

**ERMITTLUNG DES MARKTWERTES DER DEUTSCHLANDWEITEN
STROMERZEUGUNG AUS REGENERATIVEN KRAFTWERKEN
STUDIE FÜR DIE VIER DEUTSCHEN ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER
IM AUFTRAG DER AMPRION GMBH
FINALE VERSION**



Berlin, 06.10.2015

Für Amprion GmbH

Alexander Fernahl, Philipp Götz,
Dr. Johannes Henkel, Thorsten Lenck

INHALTSVERZEICHNIS

1.	Zusammenfassung.....	1
2.	Vorgehen zur Prognose der Marktwertfaktoren	2
3.	Historische Marktwertfaktoren.....	4
3.1.	Windenergie an Land (§§ 49 EEG-2014)	5
3.2.	Windenergie auf See (§ 50 EEG-2014).....	6
3.3.	Photovoltaik (§ 51 EEG-2014)	7
4.	Prognose der Marktwertfaktoren.....	9
4.1.	Methodik der Prognose.....	9
4.2.	Prognoseergebnisse.....	13
4.2.1.	Windenergie an Land	13
4.2.2.	Windenergie auf See	15
4.2.3.	Photovoltaik.....	16
4.3.	Sensitivitätsanalyse	18
4.4.	Verifikation der Ergebnisse.....	20
5.	Qualitätssicherung	23
	Anhang.....	24
	Quellenverzeichnis.....	25

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Darstellung der Berechnungsformel des (monatlichen) Marktwertfaktors	2
Abbildung 2: Hochrechnung der Einspeisung aller EEG-Anlagen (Windenergie an Land).....	5
Abbildung 3: Historische Marktwertfaktoren von Strom aus Windenergie an Land	6
Abbildung 4: Hochrechnung der Einspeisung aller EEG-Anlagen (Windenergie auf See).....	6
Abbildung 5: Historische Marktwertfaktoren von Strom aus Windenergie auf See	7
Abbildung 6: Hochrechnung der Einspeisung aller EEG-Anlagen (Photovoltaik).....	8
Abbildung 7: Historische Marktwertfaktoren von Strom aus Photovoltaik	8
Abbildung 8: Funktionsschema des Fundamentalmodells Power2Sim.....	9
Abbildung 9: Prognostizierte Marktwertfaktoren für Windenergie an Land für 2016 (Trend-Szenario)	14
Abbildung 10: Prognostizierte Marktwertfaktoren für Windenergie an Land bis 2020 (Trend-Szenario)	15
Abbildung 11: Prognostizierte Marktwertfaktoren für Windenergie auf See für 2016 (Trend-Szenario)	15
Abbildung 12: Prognostizierte Marktwertfaktoren für Windenergie auf See bis 2020 (Trend-Szenario)	16
Abbildung 13: Prognostizierte Marktwertfaktoren für Photovoltaik für 2016 (Trend-Szenario).....	17
Abbildung 14: Prognostizierte Marktwertfaktoren für Photovoltaik bis 2020 (Trend-Szenario).....	17
Abbildung 15: Ergebnis der Variation von Einspeisemengen und Stromnachfrage	19
Abbildung 16: Vergleich historischer und simulierter monatlicher Marktwertfaktoren	22

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Definition der Szenarien.....	18
--	----

1. ZUSAMMENFASSUNG

Diese Studie ist Teil der jährlichen Prognose der Umlage nach dem Erneuerbaren Energien Gesetz (EEG) durch die deutschen Übertragungsnetzbetreiber zusammen mit den Losen 1¹ und 2². Ziel ist die Prognose der Marktwertfaktoren für Photovoltaik, Windenergie an Land und auf See für das Jahr 2016 und die folgenden Jahre bis 2020. Der Marktwertfaktor stellt dar, welchen Wert der Strom aus erneuerbaren Energien durchschnittlich am Spotmarkt für Strom erzielt. Liegt der Faktor über eins, werden Erlöse über dem durchschnittlichen Stromspotmarktpreisen erzielt. Bei Faktoren unter eins, liegen die Erlöse unter den durchschnittlichen Stromspotmarktpreisen.

In Kapitel 2 werden die Berechnung und das Vorgehen zur Prognose der Marktwertfaktoren erläutert. Kapitel 3 beschreibt die verwendeten historischen Daten zur Einspeisung erneuerbarer Energien und stellt spezifisch für jeden Energieträger die Einspeisedaten sowie die historischen Marktwertfaktoren dar. In Kapitel 4 werden das zur Prognose verwendete Fundamentalmodell und die verwendeten Modellansätze erläutert, sowie die Ergebnisse der Modellierung dargestellt. Abschließend erfolgen eine Sensitivitätsanalyse durch Szenario Variationen und Plausibilisierung der Ergebnisse durch einen historischen Abgleich, um die Robustheit und Sinnhaftigkeit der prognostizierten Marktwertfaktoren sicherzustellen. Kapitel 5 erläutert unternehmensinterne Prozesse zur Sicherung der Qualität.

¹ „Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG geförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2016 bis 2020“ (Los 1)

² „Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromabgabe an Letztverbraucher für die Kalenderjahre 2016 bis 2020“ (Los 2)

2. VORGEHEN ZUR PROGNOSE DER MARKTWERTFAKTOREN

Der Marktwert der Stromerzeugung aus regenerativen Kraftwerken bemisst sich gemäß den Regelungen des EEG-Ausgleichsmechanismus an den markträumenden Preisen (englisch: market clearing price MCP) der vortägigen Auktion von Strom an der European Power Exchange (EPEX) zur Lieferung in das Marktgebiet Deutschland/Österreich für die einzelnen Stunden des Folgetages (EPEX 2015).

Der Marktwert wird energieträgerscharf für den deutschlandweit jährlich eingespeisten EEG-Strom in Form sogenannter Marktwertfaktoren ermittelt. Der historische Marktwertfaktor wird berechnet als Quotient aus den durchschnittlichen Erlösen der EEG-Einspeisung in der EPEX-Spotauktion und den mittleren EPEX-Spotauktionspreisen jeweils für einen Betrachtungszeitraum. Die mathematische Formel zur Berechnung des Marktwertfaktors ist grafisch dargestellt in:

$$\text{Marktwertfaktor} = \frac{\sum_h \left(\text{EPEX MCP} \times \text{EEG-Produktion} \right)}{\text{Phelix Base Month} \times \text{Monatsarbeit}}$$

Abbildung 1: Darstellung der Berechnungsformel des (monatlichen) Marktwertfaktors

Durch Multiplikation der prognostizierten Marktwertfaktoren mit dem nach § 2 der Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus (AusglMechV 2015) zugrunde zu legenden Vermarktungspreises und der Multiplikation mit der EEG-Stromeinspeisung, sollen die Vermarktungserlöse der EEG-Stromeinspeisung ermittelt werden. Zudem sind die Marktwertfaktoren in Kombination mit den erwarteten Marktpreisen die Basis für die Zahlung der Marktprämie an Anlagenbetreiber von EEG-Anlagen im Marktprämienmodell.

Mit Hilfe dieser Marktwertfaktoren sollen im Zuge der Prognose der EEG-Umlage die Vermarktungserlöse der Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien sowie die Zahlungen an Anlagen in der geförderten Direktvermarktung nach § 34 EEG (Marktprämie) abgeschätzt werden. Die

EEG-Umlage wird einmal jährlich am 15. Oktober für den Zeitraum des darauf folgenden Kalenderjahres berechnet. Zudem sollen Marktwertfaktoren für die Mittelfristprognose der EEG-Umlage für die Kalenderjahre 2016 bis 2020 genutzt werden.

In dieser Studie werden die Marktwertfaktoren hierfür ermittelt. Dieser Bericht beschreibt sowohl das von Energy Brainpool entwickelte Modell zur Ermittlung der Marktwertfaktoren sowie dessen Aktualisierung für die diesjährige Prognose.

Die Marktwertfaktoren werden in drei Schritten prognostiziert und verifiziert.

- **Ermittlung der historischen Marktwertfaktoren**

Die historischen Marktwertfaktoren ergeben sich aus den Veröffentlichungen der Übertragungsnetzbetreiber auf der zentralen Transparenzplattform www.netztransparenz.de.

- **Prognose der Marktwertfaktoren für die Jahre 2016-2020**

Auf Basis der ermittelten tatsächlichen historischen Marktwertfaktoren sowie dem entsprechenden EEG-Zubau-Szenario werden die Marktwertfaktoren je Energieträger für die Jahre ab 2016 prognostiziert.

- **Funktionalitätsprüfung und Plausibilisierung des Modells**

Zur Prüfung des Modells auf Funktionalität und zur Plausibilisierung der zukünftigen Marktwertfaktoren wird das Modell im dritten Schritt auf die Vergangenheit angewendet und mit den tatsächlich aus den EEG-Erzeugungsdaten und den EPEX-Strompreisen (MCP) ermittelten Marktwertfaktoren verglichen.

3. HISTORISCHE MARKTWERTFAKTOREN

In diesem Kapitel werden die Marktwertfaktoren der einzelnen Energieträger für die Historie dargestellt. Dabei werden die Energieträger Windenergie an Land, auf See und Photovoltaik betrachtet. Die Historie beinhaltet in Absprache mit den Auftraggebern den Zeitraum von Januar 2012 bis Juni 2015. Datengrundlage der historischen Werte sind die Veröffentlichungen auf der Transparenzplattform der Übertragungsnetzbetreiber (2015a). Auf dieser Seite werden auf monatlicher Basis die Marktwerte der oben genannten Energieträger veröffentlicht.

Die Marktwerte beruhen auf den stündlichen Hochrechnungen der Erzeugungszeitreihen, welche ebenfalls durch die Übertragungsnetzbetreiber (2015b) bereitgestellt werden sowie die stündlichen Strompreise der stündlichen Auktion der EPEX Spot SE (2015).

Die jährlichen Marktwerte werden nicht auf der Website bereitgestellt und werden deshalb mit den oben genannten Daten zusätzlich errechnet.

Die Marktwertfaktoren werden energieträgerscharf sowohl in monatlicher als auch in jährlicher Auflösung nach folgenden Formeln berechnet.

FORMEL ZUR BERECHNUNG DES MONATLICHEN MARKTWERTFAKTORS:

$$MWF_{E,m} = \frac{\sum_{h=1}^n (EPEX_MCP_h \times EE_Produktion_{E,h})}{\left(\frac{\sum_{h=1}^n EPEX_MCP_h}{n} \times \sum_{h=1}^n EE_Produktion_{E,h} \right)}$$

FORMEL ZUR BERECHNUNG DES JÄHRLICHEN MARKTWERTFAKTORS:

$$MWF_{E,j} = \frac{\sum_{h=1}^k (EPEX_MCP_h \times EE_Produktion_{E,h})}{\left(\frac{\sum_{h=1}^k EPEX_MCP_h}{k} \times \sum_{h=1}^k EE_Produktion_{E,h} \right)}$$

MWF	Marktwertfaktor	m	Monat
k	Anzahl der Stunden im Jahr	n	Anzahl der Stunden im Monat
h	Stunde		
j	Jahr		
E	Energieträger		

3.1. WINDENERGIE AN LAND (§§ 49 EEG-2014)

Abbildung 2 zeigt die Hochrechnung der Summe der Einspeisung aller Windkraftanlagen an Land in Deutschland im Betrachtungszeitraum (einschließlich der Anlagen in der Direktvermarktung). Darin ist das für Windkraftanlagen typische Erzeugungsmuster mit sehr starken kurzfristigen Schwankungen zwischen fast 0 und bis 35 000 MW zu sehen. Zusätzlich ist bei näherer Betrachtung ein saisonales Muster zu erkennen: In den Wintermonaten erzeugen Windkraftanlagen typischerweise mehr Strom als in den Sommermonaten.

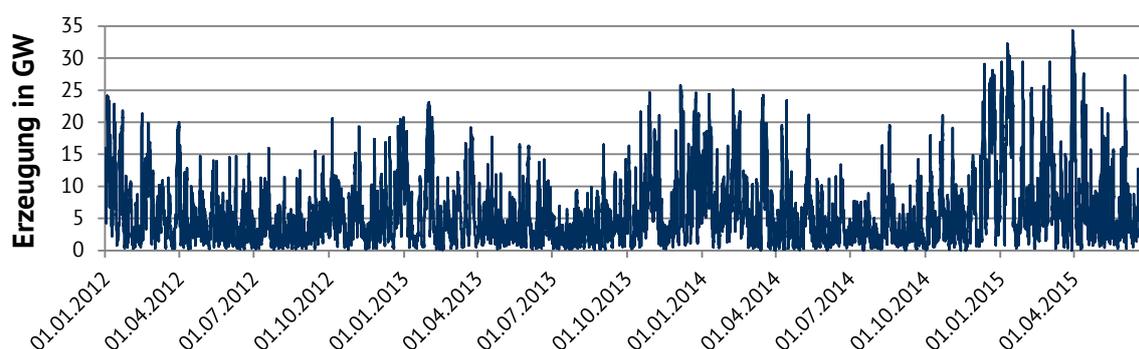


Abbildung 2: Hochrechnung der Einspeisung aller EEG-Anlagen (Windenergie an Land)

In Abbildung 3 sind die historischen Marktwertfaktoren der Stromerzeugung aus Windenergie an Land zu sehen. In dieser Abbildung ist die durch den Merit-Order-Effekt der Windenergie herbeigeführte saisonale Schwankung zu erkennen: Durch die hohen Leistungen, welche an Windenergie eingespeist werden und die starke Fluktuation der Einspeisung sind die Windenergieeinspeisung und die Börsenpreise negativ miteinander korreliert. In Zeiten hoher Windeinspeisung (vorwiegend in den Winter- und Übergangsmonaten) sind die Marktwertfaktoren relativ niedrig, während sie in den Sommermonaten (mit relativ niedriger Windenergieeinspeisung) tendenziell höher ausfallen. Im Jahresmittel liegen die Marktwertfaktoren deutlich unter 1, ein Ergebnis desselben Phänomens.

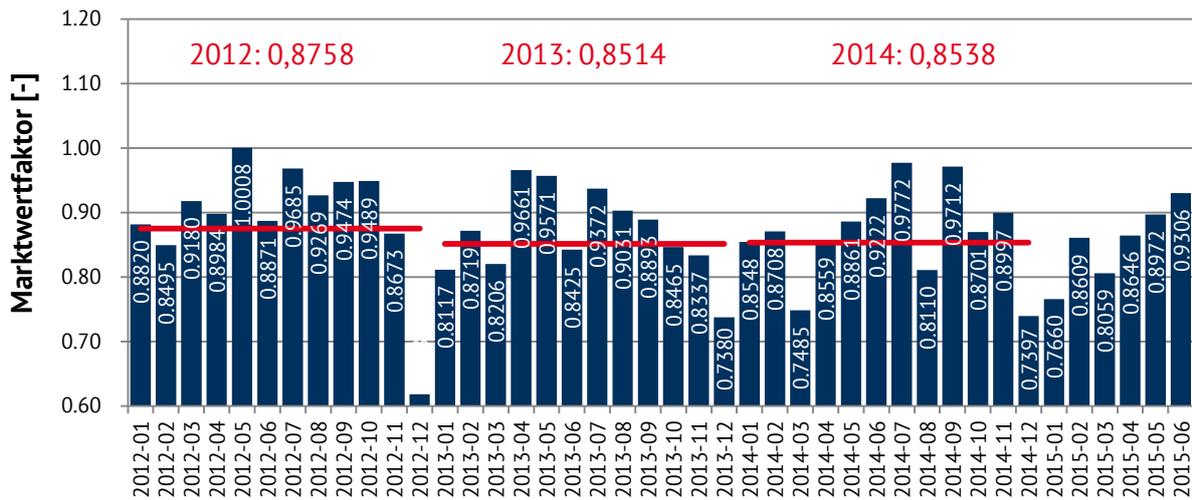


Abbildung 3: Historische Marktwertfaktoren von Strom aus Windenergie an Land

3.2. WINDENERGIE AUF SEE (§ 50 EEG-2014)

In Abbildung 4 ist die Summe der Einspeisung aller Windkraftanlagen auf See in Deutschland im Betrachtungszeitraum (einschließlich der Anlagen in der Direktvermarktung) zu sehen. Es ist deutlich zu erkennen, dass die Einspeisung hier aufgrund der geringen Anzahl an Windparks sehr deutlich von der technischen Verfügbarkeit einzelner Windparks abhängt. Den Daten zu Folge scheint insbesondere die Verfügbarkeit des Windparks „BARD Offshore 1“ (mit einer installierten Leistung von 400 MW der derzeit größte deutsche Offshore-Park) bzw. der dazugehörigen Netzanbindung schwankend zu sein. Der Park wurde offiziell im August 2013 eröffnet, allerdings erfolgte im Bauprozess bereits nach und nach eine Teilinbetriebnahme der installierten und angeschlossenen Anlagen.

Aus Abbildung 4 ist ersichtlich, dass bisher noch nicht über einen längeren Zeitraum stabile Einspeiselinien zu beobachten waren.

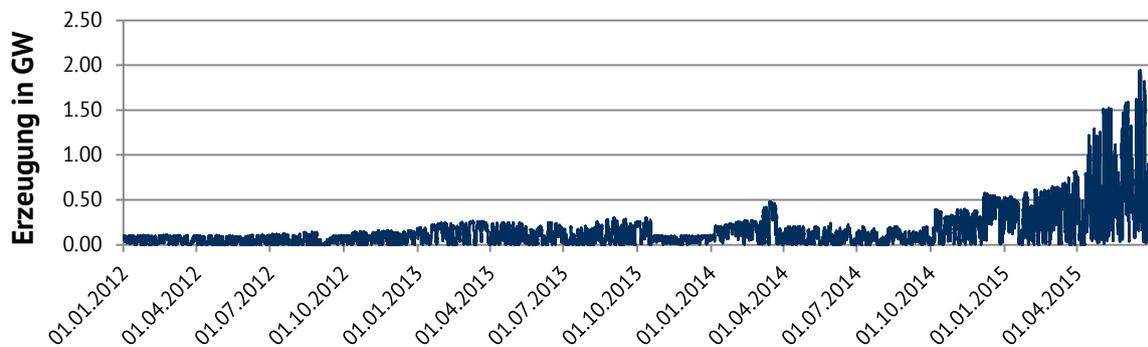


Abbildung 4: Hochrechnung der Einspeisung aller EEG-Anlagen (Windenergie auf See)

Abbildung 5 zeigt die historischen Marktwertfaktoren der Stromerzeugung aus Windenergie auf See. Im Vergleich zu den in Abbildung 3 gezeigten Marktwertfaktoren der Windenergie an Land liegen die Marktwertfaktoren Anlagen auf See durchweg höher. Dies ist auf das deutlich gleichmäßigere Erzeugungsprofil der Anlagen auf See mit weniger ausgeprägten Erzeugungsspitzen und höheren Volllaststunden zurückzuführen.

Auch hier kann ein saisonaler Zyklus erkannt werden mit steigenden Marktwertfaktoren zur Jahresmitte und danach wieder sinkenden Marktwertfaktoren zum Jahresende. Dieser Zyklus wird seit dem letzten Jahr immer stärker überlagert von anderen Einflüssen auf den Strompreis wie die Photovoltaik-Einspeisung oder die kalenderbedingte Stromnachfrage. Aufgrund der oben diskutierten Phänomene der Einspeisezeitreihe ist jedoch davon auszugehen, dass die historischen Marktwertfaktoren darüber hinaus stark von schwankenden Anlagen- bzw. der Windpark-Verfügbarkeit geprägt sind.

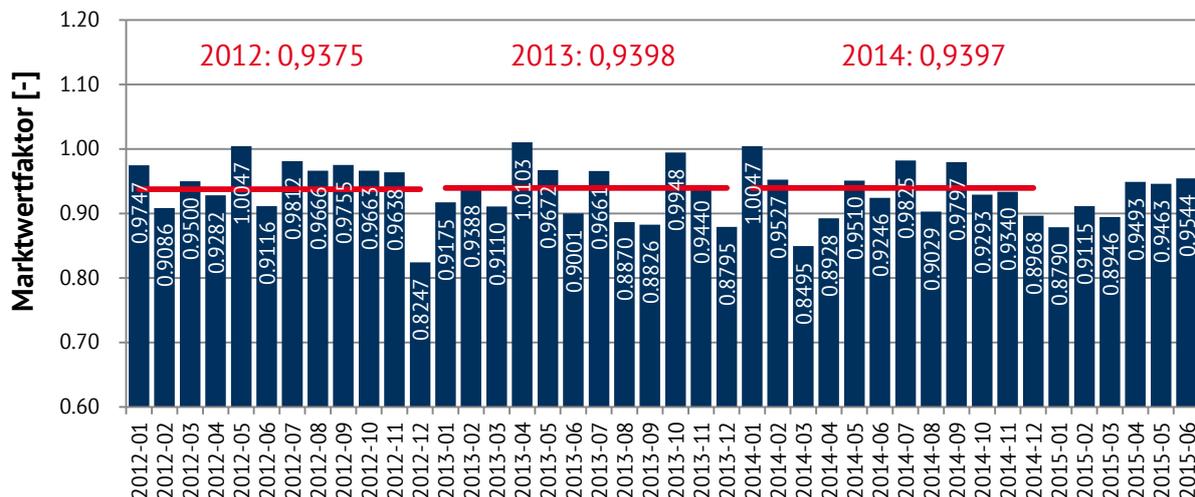


Abbildung 5: Historische Marktwertfaktoren von Strom aus Windenergie auf See

Der auffallend niedrige Marktwertfaktor im Dezember 2012 ist durch die hohe Einspeisung in Zeiten niedriger Strompreise und die niedrige Einspeisung in Zeiten hoher Strompreise zu erklären. So kam es an den Weihnachtsfeiertagen bei hoher Einspeisung zu extrem negativen Strompreisen (im Minimum unterhalb von minus 220 EUR/MWh), welche den Marktwert der Windstromeinspeisung auf See im Mittel des gesamten Monats nach unten gezogen hat.

3.3. PHOTOVOLTAIK (§ 51 EEG-2014)

Als letztes zeigt Abbildung 6 die Summe der Einspeisung aller Photovoltaikanlagen in Deutschland im Betrachtungszeitraum (einschließlich der Anlagen in der Direktvermarktung). Neben den ausgeprägten saisonalen Zyklen ist die starke Abhängigkeit von der aktuellen Wetterlage zu

sehen. Während die PV-Erzeugungsspitze an einigen Tagen im Sommer 2013 nur ca. 7 GW beträgt, liegt sie an anderen Tagen bei knapp unter 25 GW.

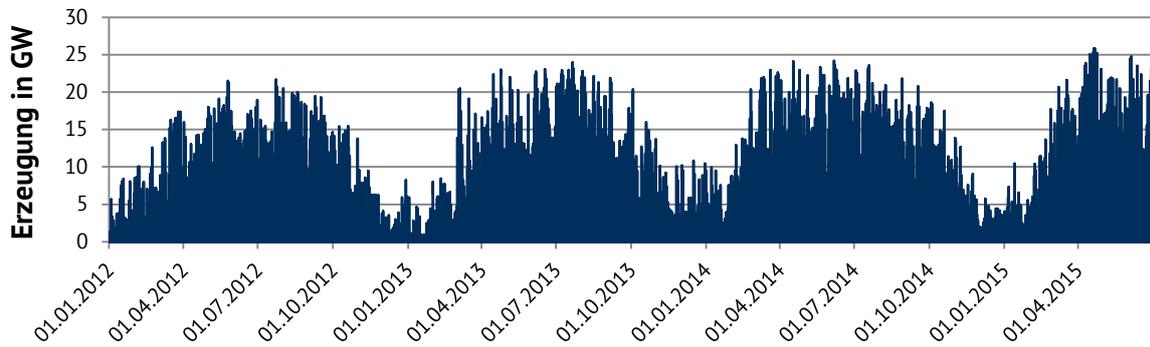


Abbildung 6: Hochrechnung der Einspeisung aller EEG-Anlagen (Photovoltaik)

Die historischen Marktwertfaktoren der Stromeinspeisung von Photovoltaik-Anlagen sind in Abbildung 7 zu sehen. Auch hier treten wie bei der Windenergie deutliche Schwankungen auf, welche durch den Merit-Order-Effekt verursacht werden. Deutlich zu sehen ist dieser Effekt in den feriengeprägten Übergangszeiten im Frühjahr und Herbst, in denen die Strompreise sehr sensitiv auf die Einspeisung von Photovoltaikanlagen reagieren (niedrige Marktwertfaktoren bei vergleichsweise hoher Einspeisung z. B. im Oktober 2012 und im März 2013). Während der jährliche Marktwertfaktor der PV aufgrund der Einspeisung zu Peak-Zeiten bisher immer größer als 1 gewesen ist, war er im Jahr 2013 zum ersten Mal niedriger als 1.

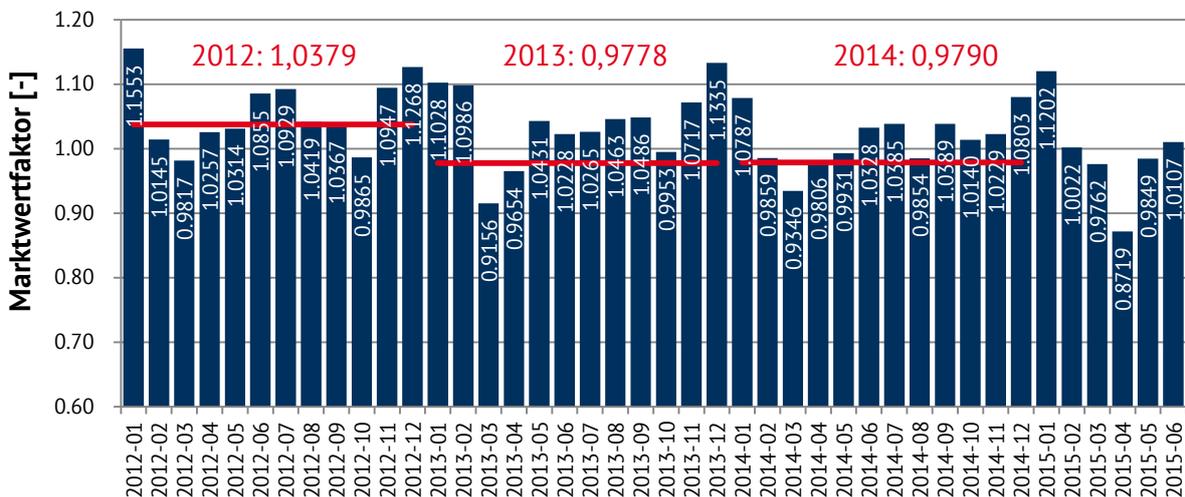


Abbildung 7: Historische Marktwertfaktoren von Strom aus Photovoltaik

4. PROGNOSE DER MARKTWERTFAKTOREN

4.1. METHODIK DER PROGNOSE

Die Marktwertfaktoren ergeben sich aus den erzeugten Strommengen je Energieträger sowie den Strompreisen. Die Strompreise ergeben sich aus der Stromnachfrage und der Merit-Order der Kraftwerke, also auch aus der Einspeisung erneuerbarer Energien. Da die Merit-Order und damit die Strompreisbildung am Markt, auf Grund der Kraftwerkskosten, des „Market Couplings“ etc., nicht linear ist, wird statt einer analytischen Funktion zur Ermittlung der Prognose der Marktwertfaktoren für die Jahre 2016 bis 2020 das von Energy Brainpool entwickelte Fundamentalmodell Power2Sim herangezogen.

Grundlage dieses Modells für die Berechnung des Großhandelsstrompreises in Deutschland ist die Zusammenführung der sich unter den Modellannahmen ergebenden Angebots- und Nachfragekurven.

Die nachfolgende Abbildung 8 zeigt den vereinfachten Aufbau von Power2Sim.

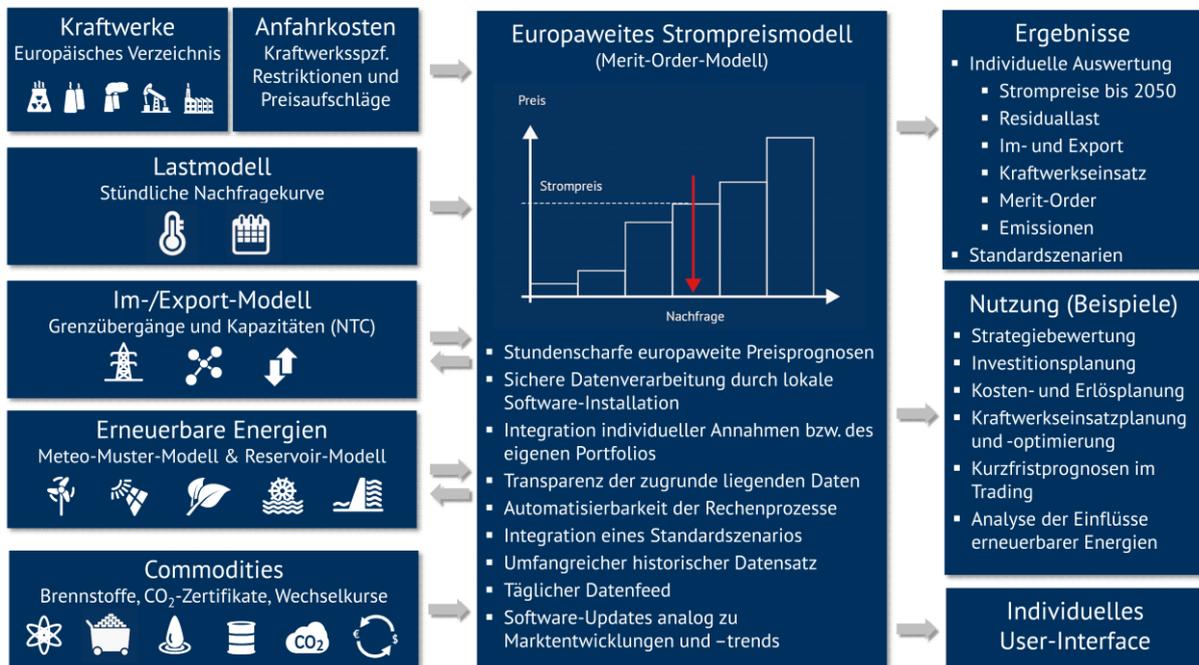


Abbildung 8: Funktionsschema des Fundamentalmodells Power2Sim

Das Power2Sim besteht aus mehreren Modulen, in denen einzelne Modelle abgebildet sind:

STROMNACHFRAGE

Die Stromnachfrage wird durch das Lastmodell auf Basis von Typtagprofilen, einem Ferien- und Feiertagskalender sowie dem Szenariotrend für jedes einzelne europäische Land stundenscharf für die Zukunft modelliert.

Die monatliche Stromnachfrage wird vom Los 2 übernommen und mit Hilfe des Lastmodells in eine stundenscharfe Zeitreihe umgewandelt.

KRAFTWERKE

Mit Hilfe des „Europäischen Kraftwerksverzeichnis“ in Kombination mit Brennstoffpreisen, die als externe Parameter auf Basis von Metastudien, Terminmarktpreisen etc. vorgegeben werden müssen, berechnet das Power2Sim die kurzfristigen Grenzkosten der Stromerzeugung. Ausbau- und Ausstiegsszenarien einzelner Kraftwerkstechnologien können länderscharf festgelegt-, sowie Veränderungen in der Kraftwerkstechnik, wie Wirkungsgradverbesserungen oder der Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplung, abgebildet werden.

Für jede Technologie wird dafür der Anteil der Kraftwärmekopplung (KWK) festgelegt, welcher in der Ermittlung des Strompreises eine besondere Rolle spielt. Dieser Grad an KWK kann als Szenario länderscharf und technologiescharf (primärenergieträgerscharf) verändert werden. Von jedem Kraftwerk wird der entsprechende KWK-Anteil als Must-Run-Kraftwerk in die Merit-Order mit aufgenommen und erzeugt damit unabhängig von den simulierten Strompreisen, um die benötigte Wärme bereitzustellen.

Das Anfahrkostenmodell gibt den Kraftwerken die Möglichkeit, ihre technischen Restriktionen in Form weiterer Kosten auf ihre kurzfristigen Grenzkosten zu addieren sowie minimale Stillstandszeiten festzulegen und Wirkungsgradveränderungen bei Kalt- und Warmstarts zu berücksichtigen. Die Parameter können für einzelne Kraftwerke und alle (restlichen) Kraftwerke des Landes mit gleichem Energieträger definiert werden.

IM- UND EXPORT

Das Im- und Exportmodell ersetzt feste Zeitreihen des Stromaustauschs und lässt die Stromaustausche iterativ berechnen. Immer beginnend mit der größten Preisdifferenz zwischen zwei Nachbarstaaten wird eine vorher festgelegte Transfermenge in MW ausgetauscht. Dies führt zu einer Preisangleichung zwischen den beiden Ländern, hieraus ergeben sich neue Preisdifferenzen zwischen den Ländern und es wird wieder bei der höchsten Differenz Strom ausgetauscht. Dieser Prozess wird so lange durchgeführt, bis sich alle Preise angeglichen haben oder die

Grenzkupplungskapazitäten ausgeschöpft sind. Das Modell lässt dabei nur intuitive Stromflüsse zu, dies bedeutet, dass ein Land mit niedrigen Preisen in ein Land mit hohen Preisen nur exportieren kann.

ERNEUERBARE ENERGIEN

Erzeugungen aus erneuerbaren Energien werden nach verschiedenen Energieträgern getrennt und unterschiedlich abgebildet:

- Solarenergie,
- Windenergie,
- Wasserkraft und
- andere erneuerbare Energien.

Die Erzeugungszeitreihen für erneuerbare Energien werden von der Studie „Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG geförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2016 bis 2020 (Los 1)“ übernommen, welche ebenfalls für die Berechnung der EEG-Umlage erstellt wird. Die hier simulierten Erzeugungsmuster werden in das Modell Power2Sim integriert.

Erzeugung aus erneuerbaren Energien wird von der simulierten Nachfrage abgezogen und somit die Residuallast gebildet. Der Schnittpunkt aus Residuallast und der Angebotskurve aus Kraftwerken ergibt den Großhandelsstrompreis der jeweiligen Stunde.

DATENQUELLEN

Die grundlegende Datenbasis ergibt sich aus öffentlich verfügbaren Quellen, wie z. B. EUROSTAT (2015) und ENTSO-E (2015). Anhand der historischen Strompreise, Erzeugungs- und Strom austauschmengen sowie Emissionen wird das Modell kalibriert. Für Szenarien in die Zukunft ist auf Grund des Stromaustausches ein konsistentes Szenario für ganz Europa unerlässlich. Hierfür wird die Studie „EU Energy, transport and GHG emissions trends to 2050 – Reference Scenario 2013“ (Capros et al. 2013) herangezogen, die von der Generaldirektion für Transport und Energie der Europäischen Kommission in Auftrag gegeben wurde. Erarbeitet wurde die Studie durch das E3M-Lab des „Institute of Communication and Computer Systems of the National Technical University of Athens“ (ICCS-NTUA). Da diese Studie die (energiebezogene) Entwicklung aller EU-Mitgliedstaaten mit großer Detailtiefe beschreibt, eignet sie sich sehr gut als Grundlage aller Berechnungen. Mit der Europäischen Kommission als Auftraggeber kann sie als seriöse Quelle angesehen werden.

Die Szenarioentwicklungen für den Ausbau als auch die Einspeisemuster erneuerbarer Energien in Deutschland sowie der Stromnachfrage ergeben sich aus den Vorgaben des Los 1 bzw. Los 2 für jeweils drei Szenarien:

- Oberes Szenario,
- Trend-Szenario und
- Unteres Szenario.

Die zukünftige Entwicklung von Brennstoffpreisen und CO₂-Zertifikatspreisen ergibt sich aus den Abrechnungspreisen des Terminmarktes der EEX vom 15.07.2015 (EEX 2015).

Für den historischen Zeitraum werden die auf der Transparenzplattform der Übertragungsnetzbetreiber (2015b) veröffentlichten Daten in das Fundamentalmodell integriert. Für andere Energieträger werden die Erzeugungsmengen von EUROSTAT (2015) und ENTSO-E (2015) verwendet. Das Modell berechnet dann auf Basis der getroffenen Annahmen den stundenscharfen Strompreis und wird anhand der historischen Strompreise, Stromaustauschmengen zwischen den Ländern, Erzeugungsmengen fossiler Energieträger und Emissionen für Deutschland und den wichtigsten europäischen Ländern kalibriert. So können die tatsächlichen historischen Marktwertfaktoren für die Jahre 2012 bis 2015 modelliert werden.

Auf Basis der genannten Entwicklungsszenarien für Deutschland bzw. Europa werden danach die Marktwertfaktoren für die EEG-Stromeinspeisungen der einzelnen Energieträger für die Jahre 2016 bis 2020 prognostiziert. Bei Laufwasserkraftanlagen wird nur ein Bruchteil der tatsächlich erzeugten Strommengen durch das EEG vergütet. Power2Sim berücksichtigt hingegen alle Einspeisemengen, weshalb der Entwicklungstrend und die Saisonalität der bereitgestellten Daten auf Grundlage der gesamtdeutschen Einspeisung³ übernommen werden.

Die Marktwertfaktoren sind als Funktion des Ausbaus der erneuerbaren Energien anzusehen. Am Beispiel der Photovoltaik ist dies am anschaulichsten darzustellen: Die Einspeisung der Photovoltaikanlagen hat die Besonderheit, dass sie ihren Höchststand naturgemäß immer in den Mittagstunden erreicht. Zu dieser Zeit ist die Nachfrage am Spotmarkt tendenziell ebenfalls vergleichsweise hoch. Der starke Ausbau der PV-Kapazitäten in Deutschland erhöht das Angebot am Spotmarkt und hat somit einen dämpfenden Effekt auf die Preisspitzen in den Mittagstunden.

³ Vgl. BMWi (2015)

Durch die stundenscharfe Modellierung sowohl der EEG-Einspeisemengen als auch der sich ergebenden Spotmarktpreise wird dieser Effekt im Power2Sim bei der Prognose der Marktwertfaktoren berücksichtigt.

Neben dem Ausbau der Stromerzeugungskapazitäten aus erneuerbaren Energien existieren eine Reihe weiterer Faktoren, die die Marktwertfaktoren in den kommenden Jahren beeinflussen. Diese Faktoren haben jeweils unterschiedliche Einflüsse auf die Preis- bzw. Mengenstruktur des am EPEX-Spotmarkt gehandelten Stroms. Zukünftige Einflüsse können sein:

- Lastverschiebungen durch zunehmende Nutzung von Smart-Metern/Smart-Grids bzw. Einspeise- und Verbrauchsmanagement
- Lastverschiebung durch Änderung der Anlagenfahrweise in der Kraft-Wärme-Kopplung
- Flexibilisierung der Einspeisung durch zunehmende Nutzung von Speichern

Diese Einflussfaktoren, die dahinter stehenden EEG-Stromeinspeisemengen und deren Auswirkung können derzeit nicht verlässlich vorhergesagt werden und werden daher bei der Prognose der Marktwertfaktoren in dieser Studie nicht berücksichtigt.

4.2. PROGNOSEERGEBNISSE

In diesem Kapitel werden die Prognoseergebnisse der Marktwertfaktoren dargestellt und ausgewertet. Grundlage der Berechnung bildet das Fundamentalmodell Power2Sim (siehe Abschnitt 4.1).

4.2.1. WINDENERGIE AN LAND

Die Erzeugung von Windanlagen an Land ist geprägt durch eine hohe Volatilität auf Grund sich ständig verändernder Windgeschwindigkeiten in Abhängigkeit von der Wettersituation. Die hohen installierten Kapazitäten führen zu starken Preisbeeinflussungen (Merit-Order-Effekt). Die Ergebnisse sind in der folgenden Abbildung dargestellt.

Der jährliche Marktwert für Windenergie an Land liegt deutlich unter 1. Somit erzielt die Vermarktung des Stromes aus diesen Anlagen geringere Erlöse im Vergleich zum Jahresdurchschnittspreis für Strom. Die dargestellten Ergebnisse sind gewichtet. Aus diesem Grund ergibt sich der Jahreswert nicht aus dem Mittelwert der einzelnen Monate.

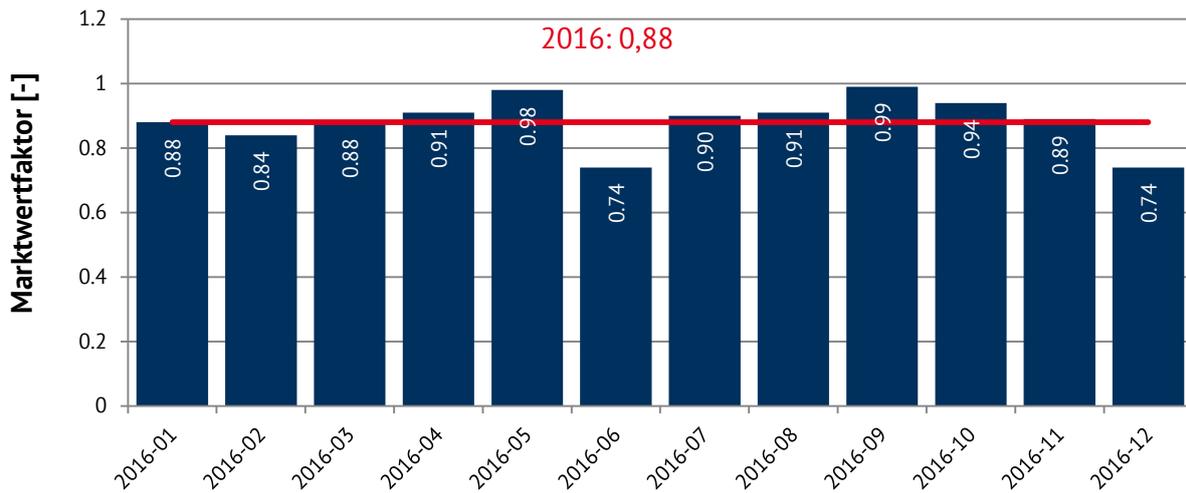


Abbildung 9: Prognostizierte Marktwertfaktoren für Windenergie an Land für 2016 (Trend-Szenario)

Die Erzeugung im Szenario folgt einer gewissen Saisonalität, damit ist die Erzeugung in den Wintermonaten tendenziell höher als in den Sommermonaten. In Monaten, in denen die Erzeugung von Windkraftanlagen auf eine geringe Nachfrage oder hohe Erzeugung anderer erneuerbarer Energien trifft, nehmen die Marktwerte deutlich ab. So ist die Erzeugung aus Photovoltaik im Juni am größten. Die hohe Einspeisung beider Technologien in diesem Monat führt durch die saisonbedingte geringe Nachfrage zu niedrigeren Strompreisen und damit Marktwerten. Im Dezember ist die Erzeugung aus Windenergie hoch und trifft auf eine niedrige Nachfrage am Ende des Jahres bedingt durch die Feiertage. Dies führt ebenfalls zu niedrigeren Marktwerten.

Die mittelfristige Entwicklung der Marktwerte zeigt im Trend-Szenario einen fallenden Trend. Dies ist vor allem bedingt durch den stetigen Ausbau von Windkraftanlagen. Die große Anzahl an Anlagen und die gleichzeitige Einspeisung führen zu stärkeren und häufigeren Preisrückgängen durch den Merit-Order-Effekt.

Die Entwicklung bis 2020 zeigt die Abbildung 10.

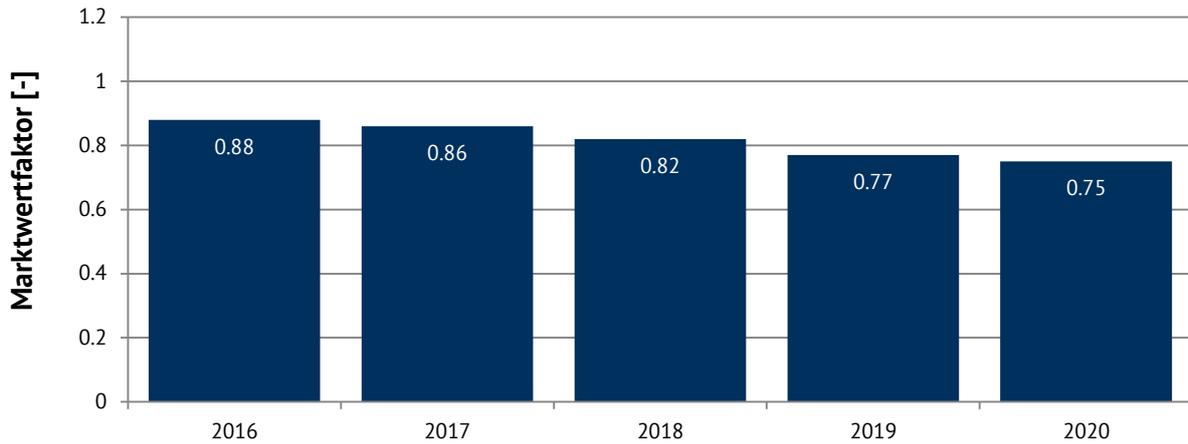


Abbildung 10: Prognostizierte Marktwertfaktoren für Windenergie an Land bis 2020 (Trend-Szenario)

4.2.2. WINDENERGIE AUF SEE

Die aggregierten Erzeugungsmengen von Windanlagen auf See sind stark abhängig von den Verfügbarkeiten der einzelnen Windparks und besitzen eine Einspeisecharakteristik, die mit der Einspeisung aus Anlagen an Land hoch korreliert, jedoch gleichmäßiger verläuft als diese. In den nächsten Jahren wird von weiterem Zuwachs der installierten Kapazitäten ausgegangen.

Die sich ergebenden Marktwertfaktoren sind in der folgenden Abbildung dargestellt. Generell sind die Marktwertfaktoren für das Jahr 2016 sehr stabil und folgen keiner ausgeprägten Saisonalität wie sie zum Beispiel bei der Windenergie an Land zu beobachten ist (siehe Abschnitt 4.2.1). Dies liegt vor allem an den aktuell relativ geringen Kapazitäten, die somit die Marktpreise nur unwesentlich beeinflussen, sowie an der höheren Auslastung der einzelnen Anlagen.

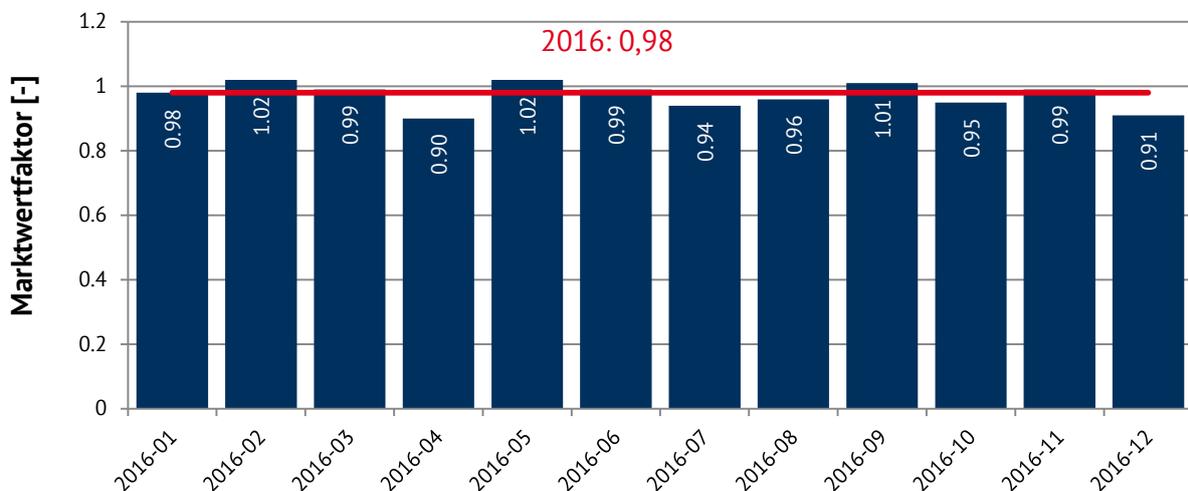


Abbildung 11: Prognostizierte Marktwertfaktoren für Windenergie auf See für 2016 (Trend-Szenario)

Die Monate April und Dezember weichen vom allgemeinen Verlauf der monatlichen Marktwerte ab. Im Dezember ist ebenso wie bei Windenergie an Land die Erzeugung deutlich größer als in den anderen Monaten des Jahres und führt in Kombination mit den niedrigen Marktpreisen bedingt durch die hohe Gesamteinspeisung aus Windenergie zu geringen Marktwerten. Im Monat April trifft das verwendete stündliche Profil häufiger mit hohen Erzeugungsspitzen auf Zeiten niedriger Nachfrage (z. B. Wochenenden und Feiertage), als in anderen Monaten, und kann dadurch geringere Erlöse und Marktwerte erzielen.

In der mittelfristigen Entwicklung (Abbildung 12) zeigen sich die Marktwerte sehr stabil mit einem sehr geringfügigen Rückgang bis 2020.

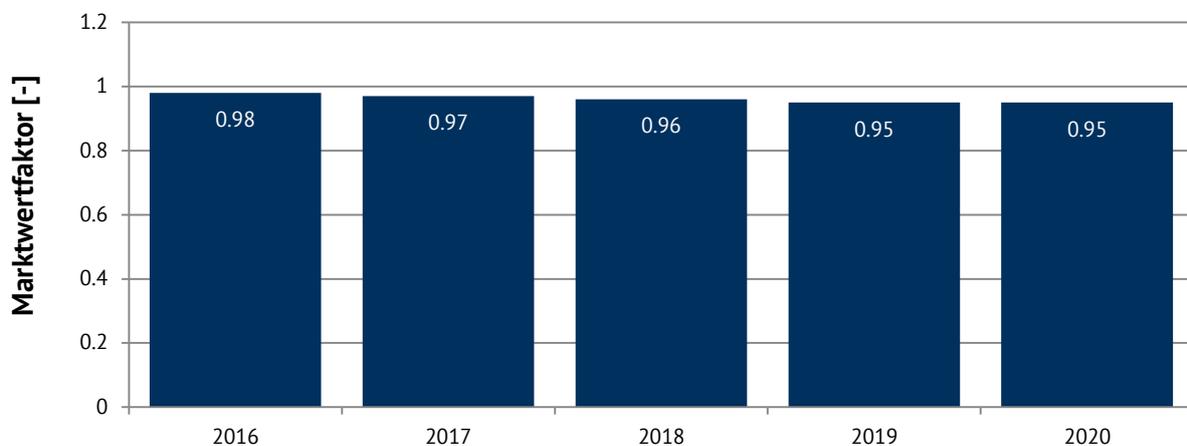


Abbildung 12: Prognostizierte Marktwertfaktoren für Windenergie auf See bis 2020 (Trend-Szenario)

4.2.3. PHOTOVOLTAIK

Die Erzeugung von Photovoltaik ist vor allem durch die täglichen und saisonalen Zyklen geprägt. Die sich ergebenden Marktwertfaktoren sind in der folgenden Abbildung dargestellt.

Die Erzeugung von Photovoltaik ist stark saisonal geprägt, mit einer hohen Erzeugung in den Sommermonaten und einer geringen Erzeugung in den Wintermonaten. Der Unterschied zwischen den monatlichen Erzeugungsmengen im Winter und Sommer ist im Szenario mehr als das Siebenfache.

Dadurch erreichen die Photovoltaikanlagen in den Wintermonaten höhere Marktwerte als in den Sommermonaten. Die geringere Erzeugung führt zu geringen Merit-Order-Effekten und kann höhere Erlöse generieren. Die Marktwerte liegen im Jahresmittel unter eins. Das bedeutet, dass

die Preise in den Peakload-Zeiten⁴ durch die Erzeugung so stark beeinflusst werden, dass sie nicht mehr höhere Erlöse gegenüber dem durchschnittlichen Strompreis erreichen können. Typischerweise liegen nämlich die Strompreise in den Peakload-Zeiten höher als der Durchschnitt, der Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien kann dies ändern.

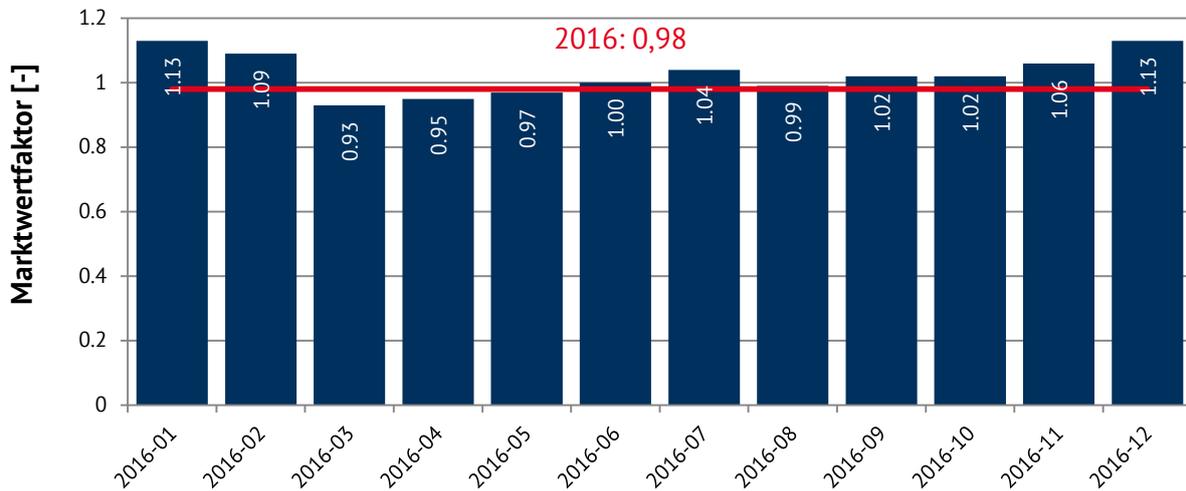


Abbildung 13: Prognostizierte Marktwertfaktoren für Photovoltaik für 2016 (Trend-Szenario)

Mittelfristig zeigt sich ein ähnlicher Trend wie bei Windenergieanlagen an Land. Die Marktwerte nehmen langfristig durch den stetigen Ausbau der erneuerbaren Energien ab.

Die Entwicklung zeigt die Abbildung 14.

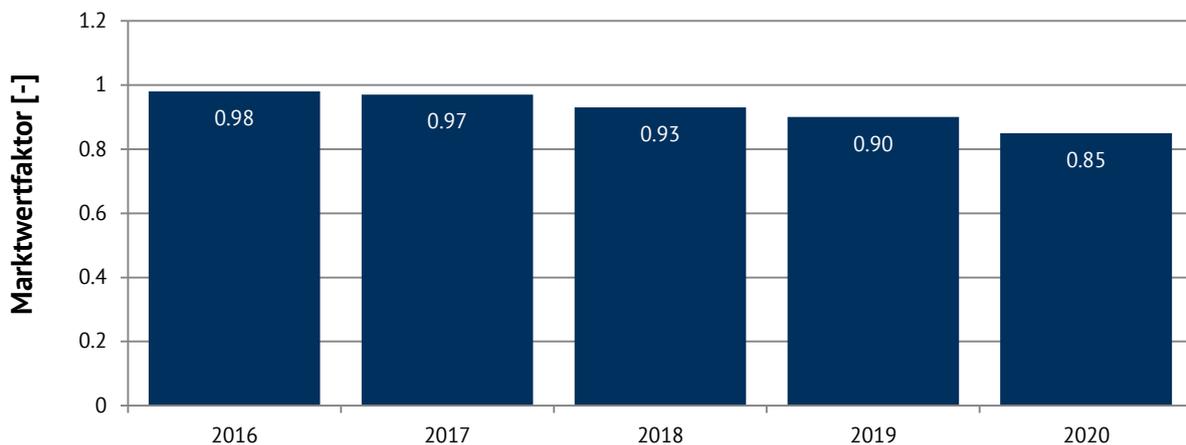


Abbildung 14: Prognostizierte Marktwertfaktoren für Photovoltaik bis 2020 (Trend-Szenario)

⁴ Peakload der Epex Spot: Montag bis Freitag, 8 bis 20 Uhr

4.3. SENSITIVITÄTSANALYSE

Für die Bewertung der Robustheit der Marktwertfaktorprognose wird eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Dabei werden die Einspeisemengen (Los 1) und die Stromnachfrage (Los 2) variiert. Dafür werden die verschiedenen Szenarien miteinander kombiniert, sodass im „Oberen Szenario“ hohe Marktwertfaktoren und im „Unteren Szenario“ niedrige Marktwertfaktoren entstehen. Die dafür verwendete Kombination ist in Tabelle 1 dargestellt.

Tabelle 1: Definition der Szenarien

MARKTWERTFAKTOREN	ERZEUGUNG AUS ERNEUERBAREN ENERGIEN	STROMNACHFRAGE
Hoch (Oberes Szenario)	Niedrig	Hoch
Trend (Trend-Szenario)	Trend	Trend
Niedrig (Unteres Szenario)	Hoch	Niedrig

Bedingt durch eine hohe Nachfrage und niedrige Erzeugung erneuerbarer Energien ergeben sich höhere Strompreise. Der Einfluss der erneuerbaren Energien auf die einzelnen Stundenpreisen ist dadurch geringer, wodurch die Marktwertfaktoren steigen. Bei hoher Erzeugung und niedriger Nachfrage werden die Preise durch den Merit-Order-Effekt deutlich stärker gesenkt, weshalb die Marktwertfaktoren niedriger liegen.

Die Ergebnisse der Variationsläufe Windenergie an Land, auf See und Photovoltaik sind in den Diagrammen der Abbildung 15 dargestellt.

Bedingt durch die größeren installierten Leistungen beim Ausbau von Windenergie an Land und Photovoltaik Anlagen, ergeben sich erheblich stärkere Abweichung in den Szenarien, als bei Windenergie auf See. In allen Szenarien ist langfristig ein Rückgang der Marktwertfaktoren zu erkennen.

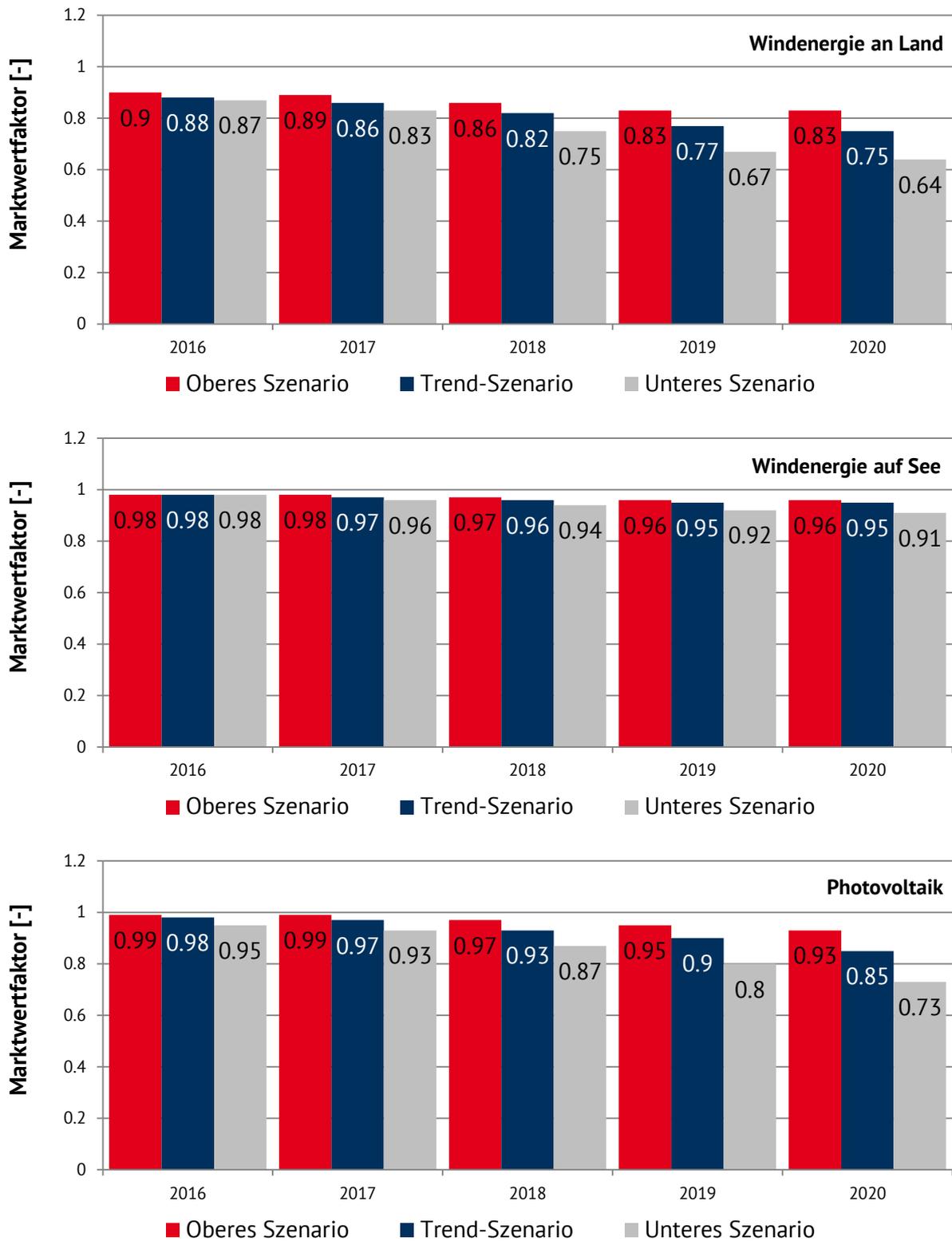


Abbildung 15: Ergebnis der Variation von Einspeisemengen und Stromnachfrage

4.4. VERIFIKATION DER ERGEBNISSE

Zur Bewertung der Ergebnisse werden die Berechnungen des Fundamentalmodells Power2Sim mit historischen Werten verglichen. Je geringer hier die Abweichungen sind, desto verlässlicher sind die errechneten Marktwertfaktoren für die Zukunft auf Basis des zugrundeliegenden Szenarios.

Für die Bewertung werden die jährlichen und historischen Marktwertfaktoren für Photovoltaik, Windenergie an Land und auf See seit 2012 verwendet, sowie die Hochrechnungen für die Erzeugung aus diesen Energieträgern.⁵

Abbildung 16 zeigt den Vergleich simulierter und historischer monatlicher Marktwertfaktoren. Abweichungen zwischen den historischen Marktwertfaktoren und den für den historischen Zeitraum modellierten Marktwertfaktoren ergeben sich in Monaten, die sehr extreme, vor allem negative Preise aufweisen, da fundamentale Marktmodelle Extrempreise modellbedingt eher unterschätzen. Hier sticht vor allem der Dezember 2012 hervor. Aufgrund der unterdessen erfolgten Marktveränderung⁶ sind extrem negative Preise im Betrachtungszeitraum nicht mehr zu erwarten. Die genannten Abweichungen sind daher für die Prognose der Marktwertfaktoren nicht relevant. In den anderen Monaten zeigt sich, dass die Modellergebnisse den historischen Verlauf sehr gut wiedergeben, die Abweichungen sind meist marginal.

Daneben ist für eine genaue Modellierung in diesen Zeiten auch eine sehr gute Datenlage notwendig. Das beinhaltet genaue Kenntnisse über die Stromnachfrage, Erzeugungsmengen, verfügbare Kraftwerke und Grenzübergangskapazitäten etc., welche für den europäischen Markt nur in geringem Maße oder zum jetzigen Zeitpunkt für den Backtesting-Zeitraum noch nicht vollständig zur Verfügung stehen (die Daten von Eurostat für das Jahr 2014 werden erst im Frühjahr 2016 veröffentlicht).

Die berechneten Marktwertfaktoren liegen ab 2014 tendenziell höher als die historischen, da der gewählte fundamentale Merit-Order-Ansatz zur Berechnung der Strompreise bei sehr niedrigen historischen Preisen zu höheren und bei sehr hohen Strompreisen zu niedrigeren Ergebnissen kommt. Dies lässt sich vor allem auf das nicht fundamentale Verhalten der Marktteilnehmer in diesen Situationen zurückführen (bei hohen Preisen werden Preisaufläge auf die Grenzkosten addiert, bei niedrigen Preisen Preisnachlässe gestattet), welche nur bedingt mo-

⁵ Transparenzplattform der Übertragungsnetzbetreiber (2015a, b)

⁶ Vgl. Energy Brainpool (2014)

delltechnisch abgebildet werden können. Es ist davon auszugehen, dass bei einer besseren Datenlage der Markt und die Strompreise im Modell besser abgebildet werden.

Ferner werden die Strompreise am Markt auf Basis von Prognosen gebildet. Die Modellierung wurde den Vorgaben entsprechend auf Basis der Hochrechnung für Solar, Windenergie an Land und auf See durchgeführt. Die Abweichungen zwischen Prognose und Erzeugung haben in einem nicht-linearen Modell schwer abschätzbare Folgen und führen zu systematischen Fehlern.

Dem Ergebnissen des Backtestings (siehe Abbildung 16) ist zu entnehmen, dass das Modell sehr gut für die Prognose der Marktwertfaktoren geeignet ist.

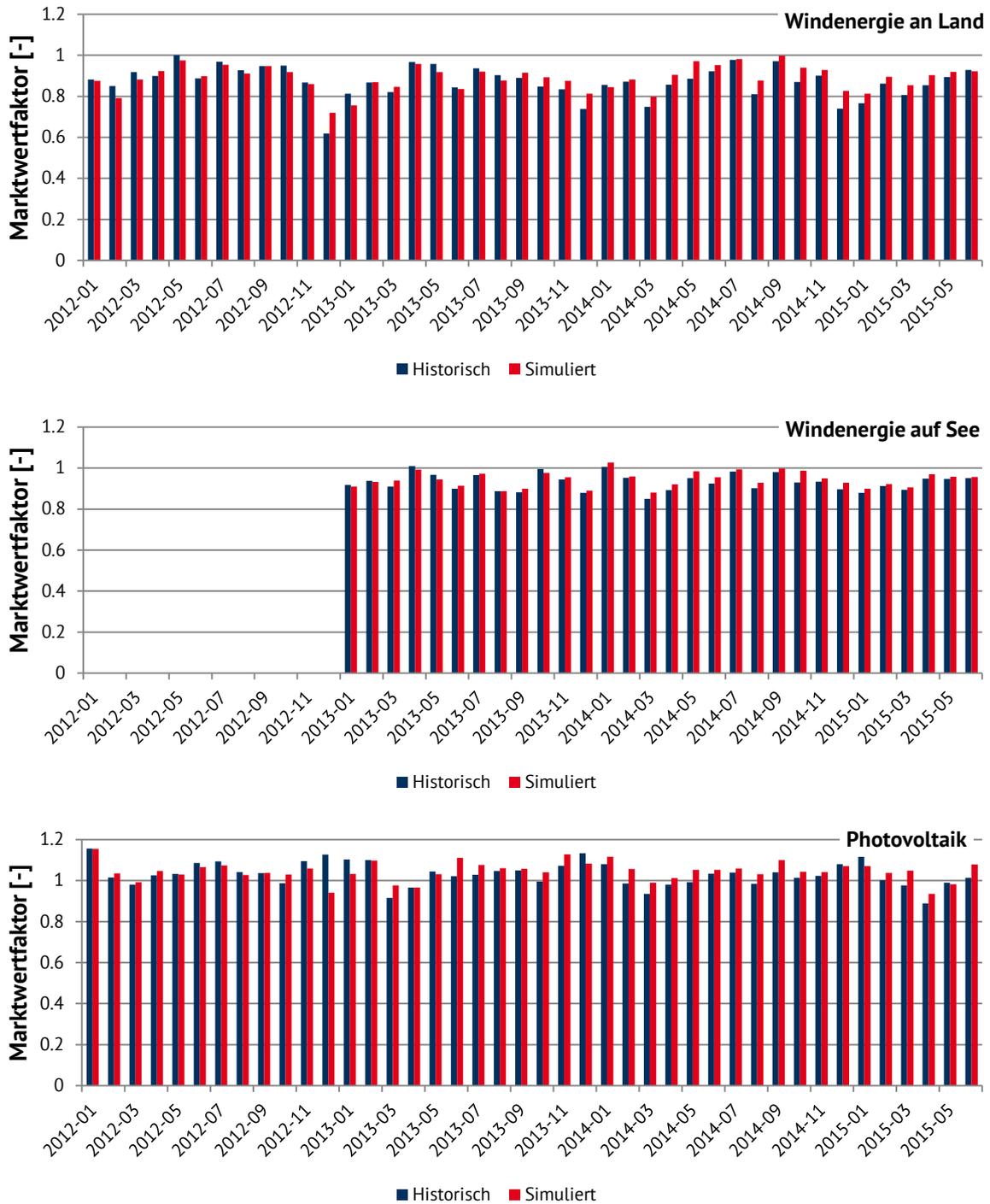


Abbildung 16: Vergleich historischer und simulierter monatlicher Marktwertfaktoren

5. QUALITÄTSSICHERUNG

Für die Qualitätssicherung werden folgende Verfahren angewendet:

Die verwendeten, historischen Erzeugungsdaten der einzelnen erneuerbaren Energieträger werden mit verschiedenen öffentlichen Quellen mit unterschiedlicher Granularität (z.B. Stunden-, Monats- und Jahreswerte) verglichen.

Eine Gremienkontrolle sorgt dafür, dass Ergebnisse und deren Herleitung von mehreren Personen überprüft werden, bevor diese weiterverwendet oder dokumentiert werden.

Das zur Prognose der Marktwertfaktoren verwendete Fundamentalmodell Power2Sim unterliegt einem ständigen internen Kalibrierungsprozess, der die Modellergebnisse mit den länderspezifischen Strompreisen, Import-Export-Flüssen und Stromerzeugungsmengen für Deutschland und weitere europäische Länder vergleicht. Dies geschieht sowohl an historischen Werten, als auch an zukünftigen Werten, wie beispielsweise an Stromterminmarktpreisen.

Power2Sim ist ein kommerzielles Modell, welches von Energy Brainpool entwickelt wurde und europaweit von verschiedensten Unternehmen zur kurz-, mittel- und langfristigen Markteinschätzung eingesetzt wird.

Die Modellergebnisse in Form der Marktwertfaktoren werden detailliert auf ihre Plausibilität untersucht sowie im entsprechenden Zeitraum mit den historischen Werten verglichen. Ferner werden unterstützend Szenariovariationen verwendet.

ANHANG

JÄHRLICHE MARKTWERTFAKTOREN

	MWF Solare Strahlungsenergie in %			MWF Wind an Land in %			MWF Wind auf See in %		
	Oberes Szenario	Trend-Szenario	Unteres Szenario	Oberes Szenario	Trend-Szenario	Unteres Szenario	Oberes Szenario	Trend-Szenario	Unteres Szenario
2016	99%	98%	95%	90%	88%	87%	98%	98%	98%
2017	99%	97%	93%	89%	86%	83%	98%	97%	96%
2018	97%	93%	87%	86%	82%	75%	97%	96%	94%
2019	95%	90%	80%	83%	77%	67%	96%	95%	92%
2020	93%	85%	73%	83%	75%	64%	96%	95%	91%

QUELLENVERZEICHNIS

BMWi (2015): „Gesamtausgabe der Energiedaten – Datensammlung des BMWi“, Tabelle 22, <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/Binaer/energie-daten-gesamt,property=blob,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.xls> [20.09.2015]

Capros et al. (2013): EU Energy, Transport and GHG Emissions Trends to 2050. Reference Scenario 2013. Hg. v. European Commission. Directorate-General for Energy, Directorate-General for Climate Action and Directorate-General for Mobility and Transport

EEX (2015), Marktdaten der Terminmärkte der European Energy Exchange

Energy Brainpool (2014): Studie „Negative Strompreise“ im Auftrag der Agora Energiewende, Juni 2014, <http://www.agora-energiewende.de/service/publikationen/publikation/pub-action/show/pub-title/negative-strompreise-ursachen-und-wirkung/>

EPEX Spot SE (2015), Marktdaten des Stromspotmarktes

ENTSO-E (2015), Detailed monthly production „for all countries for a specific range of time“, <https://www.entsoe.eu/data/data-portal/production/> [20.09.2015]

EUROSTAT (2015), „Versorgung, Umwandlung, Verbrauch - Elektrizität - jährliche Daten“ (nrg_105a)

Transparenzplattform der Übertragungsnetzbetreiber (2015a), [online] <http://www.netztransparenz.de/de/Marktwerte.htm> [20.09.2015]

Transparenzplattform der Übertragungsnetzbetreiber (2015b), [online] http://www.netztransparenz.de/de/Online_Hochrechnung_Wind_Onshore.htm, http://www.netztransparenz.de/de/Online_Hochrechnung_Wind_Offshore.htm, http://www.netztransparenz.de/de/Online_Hochrechnung_Solar.htm [20.09.2015]

IMPRESSUM

Autoren:

Alexander Fernahl

Philipp Götz

Dr. Johannes Henkel

Thorsten Lenck

Herausgeber:

Energy Brainpool GmbH & Co. KG

Brandenburgische Straße 86/87

10713 Berlin

www.energybrainpool.com

kontakt@energybrainpool.com

Tel.: +49 (30) 76 76 54 - 10

Fax: +49 (30) 76 76 54 - 20

Oktober 2015

© Energy Brainpool GmbH & Co. KG, Berlin

Das Werk einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung außerhalb der Grenzen des Urheberrechtsgesetzes ist ohne die Zustimmung des Herausgebers unzulässig und strafbar. Das gilt vor allem für Vervielfältigungen in irgendeiner Form (Fotokopie, Mikrokopie oder ein anderes Verfahren), Übersetzung und die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Systemen.

Für die Richtigkeit und Vollständigkeit der Inhalte findet eine Haftung ohne Rücksicht auf die Rechtsnatur des Anspruchs nicht statt. Sämtliche Entscheidungen, die auf Grund der bereitgestellten Informationen durch den Leser getroffen werden, fallen in seinen Verantwortungsbereich.