert in das Modell mit ein, für eine genauere Betrachtung müsste auch diese als stochastische Größe modelliert werden.

Schließlich führt auch die Annahme einer Normalverteilung für die betrachteten stochastischen Größen zu einem Fehler. Wie bereits erwähnt, sind die Verteilungen der Zufallsgrößen nicht symmetrisch, sondern weisen eine leichte Schiefe auf. Zusätzlich sind alle betrachteten Größen auf einen definierten Bereich beschränkt, wobei die untere Grenze meist Null ist, und die oberen Grenzen beispielsweise durch Ausbauwassermengen und installierte Kapazitäten bestimmt werden.

8 Zusammenfassung

Für die Gewährleistung eines nachhaltigen Umgangs mit Energie versucht die Europäische Union, die Energiegewinnung aus erneuerbaren Energieträgern bis zum Jahr 2020 auf 20 % zu erhöhen. Dabei zählen Österreich mit einem hohen Anteil an Wasserkraftwerken und Deutschland mit dem starken Ausbau der Erzeugung aus Wind zu den Vorreitern auf dem Gebiet der Stromerzeugung, neben anderen Ländern wie beispielsweise Spanien, die jedoch in dieser Arbeit nicht betrachtet werden. Der Ausbau der Gewinnung elektrischer Energie aus erneuerbaren Primärenergieträgern führt jedoch aufgrund der Dargebotsabhängigkeit zu einigen Problemen im Energiesystem und am Elektrizitätsmarkt. Die vorliegende Arbeit bietet einen ersten Ansatz zur Modellierung der Effekte, die durch die Fluktuation der erneuerbaren Energieträger am Markt entstehen können.

Der erste Teil der Arbeit widmet sich speziell den technischen Problemstellungen und Lösungen bei der Stromerzeugung aus Wind. Auf Basis einer eingehenden Literaturrecherche werden vor allem jene Aspekte der Funktionsweise einer Windkraftanlage herausgearbeitet, die für die Erstellung eines Simulationsmodells von Bedeutung sind.

Mit der Betrachtung des Ist-Zustandes der Länder Österreich und Deutschland befasst sich der zweite Teil der vorliegenden Arbeit. Es werden reale Messdaten der Windstromeinspeisung in Bezug auf Jahresgang, Tagesgang, Vollaststunden, Periodizitäten und Änderungsgeschwindigkeiten untersucht. Das Ergebnis zeigt, dass Windkraftanlagen in Österreich und Deutschland im Winter mehr Strom erzeugen als im Sommer und dass ein definierter Tagesverlauf der Einspeisung existiert. Die Änderungsgeschwindigkeiten der Einspeisung sind in Österreich mit etwa $\pm 20\%$ der installierten Leistung (Tagesmaximalwert) im Mittel über die Jahre höher als in Deutschland (± 5 bis 10%), was vermutlich auf die konzentrierte Lage der Windkraftanlagen in Österreich zurückzuführen ist. Die in den betrachteten Jahren 2006 bis 2008 aufgetretene Mindesteinspeisung pro Monat in Deutschland lag jeden Monat unter 1% der installierten Leistung (Stundenmittelwert), in Österreich trat in diesem Zeitraum jeden Monat mindestens ein Wert von annähernd Null auf.

Die Laufwasser- und Speicherezeugung beider Länder wird ebenfalls nach den bereits erwähnten Kriterien untersucht, wobei aufgrund mangelnder Daten die Analyse Deutschlands nicht im vollen Umfang erfolgen kann. Es zeigt sich bei der Laufwasserkraft eine der Windkraftezeugung genau entgegengesetzte saisonale Abhängigkeit. Auch bei der Erzeugung aus Speicherkraftwerken führt die Untersuchung zu dem Ergebnis, dass eine gewisse Dargebotsabhängigkeit besteht, die durch die zurzeit installierten Speicher nicht aufgehoben, sondern nur verringert werden kann.

Die dritte untersuchte stochastische Größe ist der Verbrauch der Jahre 2006 bis 2008, jedoch sind nicht primär die statistischen Parameter von Interesse, sondern eine eventuelle Abhängigkeit von Klimagrößen. Mit Hilfe einer linearen Regressionsanalyse wird die Verbrauchszeitreihe auf Zusammenhänge mit der nach Einwohnern gewichteten mittleren Temperatur und der ebenso gewichteten Sonnenstundenzahl pro Tag untersucht.

Es zeigt sich in beiden Fällen eine Korrelation, wobei die Temperaturabhängigkeit stärker ausgeprägt ist. Werden Winterzeit, Übergangszeit und Sommerzeit getrennt voneinander untersucht, so erkennt man, dass der Zusammenhang zwischen Temperatur und Verbrauch umgekehrt proportional und in der Übergangszeit am stärksten ist. Im Winter ist der Effekt schwächer, und im Sommer zeigt sich der geringste Zusammenhang, wobei dieser bereits positiv ist, das bedeutet, der Verbrauch steigt mit zunehmender Temperatur, was auf den Einsatz von Klimageräten zurückzuführen ist.

Der dritte Teil der Arbeit beschäftigt sich mit der Modellierung der Wind- und Wasserkraft-erzeugung, sowie der Erstellung eines einfachen Marktmodells. Aus Klimazeitreihen, die weiter in die Vergangenheit reichen als die Aufzeichnungen der eigentlichen Erzeugung, werden Wasserkraft und Windkraft nachgebildet, um bei der anschließenden Untersuchung aussagekräftige Langzeitergebnisse zu erhalten.

Bei der Modellierung der Windkraft für Deutschland zeigen die Ergebnisse das gleiche Bild wie die Betrachtung der realen Messdaten, nur dass einige Merkmale ausgeprägter auftreten. So ist beispielsweise die Mindesteinspeisung in jedem Monat Null. Dabei ist zu berücksichtigen, dass von zwölf verteilten Windmessstationen auf ganz Deutschland geschlossen wird. Der Fehler des Modells bei den Monatswerten des Jahres 2007 liegt etwa bei 2 % (Mittelwerte) bzw. 4 % (Standardabweichungen), was unter Betrachtung der Unsicherheiten bei der Modellierung ein sehr gutes Ergebnis darstellt. Das österreichische Modell ist analog dem deutschen ausgeführt, nur dass aufgrund der geringeren Anzahl an Messstationen eine solch hohe Genauigkeit nicht erreicht werden kann. Es treten in der Realität auch Effekte auf, die das Modell nicht berücksichtigt, beispielsweise die Windrichtung und deren Änderung sowie Abschattungseffekte bei Windparks.

Das Modell der österreichischen Laufwasserkraftwerke basiert auf dem täglichen mittleren Wasserabfluss an ausgesuchten Standorten. Das Ergebnis zeigt eine Abweichung zwischen 5 % und 10 % bei den monatlichen Mittelwerten, ein Fehler, der auf einigen Vereinfachungen im Modell beruht. Das Ergebnis der Simulation bestätigt im Wesentlichen die aus den realen Daten gewonnenen Erkenntnisse bezüglich Periodizität, Saison und gesicherter Leistung. Die Modellierung der deutschen Laufwasserkraft kann aufgrund unzureichender Abflussdaten nicht erfolgen.

Aus den gewonnenen Erkenntnissen der Betrachtungen von Realität und Simulation wird im letzten Schritt der Arbeit ein einfaches Marktmodell für das Basisjahr 2007 erstellt, welches mittels Berechnung mit statistischen Kenngrößen ausgeführt wird. Das Ergebnis der Modellierung liefert eine Verteilung der mittleren monatlichen Marktpreise, welche abhängig von der Jahreszeit sowie der Lastperiode (Peak und Off-Peak) dargestellt wird. Das Ergebnis des Modells wird mit dem tatsächlichen mittleren Börsenpreis (EEX) verglichen.

Abschließend kann festgestellt werden, dass die durchgeführte Modellierung einen erfolgreichen ersten Ansatz bietet, um die Auswirkungen stochastischer Größen in der Elektrizitätswirtschaft beschreiben zu können. Zur Erreichung höherer Genauigkeiten könnten in einigen Bereichen noch Verfeinerungen durchgeführt werden.

9 Verzeichnisse

9.1 Abkürzungsverzeichnis

AG	Aktiengesellschaft
BDB	Betreiberdatenbasis
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BNetzA	Bundesnetzagentur Deutschland
BWE	Bundesverband WindEnergie
DWD	Deutscher Wetterdienst
ECA&D	European Climate Assessment and Dataset
EDV	Elektronische Datenverarbeitung
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EU	Europäische Union
EEX	European Energy Exchange
eHYD	Portal für hydrographische Daten Österreichs im Internet
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EPL	Engpassleistung
GENESIS	Gemeinsames neues statistisches Informationssystem
GfA	Gesellschaft für Aerophysik
GmbH	Gesellschaft mit beschränkter Haftung
IG	Interessengemeinschaft
ISSET	Institut für solare Energieversorgungstechnik
IWET	Ingenieurwerkstatt Energietechnik
IWR	Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien
KNMI	Königliches Niederländisches Meteorologisches Institut
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MCP (MRP)	Market Clearing Price (Markträumungspreis)
OeMAG	österreichische Abwicklungsstelle für Ökostrom
PLZ	Postleitzahl
PSKW	Pumpspeicherkraftwerk
RAV	Regelarbeitsvermögen
REE	Red Eléctrica de España
REISI	Renewable Energy Information System on Internet
RES	Renewable Energy Sources (Erneuerbare Energieträger)
SKW	Speicherkraftwerk
TAWES	teilautomatisches Wettererfassungssystem
UCTE	Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity
WKA	Windkraftanlage
WMEP	Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm
ZAMG	Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik

9.2 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Globale Windströmungen. Quelle: Windkraftanlagen (Hau, 2008a), S. 507	7
Abbildung 2: Dichtefunktion der Weibullverteilung in Abhängigkeit der Parameter. Quelle: Angewandte Statistik (Sachs, et al., 2006), S. 210	9
Abbildung 3: Häufigkeiten der Windstärke in Bodennähe und Weibull-Dichtefunktion für Standort St. Pölten (1994-2009). Datenquelle: Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik (ZAMG)	10
Abbildung 4: Häufigkeiten und Weibull-Dichtefunktion für Standort Neusiedl am See (1984-2009). Datenquelle: Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik (ZAMG)	10
Abbildung 5: Weibull-Fit für Standort List auf Sylt mit den resultierenden Parametern. Quelle: Windkraftanlagen (Hau, 2008), S. 514	11
Abbildung 6: Vertikalbauformen von Windkraftanlagen. Quelle: Windkraftanlagen (Hau, 2008), S. 66.....	13
Abbildung 7: Triebwerksgondel (schematisch) einer heutigen Windkraftanlage. Quelle: Windkraftanlagen (Hau, 2008) (Ausschnitt), S. 71	14
Abbildung 8: Strömungsverhältnisse am Rotor (die gestrichelte Linie stellt die Rotorebene dar) Quelle: Windkraftanlagen (Hau, 2008), S. 80.....	15
Abbildung 9: Rotorleistungsbeiwert verschiedener Bauarten in Abhängigkeit der Schnelllaufzahl. Quelle: Windkraftanlagen (Hau, 2008d), S. 106.....	17
Abbildung 10: reale Kennlinie einer Anlage vom Typ Nordex S70 (1,5 MW) Datenquelle: Wind Energy Market 2009 (BWE, 2009), S. 125	18
Abbildung 11: die 25 Regionen des IWET-Index. Quelle: Betreiberdatenbasis (Keiler, et al., 2006)....	20
Abbildung 12: ISET-Index für das Jahr 2007, Auflösung 10 x 10 km (links) und für das Jahr 2008, kontinuierlich aufgelöst dargestellt (rechts). Quelle: ISET(ISET, 2010).....	22
Abbildung 13: Der Wasserkreislauf der Erde. Quelle: Judo (Judo, 2010)	23
Abbildung 14: Installierte Leistung (2007) von Windkraftanlagen nach Hersteller in Deutschland. Quelle: Windenergie-Report 2008 (ISET, 2008), S. 13	27
Abbildung 15: Jährliche Anteile der Leistungsklassen (siehe Legende) am Zubau. Quelle: Windenergie-Report 2008 (ISET, 2008), S. 27	27
Abbildung 16: Technische Entwicklung der Anlagen in Deutschland. Quelle: Windenergie-Report 2008(ISET, 2008), S. 26.....	28
Abbildung 17: Standorte der Windparks (grün) und Messsensoren (rot) in Deutschland. Datenquelle: institutsinterne Datenbank.....	29
Abbildung 18: mittlerer Jahresverlauf der realen Windkrafteinspeisung in Deutschland (2006- 2008), Mittelwert und Quantile	31
Abbildung 19: Häufigkeit (relativ) und Wahrscheinlichkeit, dass die Erzeugung unter dem angegebenen Wert liegt.....	33

Abbildung 20: Genauere Darstellung der Wahrscheinlichkeitskurven für Windeinspeisung für Jänner und Juli im Bereich 0 % bis 25 %.....	34
Abbildung 21: Tagesgang der mittleren Windkraftherzeugung 2006-2008 nach Saison.....	35
Abbildung 22: Ergebnis der Fourier-Analyse der realen Windkrafteinspeisung (DE)	36
Abbildung 23: Schwankungsbereich der Änderungsgeschwindigkeit im Jahr 2007	37
Abbildung 24: Schwankungsbereich der Änderungsgeschwindigkeit über alle drei Jahre gemittelt ...	38
Abbildung 25: nachgebildete Kennlinie des WKA-Typs Nordex S70	40
Abbildung 26: Ablauf der Simulation der Windkraftherzeugung.....	41
Abbildung 27: Höhenprofile der Windgeschwindigkeit bei unterschiedlicher Rauigkeit. Quelle: Gesellschaft für Aerophysik(GfA, 2010)	42
Abbildung 28: Zuordnung einer Rauigkeitslänge zu bestimmten Oberflächen. Quelle: Windkraftanlagen (Hau, 2008b), S. 516	43
Abbildung 29: Jahresverlauf der simulierten Windkraftherzeugung in Deutschland, Mittelwert und Quantile.....	46
Abbildung 30: Relative Häufigkeit und Wahrscheinlichkeit der Windkrafteinspeisung aus der Langzeitsimulation über 30 Jahre	48
Abbildung 31: Mittlerer Langzeit-Tageslastgang der simulierten Werte nach Saison.....	49
Abbildung 32: Spektrum der Windkrafteinspeisung in Deutschland über 30 Jahre	50
Abbildung 33: Entwicklung der Windkraftanlagen in Österreich. Datenquelle: (E-Control, 2009)	51
Abbildung 34: Verteilung der Windkraftanlagen in Österreich nach installierter Leistung. Stand: 2006, Quelle: Windenergie Ausgabe 44 (IG-Windkraft, 2007),S. 7.....	52
Abbildung 35: Standorte der Windparks (grün) und Sensoren (rot) in Österreich., Datenquelle: institutsinterne Datenbank	52
Abbildung 36: Anteile der Hersteller der in Österreich installierten WKA (Stand 2006) Quelle: Windenergie, Ausgabe 44 (IG-Windkraft, 2007), S. 6	53
Abbildung 37: Mittlerer Jahresverlauf der Windkrafteinspeisung in Österreich aus realen Daten 2005 bis 2008. Datenquelle: (OeMAG, 2010)	56
Abbildung 38 Häufigkeit (relativ) und Wahrscheinlichkeit, für die reale Einspeisung aus Windkraftanlagen in Österreich von 2005 bis 2008.....	58
Abbildung 39: Mittlerer Tagesgang der realen Windkrafteinspeisung nach Saison für Österreich (2005-2008).....	59
Abbildung 40: Einseitiges Frequenzspektrum der österreichischen Windkrafteinspeisung.....	60
Abbildung 41: Änderung der Windgeschwindigkeit, Tagesminimum und Maximum für 2007.....	61
Abbildung 42: Änderung der Windgeschwindigkeit, Tagesminimum und Maximum, Mittelwert aus 2005 bis 2008	61
Abbildung 43: Langzeitmittelwert des Jahresganges der Windkraftherzeugung in Österreich.....	63
Abbildung 44: Relative Häufigkeit und Wahrscheinlichkeitsfunktion pro Monat.....	65

Abbildung 45: Mittlerer Tagesgang der österreichischen Windkraftherzeugung nach Saison aus simulierten Werten	66
Abbildung 46: Ergebnis der Fourier-Analyse für die Simulationsergebnisse der österreichischen Windkrafteinspeisung	67
Abbildung 47: Energieaufbringung in Österreich 2008 nach Primärenergieträger. Datenquelle: (E-Control, 2009a).....	69
Abbildung 48: Wasserkraftwerke in Österreich und Süddeutschland (Laufkraft dunkel, Speicher und Pumpspeicher hell dargestellt). Datenquelle: institutsinterne Datenbank	71
Abbildung 49: Ablauf-Flussdiagramm des Wasserkraft-Modells	74
Abbildung 50: Simulierter Jahresgang der Wasserkraftherzeugung in Österreich	75
Abbildung 51: Ergebnis der Fourier-Analyse der Laufwasserkraftherzeugung (Simulationsergebnisse)	78
Abbildung 52: Wahrscheinlichkeitskurve der simulierten Werte im Vergleich mit einer Normalverteilung mit den Parametern $\mu = 71.588$ MWh und $\sigma = 22.182$ MWh.....	80
Abbildung 53: Vergleich der RAV aus simulierten und realen Werten der Jahre 2002 bis 2009. Datenquelle der realen Daten: Energie-Control GmbH (auf Anfrage).....	80
Abbildung 54: Zeitreihen von Erzeugung, Zufluss und Speicherinhalt österreichischer Speicherkraftwerke von 2002 bis 2009. Datenquelle: Energie-Control GmbH (auf Anfrage).....	82
Abbildung 55: Graphische Darstellung des mittleren Jahresganges vom Zufluss der Speicher in Österreich (2002 bis 2009) mit statistischen Kennwerten. Datenquelle: Energie-Control GmbH (auf Anfrage)	83
Abbildung 56: Mittlerer Jahresgang der Erzeugung (2002-2009) aus Speicherkraft mit statistischen Kennwerten. Datenquelle: Energie-Control-GmbH (auf Anfrage)	84
Abbildung 57: Mittlere Jahresganglinie der Laufwassererzeugung in Deutschland (2002-2009) Datenquelle: Statistisches Bundesamt Deutschland (GENESIS, 2010).....	86
Abbildung 58: Zeitreihen der Speicher- und Pumpspeichererzeugung in Deutschland (2002-2009). Datenquelle: Statistisches Bundesamt Deutschland (GENESIS, 2010).....	87
Abbildung 59: mittlerer Jahresgang der Speichererzeugung in Deutschland (2005-2009) Datenquelle: Statistisches Bundesamt Deutschland (GENESIS, 2010).....	87
Abbildung 60: Allgemeines Flussbild der Verbrauchsanalyse	90
Abbildung 61: Bevölkerungsdichte in Deutschland, Stand 2002. Quelle: Statistisches Bundesamt Deutschland (IMS, 2002)	90
Abbildung 62: Verwendete Messstationen für Temperatur und Sonnenstunden. Datenquellen: Temperatur: KNMI (gelb) und DWD (blau) Sonnenstunden: nur DWD (gelb + blau)	92
Abbildung 63: Bevölkerungsdichteverteilung in Österreich (Stand 2001). Quelle: Statistik Austria (statistik.at, 2001)	93
Abbildung 64: Punktwolken des Verbrauchs 2006-2008 über der Temperatur für Deutschland mit linearen Ausgleichsgeraden	95

Abbildung 65: Darstellung der Monate Mai bis August 2006-2008, mit Formel der Ausgleichsgeraden und Bestimmtheitsmaß.....	96
Abbildung 66: Punktwolken des Verbrauchs 2006-2008 über der Sonnenstundenzahl für Deutschland, mit linearen Ausgleichsgeraden.....	98
Abbildung 67: Verbrauch (proportional zum Kreisdurchmesser) über Temperatur und Sonnenstunden, 2006-2008 für Deutschland	100
Abbildung 68: Punktwolken des Verbrauchs 2006-2008 über der Temperatur für Österreich, mit linearen Ausgleichsgeraden.	101
Abbildung 69: Punktwolken des Verbrauchs 2006-2008 über der Sonnenstundenzahl für Österreich mit linearen Ausgleichsgeraden.....	102
Abbildung 70: Ergebnisse der gemeinsamen Regressionsanalyse für Österreich	103
Abbildung 71: Verbrauch (Kreisdurchmesser) über Temperatur und Sonnenstunden, 2006-2008 für Österreich	103
Abbildung 72: Saisonale Aufteilung der Temperatur-Verbrauchs-Punktwolke für die Jahre 2006-2008 in Österreich.....	104
Abbildung 73: Dauerlinie des Verbrauchs in Spanien 2008 mit zugehöriger Erzeugung nach Primärenergieträger. Quelle: Red Eléctrica de España(REE, 2009).....	106
Abbildung 74: Zusammenhang zwischen EEX-Spotpreis und stündlicher Last in Deutschland. Die horizontalen Balken stellen die Häufigkeit der Datenpunkte dar. Datenquelle: EEX, ENTSO-E.....	115
Abbildung 75: Merit Order (schwarz), Verbrauchsmittelwert dargestellt mit $\pm\sigma$, $\pm 2\sigma$ und $\pm 3\sigma$ (rot) sowie die dadurch entstehenden MCP (grün strichliert) und der tatsächliche mittlere Preis laut EEX (blau) für die Peak-Periode im Jänner.....	117
Abbildung 76: Peak-Periode im April, Darstellung wie in Abbildung 75.	117
Abbildung 77: Peak-Periode im Juli, Darstellung wie in Abbildung 75.....	118
Abbildung 78: Peak-Periode im September, Darstellung wie in Abbildung 75.....	118
Abbildung 79: Off-Peak-Periode im Jänner, Darstellung wie in Abbildung 75.....	119
Abbildung 80: Off-Peak-Periode im April, Darstellung wie in Abbildung 75.....	119
Abbildung 81: Off-Peak-Periode im Juli, Darstellung wie in Abbildung 75.	120
Abbildung 82: Off-Peak-Periode im September, Darstellung wie in Abbildung 75.....	120

9.3 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Weibull-Parameter der ausgewählten Standorte.....	11
Tabelle 2: Gegenüberstellung von erfasster und gesamter Erzeugung. Datenquelle: Erneuerbare Energie in Zahlen 2008 (BMU, 2009).....	30
Tabelle 3: Ergebnisse der Auswertung der realen Windkrafteinspeisung 2006-2008 in MW/MW.....	31
Tabelle 4: Ergebnis für die Parametersätze nach der Anpassung an die reale Kennlinie	39
Tabelle 5: simulierte Volllaststunden der Windkrafterzeugung in Deutschland	45
Tabelle 6: Berechnungsergebnisse für die Jahresganglinie, simulierte Langzeitwerte in MW/MW) ..	46
Tabelle 7: Einfluss der einzelnen Standorte, geordnet nach Korrelationskoeffizient.....	49
Tabelle 8: Im Jahr 2006 neu errichtete Windparks in Österreich Quelle: Windenergie, Ausgabe 44 (IG-Windkraft, 2007), S. 6	53
Tabelle 9: Im Jahr 2005 neu errichtete Windparks in Österreich Quelle: Windenergie, Ausgabe 40 (IG-Windkraft, 2006), S. 6	54
Tabelle 10: Mittlere Einspeisung aus Windkraft in Österreich aus realen Daten 2005 bis 2008. Datenquelle: (OeMAG, 2010)	56
Tabelle 11: Parameter zur Modellierung der Leistungskennlinie einer Vestas V80 Windkraftanlage	62
Tabelle 12: Durch Simulation ermittelte, theoretische jährliche Volllaststunden der Windkrafterzeugung in Österreich	63
Tabelle 13: Statistische Parameter der Langzeitsimulation der österreichischen Windkrafterzeugung.....	64
Tabelle 14: Korrelationskoeffizienten zwischen simulierter Erzeugung einzelner Standorte und den realen Einspeisedaten (Summe von ganz Österreich).....	66
Tabelle 15: Statistische Parameter für die Windkrafteinspeisung in Deutschland im Jahr 2007, reale Daten	68
Tabelle 16: Statistische Parameter für die Windkrafteinspeisung in Deutschland im Jahr 2007, simulierte Daten	68
Tabelle 17: Flüsse in Österreich nach RAV der Laufkraftwerke. Datenquelle: institutsinterne Datenbank	70
Tabelle 18: Erzeugungskoeffizienten der Laufkraftwerke aus öffentlicher Erzeugung für Kraftwerke mit einer Engpassleistung von mind. 10 MW. Quelle: (E-Control, 2009b).....	76
Tabelle 19: Werte (in GWh) der Brutto-Stromerzeugung in Österreich. (1): Wind, Photovoltaik, Geothermie. (2): nicht zuordenbar und statistische Differenzen. Quelle: (E-Control, 2009c)	77
Tabelle 20: Gegenüberstellung der Jahres-RAV-Werte aus realen (Brutto-) und simulierten (Netto-)Daten	79
Tabelle 21: Bevölkerung Deutschlands nach Bundesland (Stand 3/2009) und Anzahl der verwendeten Klimastationen. Datenquelle: (GENESIS, 2010).....	91

Tabelle 22: Einwohnerzahlen der Bundesländer und Landeshauptstädte Österreichs. Stand: 2009, Datenquelle: Statistik Austria (statistik.at, 2001).....	93
Tabelle 23: Ergebnisse der linearen Regressionsanalyse zwischen Temperatur und Verbrauch für die Jahre 2006 bis 2008 in Deutschland	97
Tabelle 24: Ergebnisse der Regressionsanalyse zwischen Sonnenstunden und Verbrauch für die Jahre 2006 bis 200 in Deutschland	98
Tabelle 25: Ergebnisse der gemeinsamen Regressionsanalyse für Deutschland.....	99
Tabelle 26: Ergebnisse der Regressionsanalyse von Temperatur und Verbrauch für Österreich.....	101
Tabelle 27: Ergebnisse der Untersuchung für Sonnenstunden und Verbrauch für Österreich	102
Tabelle 28: Temperaturkoeffizienten für Deutschland und Österreich	104
Tabelle 29: Korrelationen der Monatsreihen von 1991 bis 2006 der berücksichtigten stochastischen Größen. Datenquelle: ENTSO-E u.a.	107
Tabelle 30: Zwischenergebnisse der stochastischen Einflussparameter für Österreich.....	113
Tabelle 31: Zwischenergebnisse der stochastischen Einflussparameter für Deutschland	113
Tabelle 32: Angenommene Brennstoffpreise und CO ₂ -Emissionen für die Merit Order-Ermittlung.	114
Tabelle 33: Ergebnis der Marktpreisberechnung (MCP in €/MWh) für die Peak-Periode. Rot gekennzeichnet: keine Deckung möglich	116
Tabelle 34: Ergebnis der Marktpreisberechnung (MCP in €/MWh) für die Off-Peak-Periode	116

9.4 Quellenverzeichnis

BDEW. 2008. BDEW-Homepage. [Online] 2008. [Zitat vom: 1. 2 2010.]

http://bdew.de/bdew.nsf/id/DE_Archiv_Prognosedaten_und_voerlaeufige_Ist-Werte_2006
(analog 2007, 2008).

BMU. 2009. Erneuerbare Energien, Bundesamt für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. [Online] 2009. [Zitat vom: 28. 3 2010.] <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/2720/>.

BNetzA. 2009. *Monitoring-Bericht 2009*. Bonn : Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahn, 2009.

BWE. 2009. *Wind Energy Market 2009 - die BWE-Marktübersicht*. Berlin : Bundesverband WindEnergie, 2009. ISBN 978-3-9806657-1-1.

Christoph Huber, Christoph Gutschi, Erhard Marin, Pavlin Dzumalinsky, Salim Kryeziu, Heinz Stigler. 2009. *Perspektiven der Wasserkraftnutzung in Südosteuropa - eine gesamtsystemische Betrachtung*. Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, Technische Universität Graz. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien : s.n., 2009.

E-Control. 2009c. Homepage der Energie-Control GmbH. Betriebsstatistik, Jahresreihen, Bilanz Verwendung / Aufbringung (gesamte Versorgung). . [Online] 2009c. [Zitat vom: 7. 4 2010.] <http://www.e-control.at/de/statistik/strom/betriebsstatistik/jahresreihen>.

— **2010.** Homepage der Energie-Control GmbH. Wasser- und wärmewirtschaftliche Kennzahlen, Speicherinhalte zum Monatsletzten. [Online] 2010. [Zitat vom: 7. 4 2010.] http://www.e-control.at/de/statistik/strom/marktstatistik/kennzahlen_wasser_waerme.

— **2009b.** Homepage der Energie-Control GmbH. Wasser- und wärmewirtschaftliche Kennzahlen, monatliche Erzeugungskoeffizienten. [Online] 2009b. [Zitat vom: 7. 4 2010.] http://www.e-control.at/de/statistik/strom/marktstatistik/kennzahlen_wasser_waerme.

— **2009a.** Homepage der Energie-Control-GmbH. Bestandsstatistik 2008, Engpassleistung nach Kraftwerkstypen. [Online] 2009a. [Zitat vom: 7. 4 2010.] <http://www.e-control.at/de/statistik/strom/bestandsstatistik/VerteilungsErzeugungsanlagen2008>.

— **2009.** Homepage der Energie-Control GmbH. Entwicklung der Engpassleistung von Ökoanlagen. [Online] 2009. [Zitat vom: 7. 4 2010.] <http://www.e-control.at/de/publikationen/statistik/oeko-energie/Anlagenstatistik/engpassleistung-und-vertragsverhaeltnisse>.

eHYD. 2010. Portal für hydrographische Daten Österreichs. [Online] Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft (BMLFUW), 2010. <http://gis.lebensministerium.at/eHYD>.

EnLD-VO. 2009. *Elektrizitäts-Energielenkungsdaten-Verordnung 2006*. 2009. Energie-Control GmbH (Stand 1.7.2009).

ENTSO-E. 2007. *UCTE Statistical Yearbook 2007*. Brüssel : Herausgeber: ENTSO-E bzw. Secretariat of UCTE, 2007.

- . **2009.** *www.entsoe.eu. Resources / Data Portal CE.* [Online] 2009.
<http://www.entsoe.eu/index.php?id=92>.
- GENESIS. 2010.** GENESIS-Datenbank, Statistisches Bundesamt Deutschland. [Online] 2010. [Zitat vom: 28. 3 2010.] <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online>.
- GfA. 2010.** Gesellschaft für Aerophysik mbH (aus: Aerodynamik der Bauwerke, Sockel, 1984). [Online] 2010. [Zitat vom: 28. 3 2010.]
<http://www.gfa.de/de/Grenzschichtwindkanal/index.html>.
- Hahn, Berthold und Rohrig, Kurt. 2003.** *ISET Wind-Index; Assessment of the Annual Available Wind Energy.* [PDF] Kassel : Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET), 2003.
- Hänsler, Eberhart. 2001.** *Statistische Signale.* s.l. : Springer Verlag, 2001. ISBN 978-3-540-41644-9.
- Hau, Erich. 2008.** *Windkraftanlagen, 4. Auflage.* s.l. : Springer-Verlag, 2008. ISBN 978-3-540-72150-5.
- . **2008a.** *Windkraftanlagen, 4. Auflage.* s.l. : Springer-Verlag, 2008a. aus Spera, D. A. (Hrsg.): Wind Turbine Technology, ASME Press, New York,. ISBN 978-3-540-72150-5.
- . **2008b.** *Windkraftanlagen, 4. Auflage.* s.l. : Springer-Verlag, 2008b. aus: Troen, T.; Peterson, E: European Wind Atlas. Risø National Laboratory, Roskilde. ISBN 978-3-540-72150-5.
- . **2008c.** *Windkraftanlagen, 4. Auflage.* s.l. : Springer-Verlag, 2008c. aus: Fröde, E. u. F.: Windmühlen. Köln: Du Mont Buchverlag. ISBN 978-3-540-72150-5.
- . **2008d.** *Windkraftanlagen, 4. Auflage.* s.l. : Springer-Verlag, 2008d. aus: Wilson, R. E.; Lissaman, P. B. S.: Applied Aerodynamics of Wind Power Machines, Oregon State University, 1994.
- Hoese, Alejandro und Garcés, Francisco. 1999.** Stochastic correlated simulation: an extension of the cumulant method to include time-dependent energy sources. *Electrical Power and Energy Systems.* 1999, Bd. 21, S. 13-22.
- IG-Windkraft. 2006.** *Windenergie Ausgabe 40.* St. Pölten : Herausgeber: Interessensgemeinschaft Windkraft, 2006.
- . **2007.** *Windenergie Ausgabe 44.* St. Pölten : Herausgeber: Interessensgemeinschaft Windkraft, 2007.
- IMS. 2002.** IMS, Statistisches Bundesamt Deutschland. [Online] 2002. [Zitat vom: 28. 3 2010.] <http://ims.destatis.de/indikatoren/>.
- ISET. 2008.** *Windenergie-Report Deutschland 2008.* Kassel : Herausgeber: Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET), 2008.
- . **2010.** Windmonitor. (*Externe Betriebsbedingungen -> Windverhältnisse*). [Online] 2010. [Zitat vom: 28. 3 2010.] <http://www.windmonitor.de/>.

- IWET. 2007.** Einführung in den BDB-Index. [Online] 2007. [Zitat vom: 4. 11 2009.]
<http://www.btrdb.de/PDF/IndexEinfuehrung.pdf>.
- IWR. 2009.** IWR-Homepage. [Online] 2009. [Zitat vom: 11. 9 2009.]
<http://www.iwr.de/wind/windindex/index.html>.
- Judo. 2010.** JUDO-Online. [Online] 2010. [Zitat vom: 21. 2 2010.] <http://www.judo-online.de/judo/DE/Produktinfos/EinMehrfamilienhaeuser/WarumWasseraufbereitung.php>.
- Keiler, Jochen und Häuser, Helmut. 2006.** Betreiberdatenbasis. [Online] 2006. [Zitat vom: 28. 3 2010.] http://btrdb.de/PDF/karte_Indexregion.jpg.
- Malberg, Horst. 2007.** *Meteorologie und Klimatologie - Eine Einführung, 5. Auflage*. Berlin : Springer-Verlag, 2007. ISBN 3-540-37219-9.
- OeMAG. 2010.** OeMAG Abwicklungsstelle für Ökostrom AG, Statistik. [Online] 2010. [Zitat vom: 22. 2 2010.] http://www.oem-ag.at/green_energy/statistics/Winderzeugung.html.
- REE. 2009.** *El sistema eléctrico español 08*. Madrid : Herausgeber: REE Red Eléctrica de España, Juli, 2009.
- Sachs, Lothar und Hedderich, Jürgen. 2006.** *Angewandte Statistik - Methodensammlung mit R, zwölfte Auflage*. Berlin, Heidelberg : Springer Verlag, 2006. ISBN 3-540-32160-8.
- Shannon, Claude E. 1949.** *Communication in the Presence of Noise*. 1949. Bde. In: Proc. IRE, Vol. 37, No. 1 (Jan. 1949), Nachdruck in: Proc. IEEE, Vol. 86, No. 2, (Feb. 1998).
- statistik.at. 2009.** Statistik Austria. [Online] 2009. [Zitat vom: 28. 3 2010.]
http://www.statistik.at/web_de/statistiken/bevoelkerung/volkszaehlungen_registerzaehlungen/bevoelkerungsstand/index.html.
- **2009a.** Statistik Austria, Durchschnittlicher Stromverbrauch der Haushalte nach Verbrauchskategorien 2008. [Online] 2009a. [Zitat vom: 7. 4 2010.]
http://www.statistik.at/web_de/static/durchschnittlicher_stromverbrauch_der_haushalte_nach_verbrauchskategorien__035454.pdf.
- **2009b.** Statistik Austria, Heizungen 2003/2004, 2005/2006 sowie 2007/2008 nach Bundesländern, verwendetem Energieträger und Art der Heizung. [Online] 2009b. [Zitat vom: 7. 4 2010.]
http://www.statistik.at/web_de/static/heizungen_20032004_20052006_sowie_20072008_nach_bundeslaendern_verwendetem_022721.pdf.
- Stigler, Heinrich, et al. 2005.** *Energiewirtschaftliche und ökonomische Bewertung potenzieller Auswirkungen der Umsetzung der EU-Wasserrahmenrichtlinie auf die Wasserkraft*. Graz : Insitut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, 2005.
- Werdis.** werdis.dwd.de. [Online] http://werdis.dwd.de/werdis_de/WebWerdis_start.do.
- Winkler, Strack und Westerhellweg. 2002.** *Zuverlässige Methoden zur Normierung und Bewertung von Energieträgern von Windparks*. DEWEK Wilhelmshaven : Deutsches Windenergie-Institut DEWI, 2002.