

Einfluss dargebotsabhängiger Stromerzeugung auf die Strommärkte

Andreas Schüppel¹, Christoph Gutschi, Heinz Stigler

Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation (IEE), Technische Universität Graz
Inffeldgasse 18 / 2.OG, 8010 Graz, +43 316 873 7907, andreas.schueppel@tugraz.at

Kurzfassung

Das Ziel der vorliegenden Arbeit ist die Simulation der Auswirkungen von Schwankungen dargebotsabhängiger Erzeugungsformen und des Verbrauchs auf den elektrischen Energiemarkt. Für eine statistische Betrachtung sind dazu Langzeitwerte von Wasser- und Windkraft erforderlich, die als Messwerte nicht verfügbar sind und deshalb anhand von einfachen Modellen über die jeweiligen meteorologischen Einflussgrößen nachgebildet werden. Für die Untersuchung wird das gemeinsame Marktgebiet von Deutschland und Österreich herangezogen. Die Merit Order der Angebotskurve wird mit Hilfe eines Kraftwerksdatensatzes aus dem Simulationsmodell ATLANTIS (Gutschi, et al., 2009) gebildet und mit der simulierten Residuallast, d.h. dem Verbrauch abzüglich aller simulierten dargebotsabhängigen Erzeugungsformen, zum Schnitt gebracht. Die Modellergebnisse zeigen eine gute Übereinstimmung mit realen Ergebnissen der Strombörse EEX. Ein wesentliches Ergebnis stellt dabei die Abhängigkeit des Einflusses vom betrachteten Zeitraum dar. In der Peak-Periode im Jänner ist die Auswirkung der dargebotsabhängigen Stromerzeugung am größten, und in der Off-Peak-Periode im September am geringsten.

Keywords

Dargebotsabhängigkeit, Windkraft, Wasserkraft, Verbrauch, Energiemarkt, Marktpreisschwankungen, Stochastik, Verteilungen

1 Einleitung

Die politischen Zukunftspläne der Stromerzeugung in der EU sprechen alle eine gemeinsame Sprache: der Ausbau der erneuerbaren Energien (renewable energy sources, RES) ist stark im Vormarsch. Dies wird durch die im Sommer 2010 herausgegebenen National Renewable Energy Action Plans (NREAP's) der Mitgliedsländer unterstrichen. Die Integration der erneuerbaren Energieträger in das europäische Elektrizitätssystem bringt jedoch eine Vielzahl von Problemen mit sich, die wohlbekannt sind und schon mehrfach diskutiert wurden. Als Beispiel seien an dieser Stelle vor allem die Dargebotsabhängigkeit, die geringe Speicherbarkeit der elektrischen Energie und die Notwendigkeit einer dezentralen Standortwahl erwähnt. In dieser Arbeit soll daher untersucht werden, wie sich die schwankende Erzeugung aus erneuerbaren Energien auf die Strommärkte auswirkt.

¹ Jungautor

Viele erneuerbare Erzeugungsanlagen, vor allem (Offshore-) Wind und Photovoltaik, sind eine recht neue Technik, weshalb noch keine nennenswerten Langzeiterfahrungen verfügbar sind. Zur Einschätzung der Auswirkungen eines RES-Ausbaus sind eben solche Erfahrungen jedoch erforderlich. Als Ersatz kann versucht werden, mittels Modellierung aus meteorologischen Daten die Erzeugung aus erneuerbaren Quellen zu simulieren, um synthetische Langzeitreihen zu erhalten. Meteorologische Daten sind vor allem deshalb sinnvoll, weil einerseits ein (mathematischer) Zusammenhang zur Erzeugung hergestellt werden kann, und andererseits die Daten für einen langen Zeitraum in die Vergangenheit verfügbar sind.

Die vorliegende Arbeit beschäftigt sich mit einer solchen Modellierung für die Länder Österreich und Deutschland als gemeinsames Marktgebiet. Betrachtet man die erneuerbaren Energieträger, erkennt man, dass diese beiden Länder vor Allem über ein hohes Wasserkraft- bzw. Windkraftaufkommen verfügen. Genauer wird daher nur die Erzeugung aus Lauf- und Speicherkraftwerken (nur natürlicher Zufluss) sowie Windkraftanlagen im Basisjahr 2007 betrachtet. Dieses Jahr stellt das letzte vollständige Jahr dar, das nicht durch die Finanzkrise seit 2008 beeinflusst wurde. Der aktuell sehr rasche Ausbau der Photovoltaik beispielsweise in Deutschland mit einer zugebauten installierten Leistung von knapp unter 5 GW_p im ersten Halbjahr 2010 führt jedoch zu der Forderung, dass diese in Zukunft stochastisch mit berücksichtigt werden muss.

Die aus den Simulationsmodellen gewonnenen statistischen Ergebnisse werden in einem einfachen Marktmodell zusammengefasst. Dadurch soll der Effekt der dargebotsabhängigen Einspeiser, deren produzierte Energie und momentan eingespeiste Leistung wetterabhängig schwankt und kaum beeinflussbar ist, auf die Preisbildung im Marktgebiet Österreich und Deutschland näherungsweise aufgezeigt werden.

2 Methodik der grundlegenden Modelle

Um statistisch aussagekräftige und belastbare Ergebnisse zu erhalten ist ein möglichst langfristiger Beobachtungszeitraum von Vorteil. Daher werden, wie bereits in der Einleitung beschrieben, historische meteorologische Daten als Grundlage für die Modellierung herangezogen. In den folgenden Kapiteln wird die Vorgehensweise bei der Erstellung der Modelle für die Windkraft, Laufwasser- und Speicherkraftwerke und die Untersuchung des Verbrauchs beschrieben.

Die Grundlage aller erstellten Modelle bildet ein Datensatz aus folgenden meteorologischen Größen und Quellen:

- Stündliche Mittelwerte der Windgeschwindigkeiten und tägliche Mittelwerte der Temperaturen von mehreren ausgewählten Standorten, die vom Deutschen Wetterdienst (DWD), von der Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik (ZAMG) und dem Royal Netherlands Meteorological Institute (KNMI) als Langzeitreihe zur Verfügung gestellt wurden.
- Wasserabflusswerte aus Pegelmessdaten für Österreich, zur Verfügung gestellt vom Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft (BMLFUW) (eHYD, 2010)

- Speicherinhalte der österreichischen Speicherseen, zur Verfügung gestellt von der Energie-Control GmbH (E-Control)
- Statistische Erzeugungsdaten für Deutschland, da keine Langzeit-Wasserabflusswerte verfügbar waren (GENESIS, 2010)
- Standorte und installierte Leistungen von Windkraftanlagen (WKA) und Wasserkraftwerken in Deutschland und Österreich aus der institutsinternen Datenbank (Gutschi, et al., 2009)
- Simulationsergebnisse zum Erstellen einer Merit Order aus dem Simulationsmodell ATLANTIS (Gutschi, et al., 2009) (eingesetzt im Marktmodell aus Kapitel 4)

2.1 Windkraft

Das Windkraftmodell errechnet aus stündlichen historischen Windgeschwindigkeitsmesswerten eine synthetische Zeitreihe von Leistungswerten, die vom gesamten installierten Windkraftwerkspark eingespeist werden. Der genaue Ablauf dieses Prozesses ist in Abbildung 1 für das deutsche Windmodell graphisch dargestellt. Die Windmessstandorte müssen im ersten Schritt den Erzeugungsschwerpunkten der Windkraftanlagen zugeordnet werden. Dies geschieht über Gebiete einheitlicher Postleitzahlen in Deutschland bzw. über eine Umkreissuche (etwa 50 km) um die einzelnen Messstandorte in Österreich.

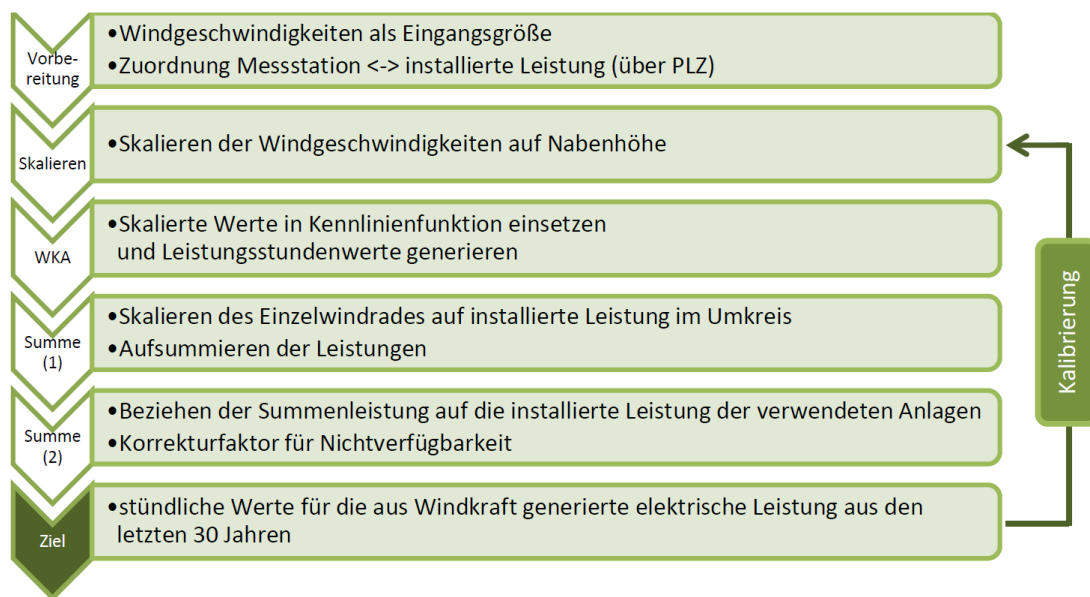


Abbildung 1: Ablauf der Simulation im Windkraftmodell für Deutschland² (Schüppel, 2010)

Die historischen Messwerte der Windgeschwindigkeit entsprechen jedoch aufgrund des Höhenprofils des Windes nicht den anströmenden Windgeschwindigkeiten auf Nabenhöhe der WKA. Deshalb besteht der zweite Schritt aus dem Hochskalieren der am Boden (in einer Höhe von etwa 10 bis 20 m) gemessenen Windgeschwindigkeiten auf die Nabenhöhe der modellierten Anlagen. Diese Skalierung wird über einen Faktor vorgenommen, welcher im Zuge der Kalibrierung (vgl. letzter Schritt) bestimmt wird.

² Die Simulation der österreichischen Windkraftanlagen erfolgt analog.

Über eine aus realen Messdaten (BWE, 2009) nachgebildete Kennlinie wird die skalierte Windgeschwindigkeit im dritten Schritt auf die von einer WKA abgegebene Leistung umgelegt. Da gemessene Daten als Stützstellen für die Kennlinie zugrunde gelegt wurden, sind auch die Wirkungsgrade entlang der Umwandlungskette und der Eigenverbrauch der Anlage mit berücksichtigt. In (1) ist jener Formelsatz angeführt, der zur mathematischen Nachbildung der Leistungskennlinie herangezogen wurde, und Abbildung 2 zeigt eine nachgebildete Kennlinie als Beispiel mit den jeweiligen Abschnitten.

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

Mit Pabgegebene Leistung der WKA
vWindgeschwindigkeit
P_{nenn}Nennleistung
v_{Cl}Einschaltgeschwindigkeit
v_{CO}Abschaltgeschwindigkeit
a-h, v₁-v₃ ...Parameter zur Anpassung der Kennlinie

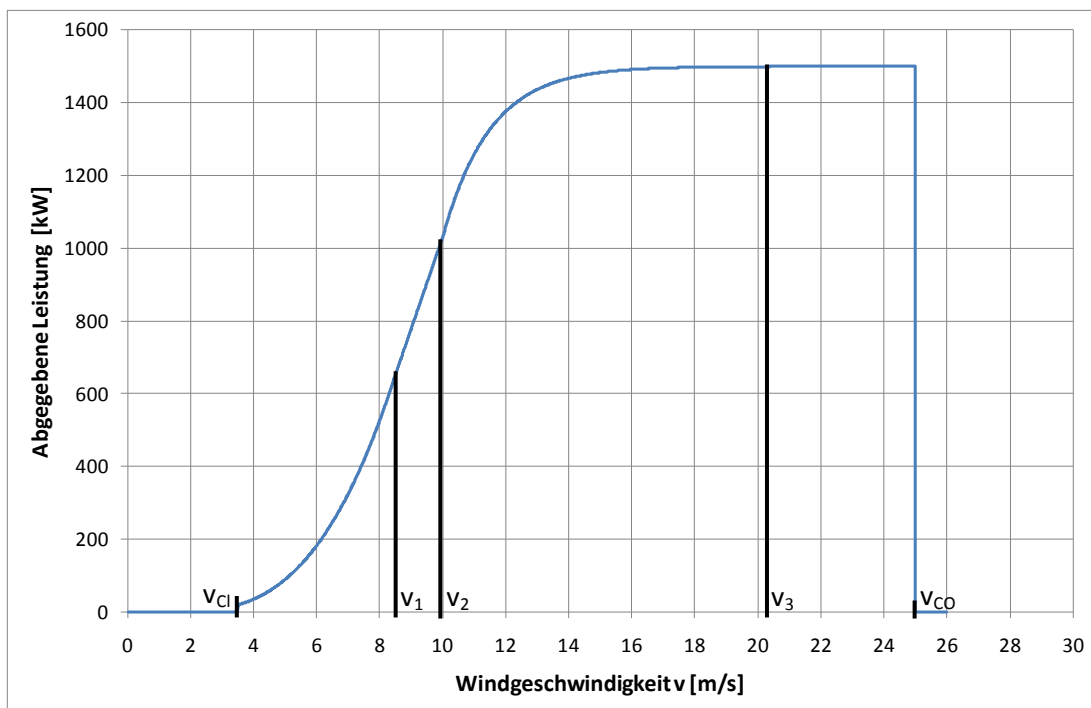


Abbildung 2: nachgebildete Kennlinie einer WKA vom Typ Nordex S70 (Schüppel, 2010)

Die dadurch generierte Zeitreihe an stündlichen Leistungswerten einer einzelnen Anlage wird im darauffolgenden Schritt auf jene installierte Leistung hochgerechnet, die dem Messstandort zugeordnet wurde, über die Standorte aufsummiert und schließlich auf die gesamte installierte Leistung des Landes skaliert.

Im letzten Schritt (Modellkalibrierung) wird die ermittelte Zeitreihe mit den tatsächlichen Einspeisedaten des jeweiligen Landes verglichen. Der freie Parameter zur Anpassung der Windgeschwindigkeit aus Schritt 2 wird dabei so optimiert, dass die Summe der Quadrate der Abweichung zwischen Simulation und gemessenen Daten minimiert wird.

2.2 Wasserkraft

Für die Modellierung der österreichischen Laufwasserkrafterzeugung werden Abflussmessdaten von ausgesuchten Pegeln in Form von täglichen Mittelwerten zugrunde gelegt. Da sich die komplette Simulation aller Kraftwerke in Österreich sehr aufwendig gestaltet, werden die für die Laufwassererzeugung wichtigsten Flüsse³ ausgewählt und anhand der technischen Daten und geografischen Lage aussagekräftige Kraftwerke bestimmt, welche in der Modellbildung berücksichtigt werden. Aufgrund der Tatsache, dass die Donaukraftwerke fast die Hälfte zum Regelarbeitsvermögen (RAV) aller österreichischen Laufwasserkraftwerke beitragen, werden diese vollständig in der Simulation berücksichtigt.

Nach einer geografischen Zuordnung der Kraftwerke zu den einzelnen Messpegeln kann mit dem in Gleichung (2) dargestellten Zusammenhang zwischen Durchfluss Q und abgegebener Leistung P eines Laufkraftwerkes die mittlere abgegebene Leistung des jeweiligen Tages berechnet werden.

$$P = g \cdot \eta \cdot \rho \cdot H \cdot Q \quad (2)$$

mit P abgegebene elektrische Nettoleistung [W]
 gErdbeschleunigung [m/s²]
 ηGesamtwirkungsgrad des Kraftwerkes [-]
 ρDichte des Wassers [kg/m³]
 Hmittlere Fallhöhe [m]
 QWasserabfluss [m³/s]

Dabei wird näherungsweise berücksichtigt, dass die Produktion der Laufkraftwerke auf eine bestimmte Ausbaumassermenge beschränkt ist, indem die Abflussmesswerte auf diese jeweilige Ausbaumenge pro Kraftwerk limitiert werden.

Der Wirkungsgrad η wird als Freiheitsgrad für die Kalibrierung des Modells herangezogen. Er wird so eingestellt, dass das RAV der Simulation jedes einzelnen Kraftwerkes mit dem bekannten tatsächlichen RAV der jeweiligen Einheit übereinstimmt.

Die durch den vorherigen Schritt berechnete mittlere Leistung kann durch Multiplikation mit 24 Stunden in einen Tagesarbeitswert umgewandelt werden. Durch Aufsummieren werden Monats- und Jahreswerte gebildet. Aufgrund des langen Betrachtungszeitraums von etwa 30 Jahren, der in diesem Modell erreicht werden konnte, steht eine ausreichende Anzahl⁴ an Werten für eine statistische Analyse zur Verfügung. In Abbildung 3 ist der gesamte Ablauf grafisch dargestellt.

³ diese sind: Donau, Drau, Inn, Enns, Mur, Salzach und Traun

⁴ Tukeys Fünferregel (Sachs, et al., 2006) besagt hierzu, dass zur Bestimmung des k-ten Momentes einer Verteilung mindestens 5^k Beobachtungen vorliegen sollten. Für den Mittelwert entspricht dies 5 Beobachtungen, für die Varianz 25 Beobachtungen.

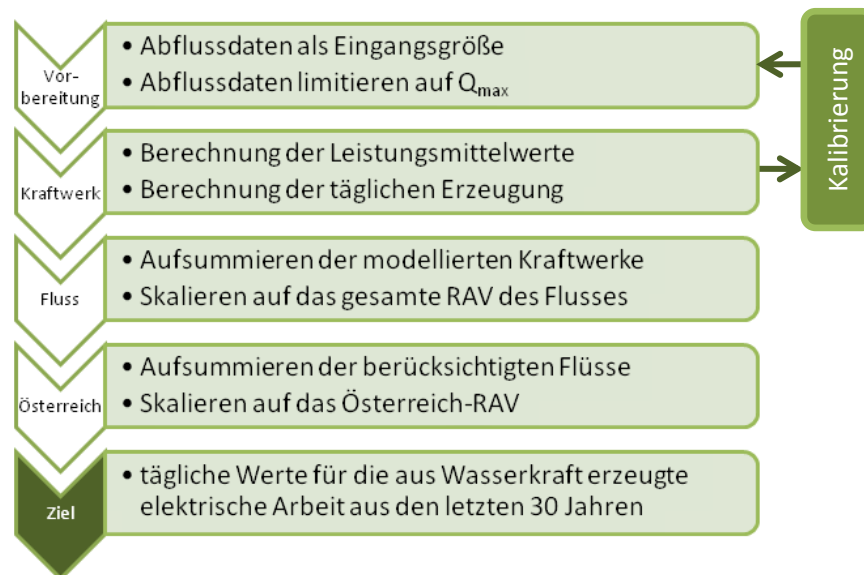


Abbildung 3: Flussdiagramm des Laufwasserkraftmodells für Österreich (Schüppel, 2010)

Für die Erzeugung aus österreichischen Speicherkraftwerken aus natürlichem Zufluss kann ebenfalls ein Modell erstellt werden. Dazu wird angenommen, dass die Differenz aus der Änderung des Speicherinhaltes⁵ und der Erzeugung (unter Berücksichtigung des Wirkungsgrades) dem natürlichen Zufluss entspricht. Dadurch kann mit dem gegebenen Datensatz der Zufluss von 2002 bis 2009 auf monatlicher Basis abgeschätzt und statistisch ausgewertet werden.

Für die Wasserkrafterzeugung in Deutschland konnte mangels Abflussmessdaten kein Modell erstellt werden. Stattdessen wird die Untersuchung anhand monatlicher Erzeugungswerte durchgeführt, die vom deutschen Statistik-Bundesamt (GENESIS, 2010) zur Verfügung gestellt werden. Dies gilt sowohl für Laufkraft- als auch für Speicherkraftwerke. Das RAV der deutschen Laufwasserkraft ist jedoch deutlich geringer als jenes von Österreich.

2.3 Verbrauch

Es wurde bereits in vielen anderen Arbeiten festgestellt, dass ein Zusammenhang zwischen Außentemperatur und Stromverbrauch besteht (Nischkauer, 2005). In der vorliegenden Arbeit wird zusätzlich getestet, ob auch die Sonnenstundenzahl⁶ einen Einfluss auf den Stromverbrauch aufweist und versucht, den Einfluss der beiden Faktoren zu quantifizieren. Hierzu werden zuerst Messdaten der Temperatur und der Sonnenstundenzahl in den Landeshauptstädten (Österreich, Datenquelle: ZAMG) bzw. anderen ausgewählten Orten mit hoher Bevölkerungsdichte (Deutschland, Datenquelle: DWD, KNMI) über die Einwohnerzahl der Bundesländer gewichtet und zu einer gesamten täglichen Mitteltemperatur bzw. mittleren Sonnenstundenzahl zusammengefasst. Anschließend werden die täglichen Verbrauchswerte (ENTSO-E, 2009) zugeordnet und in Winter, Übergangszeit und Sommer gegliedert.

⁵ Datenquelle: Energie-Control GmbH; Speicherkraftwerke der Netzebenen 1 bis 3 oder ab einer Engpassleistung von 25 MW

⁶ zur Abbildung des Verbrauchs durch elektrische Beleuchtung

Eine anschließende Regressionsanalyse liefert einen Koeffizienten (MWh/°C bzw. MWh/Sonnenstd.) für die jeweilige meteorologische Größe und pro betrachteter Saison. Es sei an dieser Stelle vorweg genommen, dass das Ergebnis nur einen sehr geringen Einfluss der Sonnenstundenzahl nachweist (vgl. Abbildung 6), somit wird in Folge nur die Temperatur als Einflussparameter berücksichtigt.

Im nächsten Schritt wird aus der mittleren gewichteten Temperatur ein Langzeit-Jahresgang erstellt und die Abweichungen des Jahres 2007 von diesem Langzeitwert ermittelt. Über dieses Delta und den zuvor berechneten Temperaturkoeffizienten kann der durch die Temperaturdifferenz entstandene Verbrauchsunterschied an elektrischer Energie berechnet werden. Der tatsächliche Verbrauch wird anschließend um diesen Betrag bereinigt und unter Annahme einer linearen Steigerung über die Zeit trendkorrigiert, wodurch man eine Schätzung für ein Langzeitmittel der Jahresganglinie des Verbrauchs erhält (Schüppel, 2010).

3 Zwischenergebnisse

In den folgenden Unterkapiteln werden die Ergebnisse der in Kapitel 2 beschriebenen Modelle dargestellt. Sie bilden den Ausgangspunkt für das Marktmodell, das in Kapitel 4 beschrieben ist und an dem die Auswirkungen der betrachteten Größen auf den Marktpreis untersucht werden sollen.

3.1 Windkraftmodell

Die Ergebnisse des Windkraftmodells sollen am Beispiel Deutschland kurz gezeigt werden. Die Grafik in Abbildung 4 zeigt den durchschnittlichen Jahresgang der Windkrafterzeugung, der aufgrund der Langzeitmessreihe der Windgeschwindigkeit simuliert wurde. Auf der Ordinate wird hierzu die tatsächlich eingespeiste Leistung bezogen auf die gesamte installierte Leistung aufgetragen. Aus der Grafik geht hervor, dass der Erwartungswert der Windeinspeisung im Winter höher ist als im Sommer. Diese Eigenschaft ist positiv zu werten, da die Windeinspeisung mit diesem Trend dem deutschen Stromverbrauch folgt und gerade in jener Saison am meisten Strom erzeugt, in der er am notwendigsten gebraucht wird.

Anhand Abbildung 4 sind zwei weitere Fakten gut beobachtbar: einerseits die gut erkennbare Schiefe der Verteilung, da der Erwartungswert (Mittelwert) deutlich über dem 50 %-Quantil (Median) liegt, und andererseits die höhere Streuung im Winter.

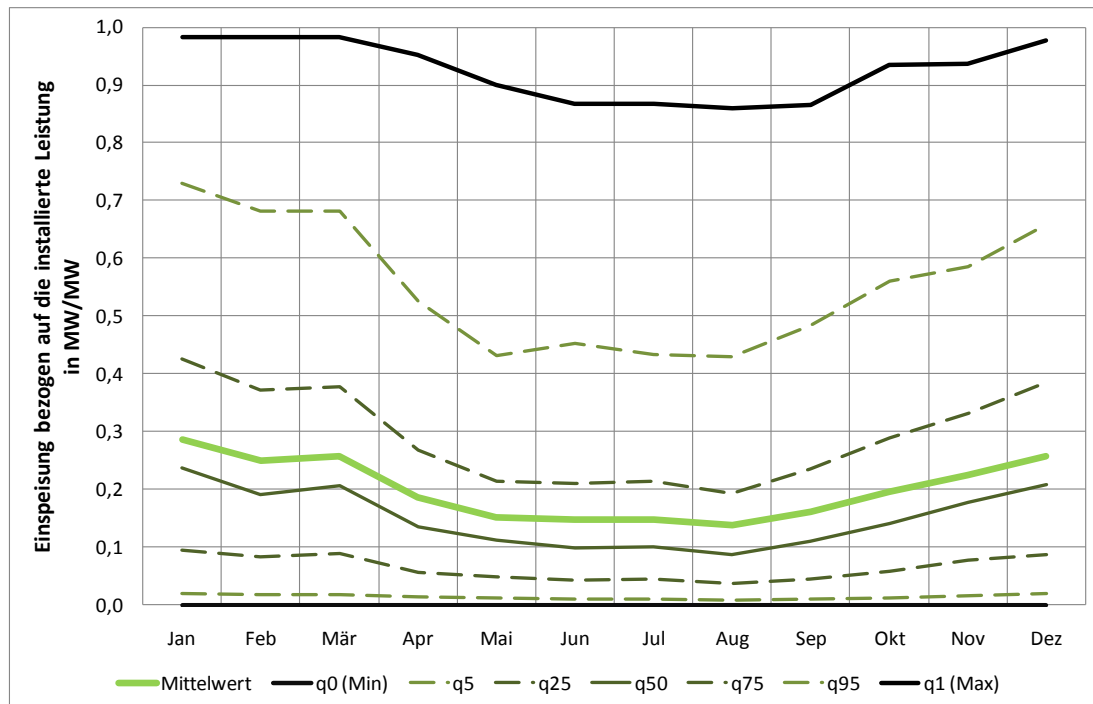


Abbildung 4: Simulierter mittlerer Jahresgang der Windkrafteinspeisung in Deutschland, mit Minimum, Maximum und Quantilen

3.2 Wasserkraftmodell

Wie bereits erwähnt, kann aufgrund mangelnder Verfügbarkeit von Abflussmesswerten der deutschen Flüsse nur ein Modell der österreichischen Laufwasserkraft erstellt werden. Die Ergebnisse des Modells sind in Abbildung 5 grafisch dargestellt. Es ist zu beachten, dass nicht die Einspeiseleistung, sondern die im jeweiligen Monat produzierte Energiemenge auf der Ordinate aufgetragen ist. Es zeigt sich deutlich die bekannte, dem Wind genau entgegengesetzte Saisonalität der Wasserkrafterzeugung. Auch ist beachtenswert, dass über den betrachteten Zeitraum von 30 Jahren (1976-2006) eine Erzeugung von 1 TWh pro Monat nicht unterschritten würde. Die Produktion wurde mit dem Kraftwerkspark des Jahres 2007 über alle 30 Jahre berechnet, um eine trendfreie Zeitreihe zu erhalten.

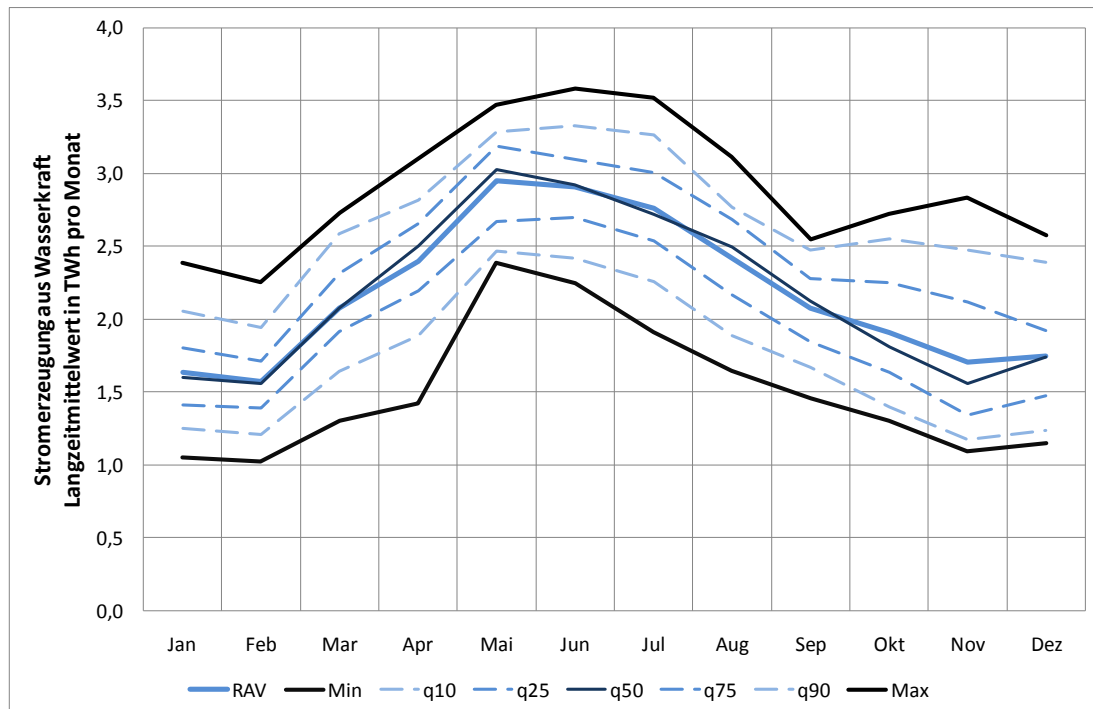


Abbildung 5: Simulierter mittlerer Jahrgang der Laufwasserkrafterzeugung in Österreich mit Minimum, Maximum und Quantilen⁷, basierend auf Abflussdaten der Jahre 1976-2006

3.3 Verbrauch

Anhand der in Abbildung 6 dargestellten Punktwolke ist der Zusammenhang zwischen Temperatur, Sonnenstundenzahl und dem Verbrauch am Beispiel Österreich am besten erkennbar. Dazu wird auf der Abszisse die Temperatur und auf der Ordinate die Sonnenstundenzahl aufgetragen. Der Durchmesser der Punkte steht für den Verbrauch jedes einzelnen Tages im betrachteten Zeitraum (2006-2008). Damit der Unterschied deutlicher erkennbar wird, ist der Verbrauch nicht maßstäblich, sondern verzerrt (vierte Potenz) dargestellt.

Anhand der Grafik kann man den Einfluss beider Parameter bereits gut abschätzen. Während bei einer gewissen Sonnenstundenanzahl der Tagesverbrauchswert stark schwanken kann, ist es möglich, der Temperatur jeweils eine gewisse Größenordnung des Verbrauchs zuzuordnen.

Betrachtet man die Zusammenhänge mathematisch anhand einer Regressionsanalyse mit beiden Parametern, lässt sich dieser Einfluss auch beziffern. Es zeigt sich, dass die Temperatur tatsächlich wesentlich mehr Einfluss auf den Verbrauch aufweist ($R^2=0,72$) als die Sonnenstundenzahl ($R^2=0,3$) (Schüppel, 2010).

⁷ Maximum und Minimum entsprechen dem geringsten und höchsten simulierten Arbeitswert des jeweiligen Monats im Betrachtungszeitraum 1976 bis 2006 ("Stichprobe"). Die Verteilungsfunktionen, welche die Grundgesamtheit repräsentieren (im Sommer Normalverteilung, im Winter Lognormalverteilung), besitzen kein definiertes Maximum (Log-NV) bzw. keine definierten Extrema (NV).

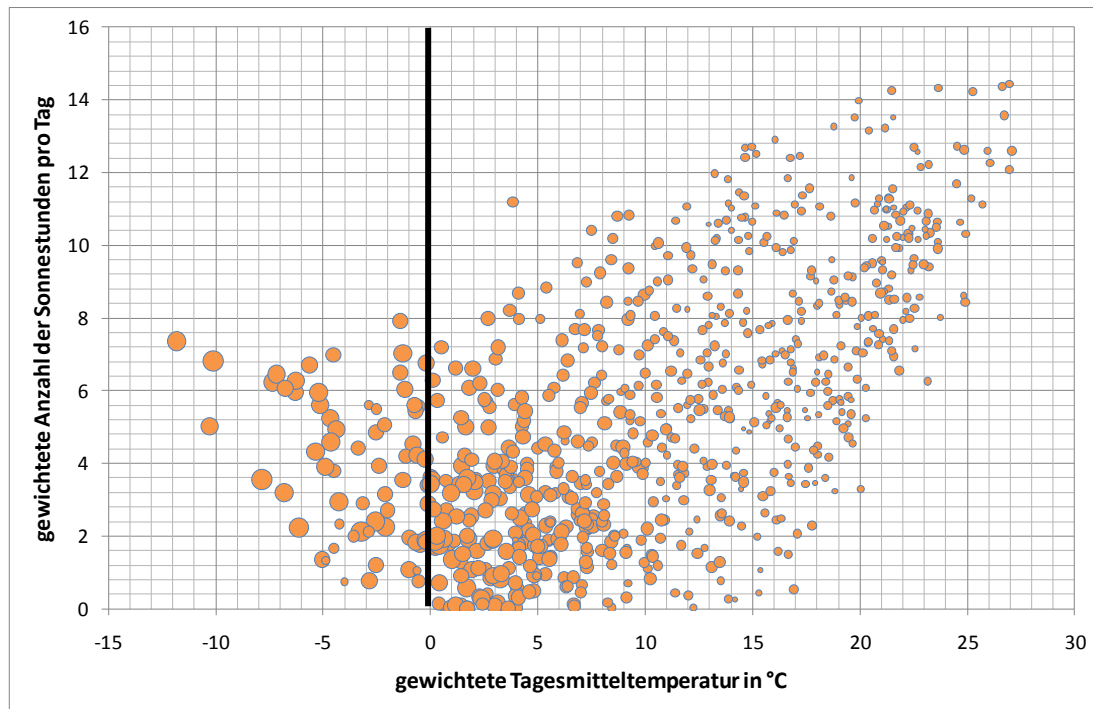


Abbildung 6: Korrelation des Tagesverbrauchs mit Temperatur und Sonnenstunden für Österreich von 2006 bis 2008

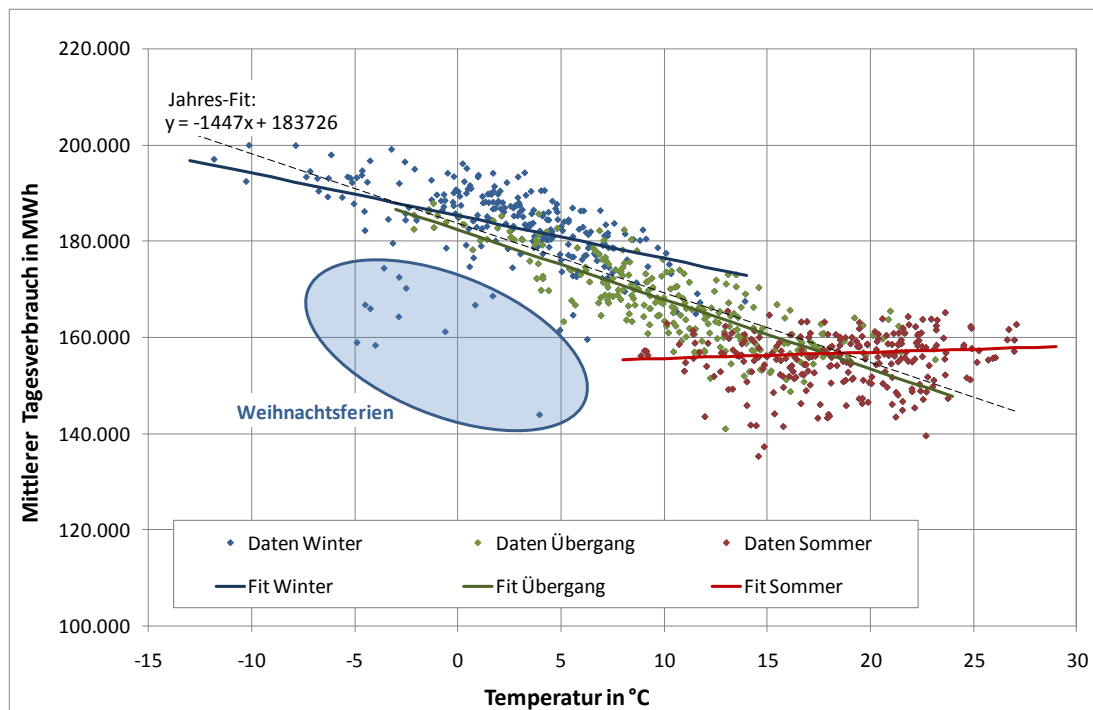


Abbildung 7: Korrelation zwischen Tagesverbrauch und Temperatur, unterteilt nach Jahreszeiten für Österreich von 2006 bis 2008

Mit Hilfe einer linearen Näherung kann nun anhand der bei der Regressionsanalyse berechneten Koeffizienten eine Korrektur des Temperatureinflusses vorgenommen werden. Abbildung 7 zeigt den Verbrauch als Punktwolke über der Temperatur aufgetragen. Die drei betrachteten Saisonen Sommer, Übergangszeit und Winter sind farblich voneinander getrennt. Zusätzlich wurden die linearen Ausgleichsgeraden in das Diagramm eingetragen, anhand derer die Korrektur vorgenommen wurde.

4 Marktmodell

Aus den bisher beschriebenen Modellen lassen sich auf monatlicher Basis statistische Parameter für die jeweilige Größe ermitteln. Legt man die Annahme zugrunde, dass jede dieser Zufallsgrößen annähernd normalverteilt ist, so kann eine einfache Methode angewendet werden, um diese Größen unter Zuhilfenahme der Lage- und Streuungsparameter und der Berücksichtigung der Korrelation "stochastisch" zu addieren bzw. zu subtrahieren (Hoese, et al., 1999). Für die meisten betrachteten Größen ist dies eine gute Näherung, wobei jedoch an dieser Stelle erwähnt werden muss, dass die Windeinspeisung eine schiefe Verteilung besitzt (vgl. Abbildung 4) und damit die Annahme einer Normalverteilung der mittleren monatlichen Erzeugung nur eine Näherung darstellt.

4.1 Methodik der Modellierung

Addiert man auf die einleitend erwähnte Weise den Verbrauch von Deutschland und Österreich, und subtrahiert anschließend die Erzeugung aller modellierten dargebotsabhängigen Einspeiser⁸, so erhält man Mittelwert und Streuung einer annähernd normalverteilten Residuallast. Diese wird mit der Merit Order der verbleibenden Kraftwerke (thermischer Kraftwerkspark) gegenübergestellt, wobei ein vollkommen unelastischer Verbrauch angenommen wird. Diese Vorgangsweise wird monatlich für die Peak- und Offpeak-Periode⁹ durchgeführt.

Die Merit Order wird mit Hilfe des Simulationsmodells ATLANTIS (Gutschi, et al., 2009) generiert. Das Modell berechnet auf Basis eines Datensatzes von installierten Kraftwerken im betrachteten Jahr 2007 unter Berücksichtigung der Brennstoff- und CO₂-Preise, des Einflusses von Kraft-Wärme-Kopplungen (KWK) auf die Leistung und den elektrischen Wirkungsgrad sowie der Berücksichtigung von Nichtverfügbarkeiten und Wartung die theoretisch erzeugbare Energie und den resultierenden Preis aller einsetzbaren Kraftwerke. Dieser Preis spiegelt die variablen Kosten des Kraftwerkes im Stationärbetrieb wider. Der Brennstoffpreis wird für jedes betrachtete Monat als konstant angenommen und auf den Mittelwert des im entsprechenden Monat des Jahres 2007 tatsächlich aufgetretenen Preises festgesetzt.

Neben dem Endkundenverbrauch werden im Modell auch die Import/Export-Bilanz und der Verbrauch durch Pumpspeicherkraftwerke im Pumpbetrieb berücksichtigt. Da es sich in beiden Fällen um eine vom Markt beeinflusste Größe handelt, werden diese nicht stochastisch berücksichtigt, sondern einfach zum Mittelwert des Residualverbrauchs addiert.

Die Aufteilung auf Peak- und Offpeak-Periode erfolgt dabei unterschiedlich. Für den Pumpverbrauch wird angenommen, dass dieser vollständig der Niedriglastperiode zugeordnet werden kann, was in guter Näherung der Realität entspricht. Für die Ex- und Importe werden die Ergebnisse einer Simulation mit dem Modell ATLANTIS herangezogen, die den physikalischen Lastfluss anhand eines Zonenpreismodells und einer DC-Lastfluss-Berechnung grob abschätzt.

⁸ Wind, Laufwasserkraft und Speicherkraft (nat. Zufluss) jeweils für Österreich und Deutschland

⁹ Spitzenlast (Peak) von Montag bis Freitag 8:00 bis 20:00, Niedriglast (Offpeak) Montag bis Freitag von 20:00 bis 8:00, Samstag und Sonntag ganztägig.

4.2 Ergebnisse des Marktmodells

Die Ergebnisse des Marktmodells werden anhand der Monate Jänner und September dargestellt. Diese Monate sind insofern besonders, da im Jänner die höchste und im September die geringste Streuung der Residuallast auftritt.

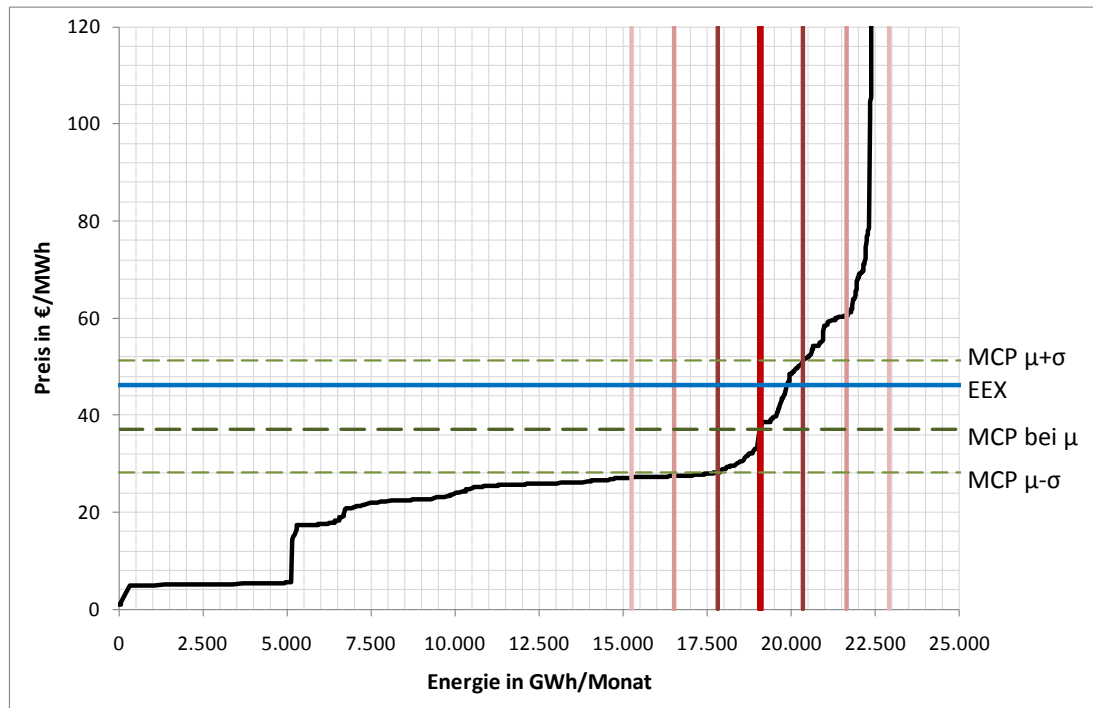


Abbildung 8: Modellergebnis für die Peak-Periode im Jänner 2007, rot ist der Residualverbrauch mit den jeweiligen Schwankungsbreiten $\pm\sigma$, $\pm 2\sigma$ und $\pm 3\sigma$ eingezeichnet.

In Abbildung 8 und Abbildung 9 sind die Modellergebnisse für den Monat Jänner dargestellt, wobei die grünen horizontalen Linien jene Preise darstellen, die sich beim simulierten Erwartungswert μ und den jeweiligen Abweichungen $\mu \pm \sigma$ des Residualverbrauchs bilden. In der Spitzenlastperiode (Abbildung 8) zeigt sich deutlich der Einfluss der betrachteten Schwankungen, da der Erwartungswert des Residualverbrauchs in den nichtlinearen Bereich der Angebotskurve fällt. Es ist weiters erkennbar, dass die Simulation eine gewisse Wahrscheinlichkeit für eine Energie-Unterdeckung ergibt. In der Realität würden in diesem Fall die Exporte gesenkt bzw. Energie aus den Nachbarstaaten importiert. Auf diese Gegebenheit wird in Kapitel 4.3 genauer eingegangen.

In der Off-Peak-Periode (Abbildung 9) ist der Einfluss auf den Marktpreis praktisch nicht vorhanden, da der Verbrauch hier in den Bereich der Kohlekraftwerke fällt, die alle zu ähnlichen variablen Kosten anbieten. In diesem Fall sind hauptsächlich die Brennstoffpreise ausschlaggebend für etwaige Preisschwankungen. Extremsituationen können den Strompreis jedoch beeinflussen, beispielsweise im Fall eines gesteigerten Verbrauchs bei wenig Einspeisung aus RES (Bereich $\mu+2\sigma$ bis $\mu+3\sigma$ in Abbildung 9, z.B. stabile Hochdrucklage im Winter).

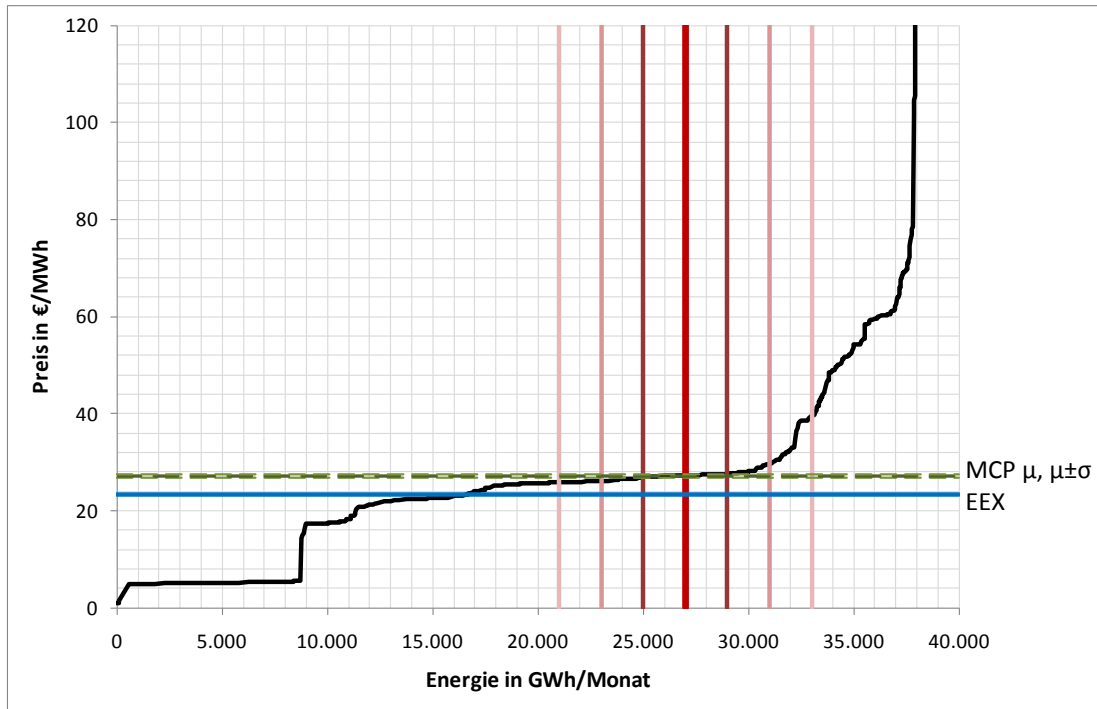


Abbildung 9: Modellresultat für die Offpeak-Periode im Januar 2007, rot ist der Residualverbrauch mit den jeweiligen Schwankungsbreiten $\pm\sigma$, $\pm 2\sigma$ und $\pm 3\sigma$ eingezeichnet.

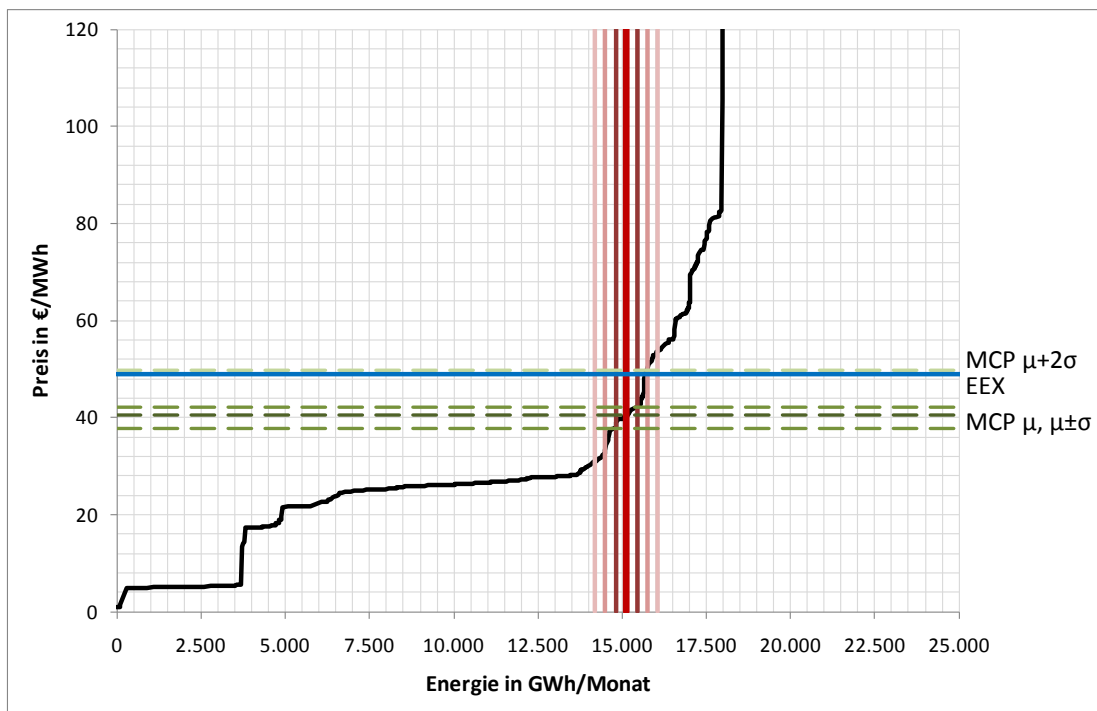


Abbildung 10: Modellresultat für die Peak-Periode im September 2007, rot ist der Residualverbrauch mit den jeweiligen Schwankungsbreiten $\pm\sigma$, $\pm 2\sigma$ und $\pm 3\sigma$ eingezeichnet.

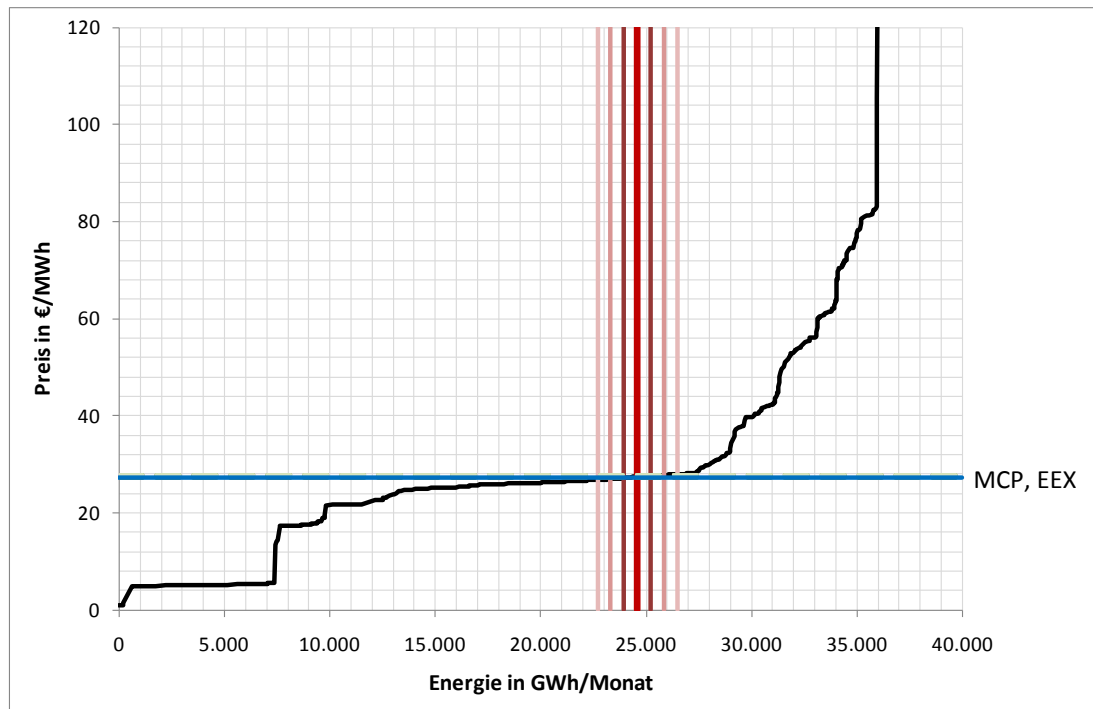


Abbildung 11: Modellergebnis für die Offpeak-Periode im September 2007, rot ist der Residualverbrauch mit den jeweiligen Schwankungsbreiten $\pm\sigma$, $\pm 2\sigma$ und $\pm 3\sigma$ eingezeichnet.

Die Ergebnisse des Monats September sind in Abbildung 10 und Abbildung 11 dargestellt. Im Vergleich zum Jänner sind die Schwankungen wesentlich geringer, da einerseits der Verbrauch und die Windeinspeisung gering sind und wenig schwanken und auch die Wasserkrafterzeugung nur mittelmäßige Schwankungen aufweist. Trotzdem ist in der Spitzenlastperiode (Abbildung 10) der Einfluss der Schwankungen nicht vernachlässigbar, was wiederum auf die Lage des Erwartungswertes des Verbrauchs zurückzuführen ist. Dieser liegt in einem steilen Bereich der Angebotskurve. In der Niedriglastperiode (Abbildung 11) ist, wie bereits am Beispiel Jänner dargestellt, der Einfluss der Schwankungen auf die Marktpreise wieder sehr gering.

4.3 Diskussion der Ergebnisse

Betrachtet man alle Abbildungen aus Kapitel 4.2 gemeinsam, so ist ein Trend erkennbar, dass das Modell Offpeakpreise über- und Peakpreise unterschätzt. Dies ist auf einige Tatsachen zurückzuführen, die in diesem Kapitel diskutiert werden.

Für die Import-Export-Bilanz wurde der tatsächliche Austausch des Jahres 2007 herangezogen, allerdings ist die Menge, die exportiert bzw. importiert wird, vom Marktpreis abhängig. Das bedeutet, dass eine Energieunterdeckung wie in Abbildung 8 in der Realität nicht wahrscheinlich ist, da bei einem so hohen Preis die Exporte stark reduziert würden bzw. sogar Energie aus benachbarten günstigeren Marktgebieten importiert werden würde.

Wie bereits erwähnt, sind die dargestellten Angebotskurven nur durch die variablen Kosten der einzelnen Kraftwerke bestimmt. Zusätzliche Kosten wie das Anfahren von Spitzenlastkraftwerken für sehr kurze Spitzenzeiten oder Abstellen von Grundlastkraftwerken für wenige Stunden können nicht berücksichtigt werden. Dadurch kommt es zu einer Unterschätzung der Spitzenlast- und einer Überschätzung der Niedriglastpreise.

Die Verfügbarkeit einzelner Kraftwerke wurde mit dem Mittel der Wartungsintervalle über fünf Jahre berücksichtigt. Tatsächlich sind beispielsweise in Deutschland im Jahr 2007 die Reaktoren Krümmel und Brunsbüttel aufgrund technischer Defekte Mitte des Jahres vom Netz gegangen. Da es sich um zwei große Erzeugungsblöcke handelt, die das Simulationsergebnis wesentlich beeinflussen, wurden diese für die September-Betrachtung aus der Angebotsliste entfernt.

Eine wesentliche Erkenntnis ist schlussendlich, dass sich in der Spitzenlastperiode der Verbrauch in einem stark nichtlinearen Bereich der Angebotskurve bewegt. Das bedeutet, dass die Verteilung des Residualverbrauchs, welche normalverteilt angenommen wurde¹⁰ und sich damit symmetrisch um den Erwartungswert bewegt, nicht direkt auf eine Verteilung der zu erwartenden Marktpreise umlegen lässt. Der Marktpreis bildet vielmehr eine schiefe Verteilung, wodurch der Erwartungswert des Preises höher liegt als jener Preis, der sich beim Erwartungswert des Verbrauchs ergibt.

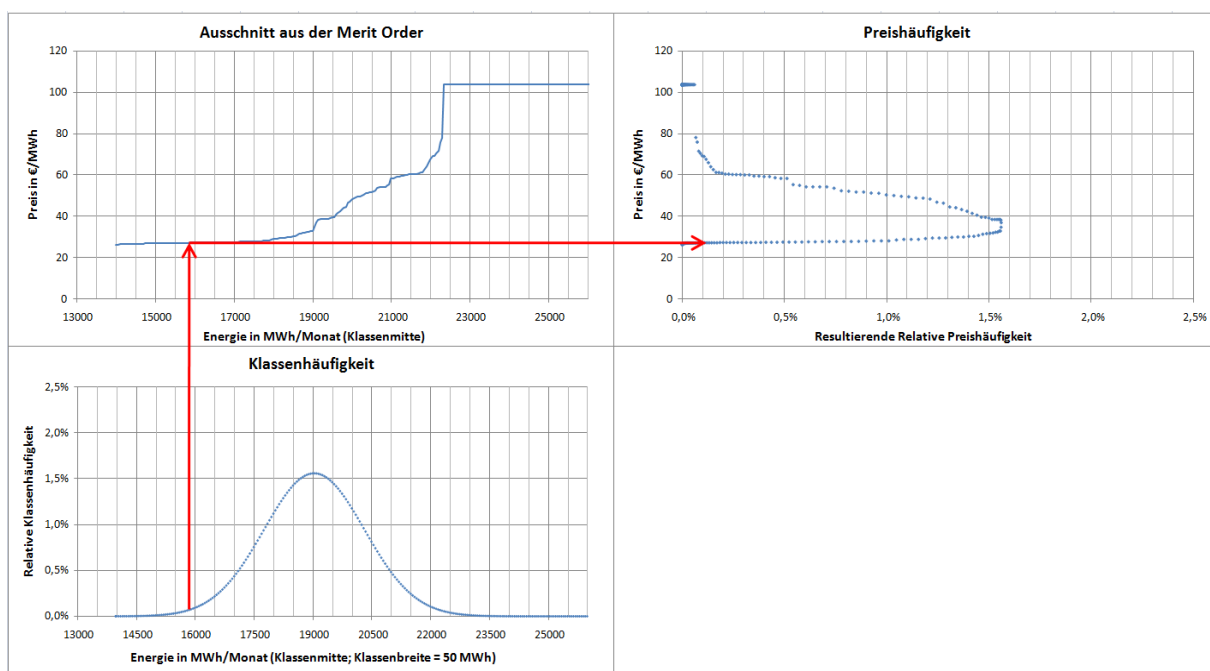


Abbildung 12: Bestimmung der Preishäufigkeitsdichtekurve aus der Häufigkeitsdichte des Residualverbrauchs anhand der Merit Order, Darstellung der Peak-Periode im Jänner

In Abbildung 12 ist die Bestimmung der Preishäufigkeitsdichte¹¹ über die nichtlineare Merit Order dargestellt (rote Pfeile). Die Schiefe der Preishäufigkeitsfunktion ist gut erkennbar, der Mittelwert des Marktpreises liegt mit ca. 46 €/MWh über dem Häufungspunkt von ca. 36 €/MWh.

¹⁰ Diese Annahme entspricht weitestgehend der Realität, da die Verteilung aus der Summe mehrerer Zufallsvariablen ermittelt wird, und daher der zentrale Grenzwertsatz (Sachs, et al., 2006 S. 192) angewendet werden kann.

¹¹ Die Merit Order wurde für diese Betrachtung auf eine Preisobergrenze limitiert, da Preise über dieser Grenze aufgrund der Preisabhängigkeit der Import-Export-Bilanz, wie bereits erwähnt, sehr unwahrscheinlich sind.

5 Zusammenfassung

Die in dieser Arbeit dargestellten Modelle bieten eine Möglichkeit, aufgrund historischer meteorologischer Daten eine Langzeitverteilung der Windstromerzeugung, der Wasserkraft und des Verbrauchs zu simulieren. Auf deren Basis kann der Einfluss der Schwankungen auf den Strompreis mit einem einfachen Marktmodell analysiert werden. Es zeigt sich, dass die Auswirkungen auf den Marktpreis in der Spitzenlastzeit erheblich sein können, jedoch abhängig von der Jahreszeit unterschiedlich ausfallen. In der Niedriglastperiode bewegt sich die Nachfrage in einem sehr flachen Bereich der Angebotskurve, so dass Verbrauchs- und Erzeugungsschwankungen von RES den Strompreis im Marktgebiet Deutschland/Österreich kaum beeinflussen. Eine weitere Erkenntnis dieser Untersuchung ist, dass die nichtlineare Angebotskurve eine schiefe Verteilung der Preishäufigkeiten bewirkt. Dies bedeutet, dass der Mittelwert des Preises höher ist als jener Preis, der sich beim Erwartungswert des Residualverbrauchs einstellen würde.

6 Literaturverzeichnis

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

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

ENTSO-E. 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>.

Gutschi, Christoph und Bachhiesl, Udo. 2009. ATLANTIS - Simulationsmodell der europäischen Elektrizitätswirtschaft bis 2030. *Elektrotechnik & Informationstechnik.* 2009, 126/12, S. 438-448.

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.

Nischkauer, Hans. 2005. *E-Control Working Paper Nr. 15 - Temperaturabhängigkeit des Strom- und Gasverbrauchs.* Wien : s.n., 2005.

Sachs, Lothar und Hedderich, Jürgen. 2006. *Angewandte Statistik - Methodensammlung mit R, zwölfte Auflage.* Berlin, Heidelberg : Springer Verlag, 2006. ISBN 3-540-32160-8.

Schüppel, Andreas. 2010. *Modellierungsansätze zur Beschreibung dargebotsabhängiger Stromerzeugung.* Graz : Technische Universität Graz, Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation (IEE), 2010.