

# Wertigkeit erneuerbarer Energien am Beispiel Windkraft in Deutschland

Andreas Schüppel, Heinz Stigler

Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, Technische Universität Graz  
Inffeldgasse 18, 8160 Graz, +43 316 873 7902, andreas.schueppel@tugraz.at  
<http://www.IEE.tugraz.at>

**Kurzfassung:** Zur Gewährleistung des Erreichens der politischen Klimaziele der EU und deren Mitgliedsstaaten werden die Erzeugungskapazitäten erneuerbarer Energieträger stetig ausgebaut. In Deutschland haben die fluktuierenden Einspeiser Windkraft und Photovoltaik jeweils die 30 GW-Marke deutlich überschritten. Dies bleibt nicht ohne Folgen für das Gesamtsystem der Elektrizitätsversorgung und auch die Endkunden spüren diesen massiven Ausbau bereits deutlich. Dieser Beitrag beschäftigt sich anhand des Beispiels Windkraft mit verschiedenen Aspekten der fluktuierenden erneuerbaren Energieträger, um in einer möglichst gesamtsystemischen Betrachtung die Wertigkeit des Energieträgers Wind bestimmen zu können. Dabei wird in technische und wirtschaftliche Aspekte unterschieden und zu jeder Kategorie ein Beispiel anhand konkreten Berechnungen und Simulationen gegeben.

**Keywords:** Wertigkeit, Windkraft, Erneuerbare Energien, Deutschland, Gesamtsystem

## 1 Einleitung

Zur Erreichung der nationalen EU-2020-Ziele und aufgrund der Vorreiterrolle bei der Entwicklung und Umsetzung erneuerbarer Energien, für die sich Deutschland aktiv entschieden hat, werden in Deutschland finanzielle Fördermechanismen insbesondere im Stromsektor eingesetzt. Diese Mechanismen haben in den letzten Jahren zu einem exzessiven Ausbau von Wind und Photovoltaik geführt (Abbildung 1), dessen Folgen nun Schritt für Schritt erkennbar werden.

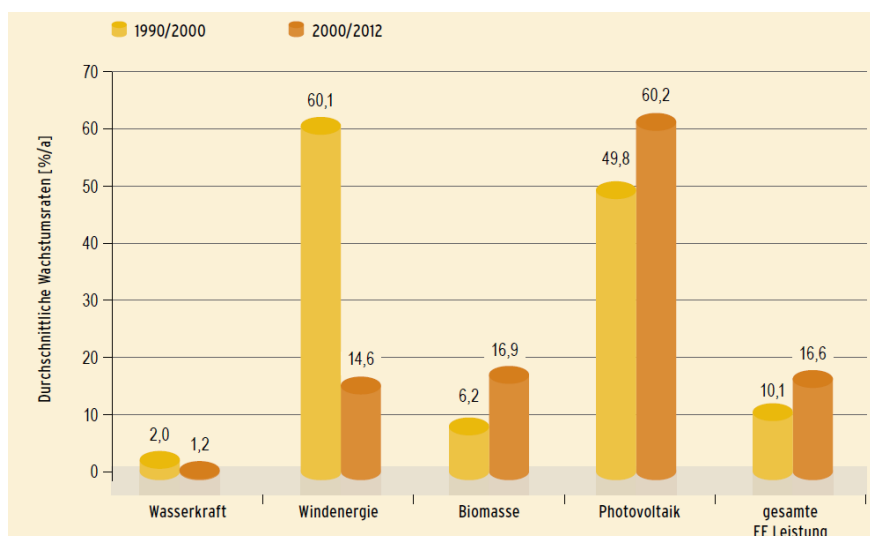


Abbildung 1: Zuwachsraten der installierten Leistung (Durchschnitt). Quelle: (BMU, 2013a S. 21)

Einerseits haben die Förderungen ihre geplante Funktion erfüllt: Die installierte Leistung von Windenergie zur Stromerzeugung liegt mit Oktober 2013 bei 32,5 GW und Photovoltaik (PV) erreicht eine Kapazität von über 35 GW (BNetzA in (Burger, 2014)). Die Investitionskosten sind vor allem bei PV deutlich gesunken (Wirth, 2014 S. 7) und bewegen sich langsam in Richtung „grid parity“, also Marktfähigkeit ohne Notwendigkeit einer Förderung.

Andererseits zeigen sich nun Auswirkungen durch den starken, mehr oder weniger unkontrollierten Zubau von Wind und PV, die nicht bzw. nicht in diesem Ausmaß vorhergesehen wurden. Diese sind beispielsweise:

- stetig sinkende Preise am Großhandelsmarkt, bedingt durch die hohe Durchdringung der Erneuerbaren und deren niedrigen (kurzfristigen) Grenzkosten
- daraus folgend erhöhte Unsicherheiten bei Investitionen in neue Kraftwerke zur Erhaltung der gesicherten Leistung; Investitionen werden ausgesetzt
- die Gefährdung der Wirtschaftlichkeit bereits errichteter Kraftwerke; diese werden teilweise vor Ende ihrer technischen Nutzungsdauer außer Betrieb genommen
- rasant steigende EEG-Umlagen, die der Endkunde tragen muss, siehe Abbildung 2.

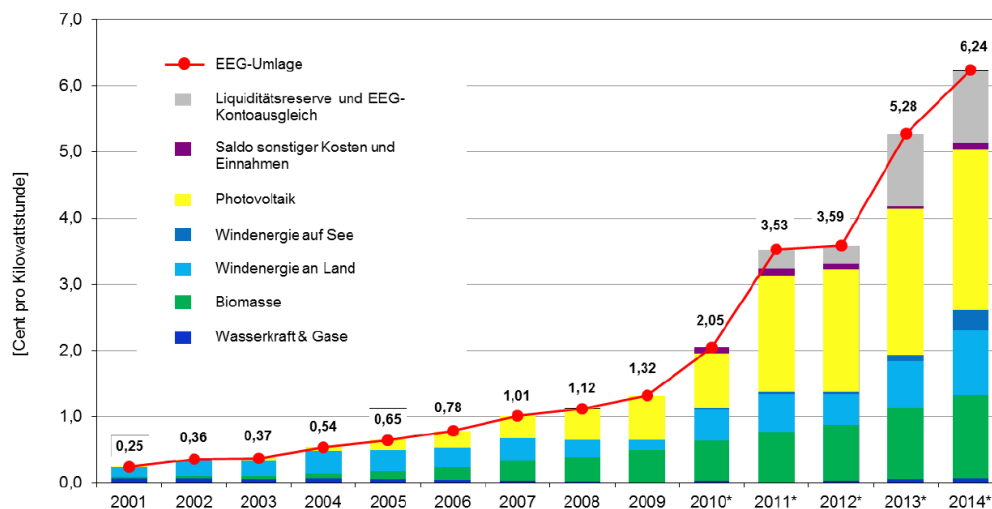


Abbildung 2: Entwicklung der EEG-Umlage. Quelle: (BMU, 2013b S. 17)  
\*) Prognosen der ÜNB gemäß AusglMechV

All diese Folgen des bisherigen RES-Ausbaus haben erneute Diskussionen ins Leben gerufen, welche Arten von erneuerbarer Energie in das Elektrizitätssystem integriert werden sollen und in welchem Ausmaß bzw. in welcher Geschwindigkeit dies geschehen soll. Eine der direkten politischen Auswirkungen dieser Diskussionen ist die Limitierung der Förderung von PV-Anlagen auf eine gesamt installierte Leistung von 52 GW (§20b) sowie die Annahme eines Zubaukorridors von 2.500-3.500 MW pro Jahr (§20a) im aktuell gültigen<sup>1</sup> Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG).

Aus diesen Gründen stellt sich die Frage nach der Wertigkeit der unterschiedlichen RES-Erzeugungstechnologien bezogen auf deren Beitrag zum Gesamtsystem. Für eine Anpassung der bislang erfolgten unkontrollierten Querschnitts-Förderung aller Technologien, die für den nicht gesteuerten Ausbau verantwortlich ist, könnte eine gesamtsystemische

<sup>1</sup> Stand Februar 2014

Betrachtung insbesondere von Wind und Photovoltaik wertvolle Informationen bringen. Der vorliegende Beitrag beschreibt einige Aspekte einer gesamtsystemischen Betrachtung von Windkraft in Deutschland unter Einbeziehung von technischen wie wirtschaftlichen Gesichtspunkten sowie der Rückwirkungen auf bestehende Teile des Elektrizitätssystems. Eine Untersuchung von ökologischen Aspekten (Emissionsreduktion, Life-Cycle-Analysen etc.) wird dabei explizit nicht betrachtet, da es zu diesen Themen bereits eine Vielzahl von Studien gibt.

## **2 Aspekte für einen gesamtsystemischen Wert der Windkraft**

Es gibt vielfältige Untersuchungen zum Wert von erneuerbaren Energietechnologien und deren optimaler Durchdringung des Elektrizitätssystems. Die meisten davon zielen auf einen bestimmten Aspekt ab, nur wenige befassen sich mit mehreren Kriterien gleichzeitig. In diesen Fällen liegt der Studie oder Untersuchung meist eine mathematische Methode zugrunde, die – sofern für alle Kriterien eine Quantifizierung möglich ist – ein Ergebnis in Form einer zusammengesetzten Zielgröße (Zahl) liefern kann. Zu deren Berechnung muss aber eine *Bewertung* („Verknüpfungsregel“) der einzelnen Kriterien erfolgen, die entweder methodisch oder subjektiv entsprechend gewünschter Präferenzen durchgeführt werden kann, vgl. (Bamberg, et al., 1981 S. 44). Die Gewichtung erhöht allerdings die Unsicherheit der Entscheidung und bringt eventuell einen subjektiven Einfluss in die Methodik ein.

Dieser Beitrag soll Möglichkeiten für solche Kriterien aufzeigen, die auf technischen und/oder wirtschaftlichen Aspekten aufgebaut sind. Eine Zusammenfassung in Form z.B. einer Multikriterienanalyse ist nicht Teil dieses Beitrags.

### **2.1 Technische Aspekte der Windkraft im Kontext des Gesamtsystems**

Erneuerbare Energieträger unterscheiden sich von konventioneller Erzeugung in thermischen Kraftwerken wesentlich durch die *zeitliche* und *örtliche Abhängigkeit* vom Dargebot des Primärenergieträgers (mit Ausnahme der Biomasse). Dadurch ergibt sich die Problematik, dass die Erzeugung nicht immer dann bereitsteht, wenn die Verbraucher dies wünschen. Der Beitrag zu einer *gesicherten Leistung* zu Hochlastzeiten und zur Versorgungssicherheit ist damit ebenfalls ein wichtiger Aspekt bei der Betrachtung der Windkraft im Gesamtsystemkontext. Aufgrund der Dargebotsabhängigkeit genießt die Windkraft in vielen Ländern auch einen *Einspeisevorrang*, damit möglichst viel elektrische Energie aus Wind in das System integriert werden kann. Dadurch entstehen *Rückwirkungen* auf das bestehende System, insbesondere auf die Fahrweise thermischer Kraftwerke und Speicher sowie auch auf Leitungsauslastungen und regelzonenübergreifende Lastflüsse. Diese Aspekte werden in den folgenden Unterabschnitten detaillierter betrachtet.

#### **2.1.1 Zeitliche Abhängigkeit der Erzeugung**

Die zeitliche Abhängigkeit ergibt sich durch die Nichtspeicherbarkeit des Primärenergieträgers. Während Wasserkraft durch die Möglichkeit einer Stauung des Wassers noch in gewissen Grenzen speicherbar ist, muss bei Windkraft- und Photovoltaikanlagen der Primärenergieträger in dem Moment gewandelt werden, in dem er ausreichend zur Verfügung steht. Auf diese zeitliche Abhängigkeit muss das Elektrizitätssystem *reagieren*, um die Windenergie möglichst in vollem Umfang integrieren zu können. Dies kann mit Speicherung

(z.B. Pumpspeicher, Druckluftspeicher...), Flexibilisierung thermischer Kraftwerke oder Flexibilisierung des Verbrauches geschehen.

Diese Maßnahmen sind aber mit teilweise sehr hohen Kosten verbunden. Daher liegt es nahe, unterschiedliche RES-Erzeugungstechnologien dahingehend zu untersuchen, wie gut sie sich *ohne* zusätzliche Schritte in das bestehende System einfügen können. Zur Bewertung dieser „Kompatibilität“ mit dem bestehenden System wurde eine Korrelationsanalyse der Einspeisedaten von Photovoltaik, Wind on- und offshore mit dem Verbrauch in Deutschland durchgeführt (siehe Kapitel 3).

### 2.1.2 Ortsabhängigkeit der Erzeugung

Die örtliche Abhängigkeit kann in eine technische und eine wirtschaftliche Komponente (Kapitel 2.2.1) gegliedert werden. Technisch gesehen entsteht durch die örtliche Abhängigkeit erneuerbarer Energien eine Notwendigkeit für einen *gerichteten Transport* von elektrischer Energie (Nischler, et al., 2014 S. 10), und das über weitere Strecken als bisher. Die Wahl von Standorten für thermische Kraftwerke wird technisch gesehen nur durch das Vorhandensein von Infrastruktur für die Belieferung mit dem entsprechenden Primärenergie-träger (Pipeline, Schienennetz) und eventuell durch eine Möglichkeit der Kühlung wie z.B. ein Standort am Meer oder an einem Fließgewässer beeinflusst. Um daher weite, verlustbehaftete Transportstrecken zu vermeiden, wurden thermische Einheiten in der Vergangenheit möglichst *verbrauchsnahe* errichtet. Das Verbundnetz erfüllte dabei die Funktion der *Minimierung der Reservehaltung*, vgl. (Nischler, et al., 2014).

Durch den Zubau der ortsabhängigen und speziell im Fall der Windkraft tendenziell *verbrauchsfernen* erneuerbaren Erzeugung ändert sich die Funktion des Verbundnetzes, und ein Ausbau an Kapazitäten wird erforderlich, wie die Diskussionen und verschiedene Studien rund um den Netzentwicklungsplan in Deutschland deutlich zeigen. Die Kosten für diese technische „*Entfernungsbewältigung*“ Durch Netzoptimierung, -verstärkung und -ausbau (NOVA) inklusive Startnetz beziffert der zweite Entwurf des Netzentwicklungsplans 2013 mit etwa 22 Milliarden Euro (NEP, 2013 S. 88).

Ein weiterer Gesichtspunkt der Ortsabhängigkeit ist das Vorhandensein von *erlaubten* Flächen zur sinnvollen Errichtung von Windkraftanlagen (WKA). Mindestabstände zu Siedlungsgebieten, nicht nutzbare Waldflächen oder Gebiete, die unter Naturschutz stehen, sowie einige rechtliche und ökologische Kriterien schränken mögliche Standorte für Windkraftanlagen weiter ein, vgl. (BWE, 2011 S. 8ff). Eine Potentialstudie des Fraunhofer IWES im Auftrag des Bundesverbandes WindEnergie (BWE) zeigt jedoch, dass bei nur 2 % der nutzbaren Flächen in Deutschland genug Potential vorhanden ist, um eine installierte Leistung von knapp 200 GW Onshore-Windkraft mit mindestens 1.600 Volllaststunden zu errichten (BWE, 2011 S. 14).

### 2.1.3 Der Beitrag von Windkraft zur Spitzenlastdeckung

Aufgrund der Dargebotsabhängigkeit ist ein gezielter Einsatz von Windenergie zur Spitzenlastdeckung praktisch nicht möglich. Mit statistischen Methoden kann ein *Erwartungswert* der verfügbaren Leistung von Windkraft zur Spitzenlastzeit ermittelt werden, welcher bei Verwendung von langen Zeitreihen als Vergleichswert für eine „gesicherte“ Leistung dienen kann. Dieser Wert wurde in mehreren Studien untersucht. Nacht ermittelt mit einer stündlichen Berechnung unter Zuhilfenahme einer Langzeitreihe von Windgeschwindigkeiten

einen Beitrag zur Jahreshöchstlaststunde von mindestens 4-6 % der installierten Leistung (Nacht, et al., 2014 S. 13). Die Deutsche Energieagentur (dena) gibt in einer Kurzstudie 2010 einen Bereich von 5-10 % an (dena, 2010 S. 25). Wird ein Ansatz ähnlich wie bei der Wasserkraft erfolgt, wo aufgrund der Fluktuation die gesicherte Leistung mit dem 95 %-Quantil<sup>2</sup> oder 90 %-Quantil<sup>3</sup> abgeschätzt wird, so kann die „gesicherte“ Leistung auch 10 % der installierten Leistung überschreiten, ist aber unter 20 % der installierten Leistung anzusiedeln, vgl. (Fath, et al., 2011 S. 14).

Durch einen alternativen Speichereinsatz – also nicht markt- bzw. preisgetrieben, sondern gezielt zur Anpassung von Windkrafteinspeisung an das Verbraucherverhalten – kann dieser Anteil deutlich erhöht werden, wie Nacht zeigt (Nacht, et al., 2014). Der Einsatz von Speichertechnologien für die Speicherung von Windenergie hebt also unter diesem Aspekt die *Wertigkeit* der Windkraft für das Gesamtsystem. Interessant ist in diesem Zusammenhang auch, dass die Untersuchung von Nacht zeigt, dass dieser Effekt bei Windkraft stärker zu beobachten ist als bei Photovoltaik. Bei PV sind laut Modellrechnung deutlich mehr Speicherkapazitäten notwendig, und trotz Erhöhung des Anteils zur Spitzenlastdeckung durch den Speichereinsatz steht dieser in keinem Verhältnis zur tatsächlich installierten Leistung (Nacht, et al., 2014 S. 15).

#### 2.1.4 Technische Rückwirkungen auf das bestehende System

Durch die fluktuierende Einspeisung der Windkraft und deren *Vorrang* gegenüber den konventionellen Erzeugungstechnologien verändert sich die bisherige Fahrweise von thermischen Einheiten und Speichern. Der Überbegriff „*Flexibilisierung*“, der sowohl für die Erzeugung als auch für den Verbrauch anwendbar ist, beschreibt diese Verhaltensänderung zur besseren Integration der fluktuierenden erneuerbaren Erzeugung und ist derzeit ein viel-diskutiertes Thema.

Seitens der Industrie ist diese Problematik bereits länger bekannt. So wurde unter Anderem bereits 2011 im Rahmen der Jahrestagung der europäischen Elektrizitätsindustrie über die Thematik der Rückwirkung auf bestehende Erzeugungsanlagen gesprochen – diese war gleichzeitig auch der Auslöser für Diskussionen und Forderungen rund um die Einführung von Kapazitätsmechanismen, vgl. z.B. (Eurelectric, 2011) und (Pototschnig, 2011 S. 7).

Aus der heutigen Perspektive können folgende, damals schon genannte und in Deutschland bereits auftretende *negative technische* Rückwirkungen auf das Gesamtsystem festgestellt werden:

- Durch rasche Veränderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren müssen konventionelle Kraftwerke öfter an- und abfahren bzw. in Teillast betrieben werden

---

<sup>2</sup> Österreichisches Normungsinstitut 1991 in (Fath, et al., 2011 S. 4): „...jene Leistung, die dem nutzbaren Zufluss  $Q_{95}$  im Regeljahr entspricht“

<sup>3</sup> etwa; „...diejenige Leistung, die an 330 Tagen des Regeljahres überschritten wird“ (BMU, 2010)

- Die Einsatzzeiten von thermischen Einheiten sinken, so dass der Betrieb von technisch notwendigen ("systemrelevanten") Kraftwerkseinheiten unrentabel wird und diese zum Teil künstlich und auf Kosten der Netzbetreiber in Betrieb gehalten werden müssen, vgl. (Nischler, et al., 2014).

Diese beiden Punkte gelten für Wind und Photovoltaik gleichermaßen. Der Unterschied zwischen den beiden Technologien liegt in deren geographischer Verteilung. Die Potentiale der Windkraft liegen im Norden Deutschlands, wo sowohl Onshore-Anlagen höhere Volllaststunden erreichen können (vgl. Kapitel 4.2.2), als auch die (zukünftigen) Offshore-Anlagen an das kontinentale Stromnetz angebunden werden. Die Verbrauchsschwerpunkte in Deutschland liegen allerdings weiter südlich, und die Außerbetriebsetzung von Kernkraftwerken bis 2022 unterstützt dieses Ungleichgewicht zusätzlich, wie Abbildung 3 zeigt.

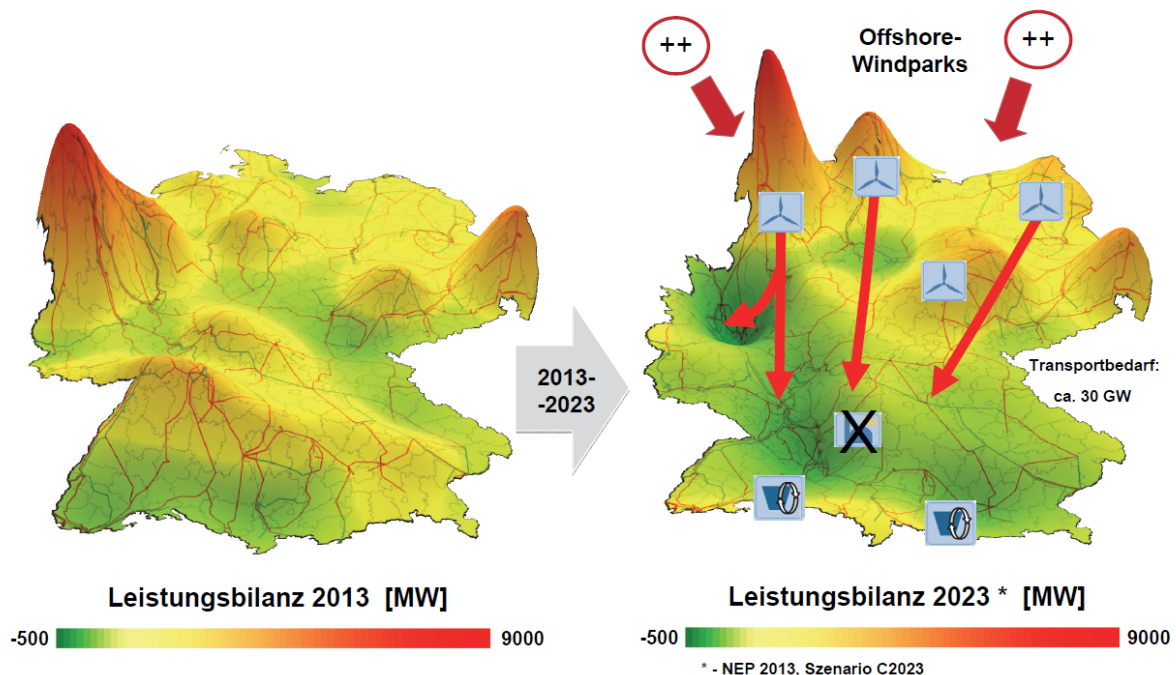


Abbildung 3: Leistungsbilanzen im deutschen Stromnetz 2013 und 2023. Quelle: (Barth, 2013)

## 2.2 Wirtschaftliche Aspekte der Windkraft im Kontext des Gesamtsystems

Neben den technischen Aspekten zählen für das Gesamtsystem ebenso wirtschaftliche Aspekte zur Bewertung von Erzeugungstechnologien. Zu diesen Aspekten können die Ortsabhängigkeit (in Bezug auf verfügbares Windpotential), die notwendigen Investitionskosten und – analog zur technischen Betrachtung – die wirtschaftlichen Rückwirkungen auf das Gesamtsystem gezählt werden.

### 2.2.1 Potential der Windenergie in Deutschland

Für die Wirtschaftlichkeit von Windkraftanlagen ist die am Installationsort vorherrschende *Windcharakteristik* entscheidend. Je höher die erreichbare Anzahl an *Volllaststunden* ist, desto wirtschaftlicher arbeitet eine WKA, da sich die Kosten für die Stromerzeugung vorwiegend aus *fixen* Kosten zusammensetzen. Hauptverantwortlich für eine hohe Volllaststundenzahl sind *hohe mittlere Windgeschwindigkeiten*, wie sie im flachen Norden Deutschlands, in exponierten höheren Lagen und auf dem Meer vorherrschen. In Binnengebieten können

niedrigere mittlere Windgeschwindigkeiten eventuell durch *Schwachwindräder* ausgeglichen werden, die bei gleicher Leistung größere Rotorflächen aufweisen als gewöhnliche WKA.

Zur Ermittlung des Potentials von Windenergie gibt es bereits einige Studien, auf die in diesem Beitrag nicht gesondert eingegangen wird. In Kapitel 4.2.2 wird die für die Berechnungen im Rahmen dieser Arbeit herangezogene regionale Potentialverteilung detaillierter beschrieben.

### 2.2.2 Kosten des Ausbaus von Windenergie

Da zur Stromerzeugung aus Windkraft keine Kosten für einen Primärenergieträger entstehen, ist der *Betrieb* einer WKA sehr kostengünstig. Die Kosten für den Ausbau entstehen daher zum überwiegenden Anteil aus der *Investition* in die Windkraftanlage selbst, also die Kosten für die Errichtung (Fundamentierung, Wegebau etc.) und die Finanzierung (Zinsen und Abschreibung). Hinzu kommt der durch die Windkraft entstehende Bedarf an zusätzlicher Infrastruktur in Form des Netzausbaus, dessen Kosten anteilig mit berücksichtigt werden müssten.

### 2.2.3 Wirtschaftliche Rückwirkungen auf das Gesamtsystem

Die wirtschaftlichen Rückwirkungen von Windkraft (und auch PV) auf das Gesamtsystem sind aufgrund des Energy Only-Marktes und des Einheitspreisverfahrens nicht unerheblich. Beide Technologien haben praktisch keine variablen Kosten und können so sehr günstig am Markt anbieten. Zusätzlich genießen sie Einspeisevorrang, drängen also bei gutem Dargebot ohnehin konventionelle Kapazitäten aus dem Markt. Die durchschnittlichen Börsenpreise gingen in den letzten Jahren stetig nach unten, was auf den Ausbau der Windkraft und der PV zurückzuführen ist. Nur in Zeiten mit hohem Verbrauch und gleichzeitig schwachem Angebot an Wind und Sonne sind die Preise am EOM hoch, vgl. u.a. (Barth, 2013).

Dieser Preisverfall hat zur Folge, dass

- bestehende Erzeugungsanlagen, welche keinem Förderregime angehören, zunehmend Schwierigkeiten haben, ihre Gesamtkosten zu decken,
- Anlagen, die dadurch unrentabel werden, frühzeitig stillgelegt werden, was einem *Verlust von Kapitalstock* entspricht,
- und eine mögliche Direktvermarktung (ohne Marktprämien) von Wind und PV ebenfalls unwahrscheinlicher wird.

Dies verdeutlicht einmal mehr, dass wenn eine Erhaltung der bestehenden Kapazitäten gewünscht ist, ein zusätzlicher Kapazitätsmechanismus notwendig wird, insbesondere bei weiter steigenden Anteilen von Wind und PV.

Die steigende Durchdringung von Wind und Photovoltaik hat aber auch eine positive wirtschaftliche Wirkung auf das Gesamtsystem. Durch die kostenfreie Verfügbarkeit des Primärenergieträgers werden bei vermehrtem Anteil von Wind und PV die *variablen Kosten* der Stromerzeugung gesenkt (was sich im sinkenden Marktpreis widerspiegelt). Auch wenn dies kurz- bis mittelfristig keinen Vorteil für die deutsche Gesellschaft bringt, da die sinkenden Großhandelspreise durch die steigende EEG-Umlage mehr als aufgewogen wird, so besteht zumindest die Chance, dass längerfristig gesehen *Opportunitätskosten* in Form von nicht benötigten Brennstoffen gespart werden können.

### 3 Bewertung des Zeitpunktes der Einspeisung unter Zuhilfenahme einer Korrelationsanalyse

Als Beispiel für einen technischen Aspekt der Windkraft wird in diesem Abschnitt eine Bewertung des Einspeisezeitpunktes als Kriterium für die *Integrierbarkeit* der Windkraft in das bestehende System durchgeführt. Prinzipiell ist die Charakteristik der Windkraft und der Photovoltaik bekannt, ebenso wie die Charakteristik der Nachfrage an elektrischer Energie, wodurch sich zwei Thesen aufstellen lassen:

- (1) Windkraft ist – im großen Maßstab gesehen – in Deutschland zur Stromerzeugung sinnvoller, da sie im Winter zur Zeit höherer Nachfrage durchschnittlich mehr elektrische Energie bereitstellen kann
- (2) Photovoltaik eignet sich zur Abdeckung des Eigenbedarfs kleiner Einheiten besser, benötigt aber für einen umfangreichen Ausbau mehr „Aufwand“ zur Integration in das System

Um diese beiden Thesen zu untermauern, wurde eine *Korrelationsanalyse* von Langzeitreihen stündlicher Erzeugung aus Windkraft, PV und Verbrauch durchgeführt, welche in den folgenden Unterabschnitten beschrieben ist.

#### 3.1 Eingangsdaten für die Untersuchung

Da insbesondere PV, aber auch Wind erst seit relativ kurzer Zeit in größeren Anteilen im Elektrizitätssystem vorhanden sind, muss für eine Langzeitreihe<sup>4</sup> von Einspeisedaten auf eine Modellierung mit Hilfe von Klimadaten zurückgegriffen werden, welche bereits im Zuge der Untersuchungen von Thomas Nacht durchgeführt wurde, siehe (Nacht, et al., 2014).

Aus der Modellierung konnten stündliche Einspeisezeitreihen der Windkraft über 32 Jahre bzw. von PV über 27 Jahre gewonnen werden, die auf dem Kraftwerkspark von 2010 aufbauen (Nacht, et al., 2014 S. 3). Für die Nachfrage werden von ENTSO-E<sup>5</sup> bereitgestellte Lastgangdaten („öffentliche Versorgung“) ab 2006 verwendet. Für Offshore-Windkraft stehen nur sehr begrenzt Daten zur Verfügung, daher konnte nur eine einjährige Zeitreihe (2013) verwendet werden, die von den ÜNB zur Verfügung gestellt wird (Datenquelle [www.eeg-kwk.net](http://www.eeg-kwk.net)). Leider konnte auch nur ein Teil der Daten verwendet werden, da für das Netzgebiet des TenneT TSO (Nordsee) die Daten im beobachteten Zeitraum offensichtlich einen systematischen Fehler (vermutlich in Zusammenhang mit der Inbetriebnahme von BARD 1) beinhalten.

#### 3.2 Methodische Vorgehensweise

Um zu untersuchen, wie gut die Einspeisung der Windkraft und der Photovoltaik zeitlich zum Auftreten der Nachfrage passt, wird eine *Korrelationsanalyse* durchgeführt. Dabei wird der

---

<sup>4</sup> Für Untersuchungen von Klimagrößen ist ein Mindestzeitraum von 30 Jahren sinnvoll, siehe z.B. (Malberg, 2007)

<sup>5</sup> European Network of Transmission System Operators for Electricity, [www.entsoe.eu](http://www.entsoe.eu)



Pearson-Korrelationskoeffizient von verschiedenen Kombinationen der zur Verfügung stehenden Zeitreihen berechnet, die folgend aufgelistet sind.

- Direkter Vergleich von Onshore-Wind und PV mit dem Verbrauch für die Jahre 2007 und 2011 (jeweils), da für diese beiden Jahre lückenlose Zeitreihen zur Verfügung stehen
- Vergleich der Offshore-Windkraft (Ostsee) aus dem Jahr 2013 mit dem Verbrauch von 2007, 2011 und dem Mittelwert 2006-2012
- Langzeitmittelwerte von Wind und PV mit dem Verbrauch von 2007, 2011 und dem Mittelwert 2006-2012

Des Weiteren wird die Untersuchung mit verschiedenen *zeitlichen Auflösungen* durchgeführt, so dass stündliche Werte, tägliche Mittelwerte und monatliche Mittelwerte miteinander verglichen werden.

### 3.3 Ergebnisse der Untersuchung

In Abbildung 4 sind die Korrelationskoeffizienten der stündlichen Mittelwerte dargestellt. In blau sind jeweils die Einzeljahre des Verbrauchs gegenübergestellt, in orange der Mittelwert der Jahre 2006 bis 2012<sup>6</sup>.

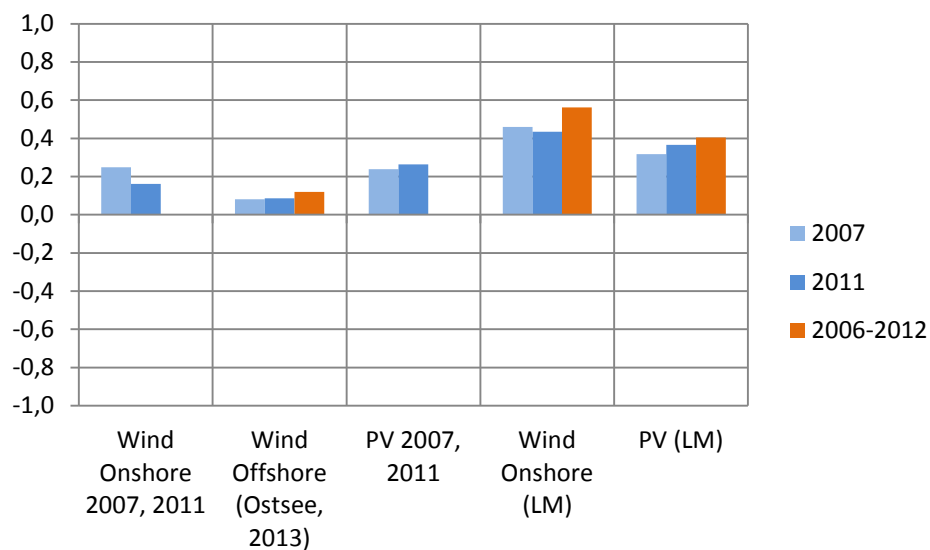


Abbildung 4: Korrelation der stündlichen Last- und Erzeugungsmittelwerte

Aus den Ergebnissen ist ersichtlich, dass alle Erzeugungstechnologien auf stündlicher Basis *positiv* mit dem Verbrauch korreliert sind, wenn auch nicht sehr stark. Insbesondere der direkte Vergleich in den Jahren 2007 und 2011 zeigt einen sehr geringen linearen Zusammenhang, wobei die Offshore-Windkraft die niedrigsten Korrelationskoeffizienten erreicht. Da die stündlichen Daten bei der Mittelwertbildung über mehrere Jahre naturgemäß etwas „verschmiert“ werden, zeigen die Korrelationskoeffizienten der Langzeitmittel (LM) auch höhere Werte.

Reduziert man die zeitliche Auflösung um eine Stufe und vergleicht tägliche Mittelwerte (24-Stunden-Mittel der Stundenwerte) miteinander, so ergibt sich ein deutlich anderes Bild, wie

---

<sup>6</sup> Das Jahr 2010 wurde aufgrund einer Datenlücke ausgeschlossen.

Abbildung 5 zeigt. Die auffallendste Änderung ist die Umkehr des Korrelationskoeffizienten von Photovoltaik in die negative Richtung. Das bedeutet, dass die Photovoltaik tendenziell dann produziert, wenn keine Nachfrage an Elektrizität herrscht und umgekehrt. Obwohl dies für Deutschland kein überraschendes Ergebnis ist, zeigt sich dieser entgegengesetzte Zusammenhang bereits auf Basis der Tageswerte vergleichsweise stark: -0,4 im direkten Vergleich und annähernd -0,7 bei den Mittelwerten.

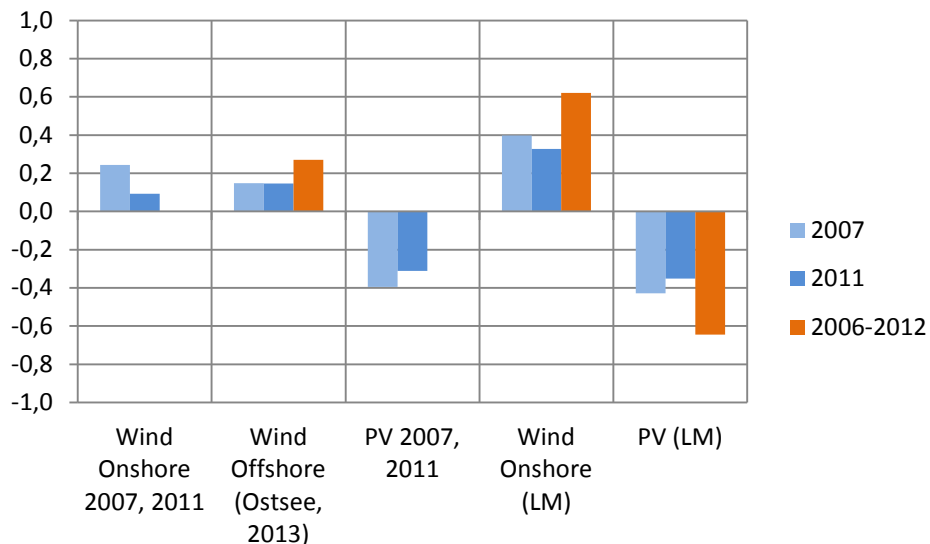


Abbildung 5: Korrelation der täglichen Last- und Erzeugungsmittelwerte

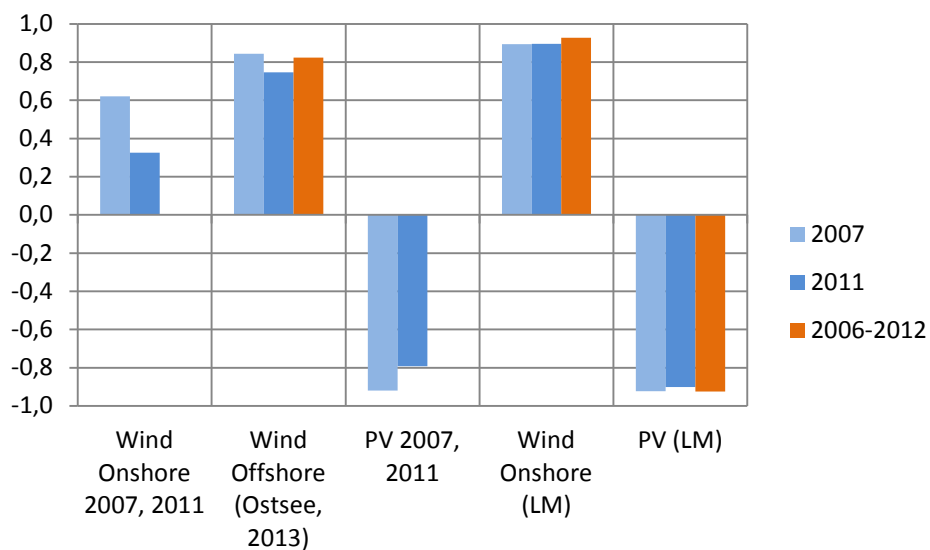


Abbildung 6: Korrelation der monatlichen Last- und Erzeugungsmittelwerte

Eine weitere Stufe größer – mit monatlichen Mittelwerten – zeigt sich dasselbe Bild, deutlich verstärkt (Abbildung 6). Die Korrelationskoeffizienten, insbesondere jene der Langzeitmittel, zeigen nun einen deutlichen linearen Zusammenhang ( $\geq 0,9$ ). Besonders positiv fällt das Ergebnis für die Offshore-Windkraft aus: obwohl hier nur einzelne Jahre miteinander Verglichen werden, erreicht die Korrelation Werte um 0,8 und damit deutlich mehr als Onshore-Windkraft.

Ein Vergleich der berechneten Monatsmittelwerte für Onshore-Windkraft, PV und dem Verbrauch ist in Abbildung 7 dargestellt. Hier kann man auch grafisch deutlich erkennen, dass die Windkraft dem Verbraucherverhalten nahezu ideal folgt, während die Photovoltaik eine genau gegengleiche Einspeisecharakteristik aufweist. An dieser Stelle fällt auf, dass Verbrauch und PV insbesondere im der Zeit von Juni bis August praktisch gespiegelt sind.

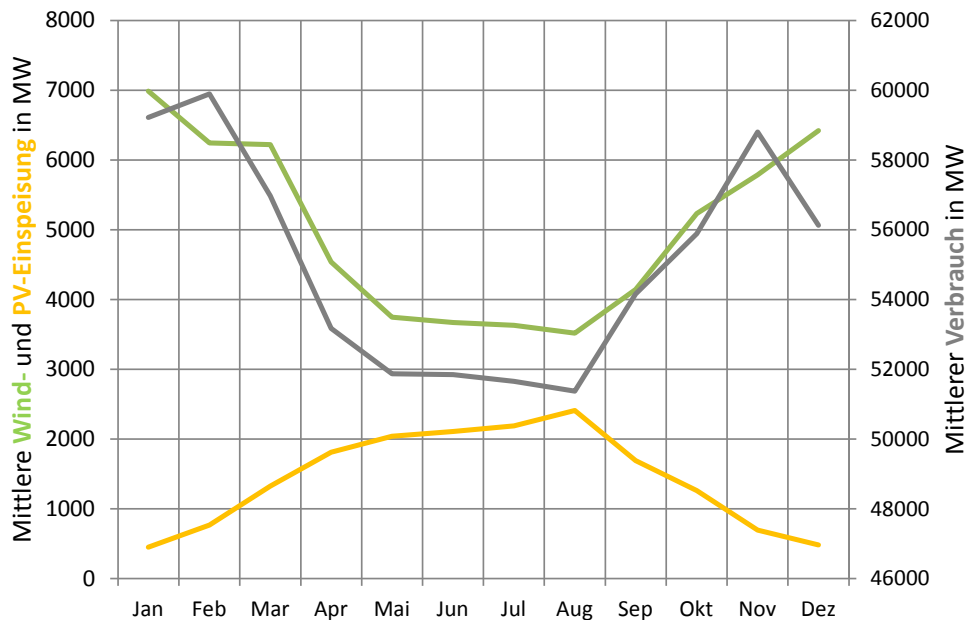


Abbildung 7: Berechnete monatliche Mittelwerte der Last und der Erzeugung aus Wind (onshore) und PV

Dies legt den Verdacht nahe, dass die Charakteristik der Photovoltaik-Erzeugung durch Eigenverbrauchsdeckung bereits teilweise im Verbrauch enthalten ist und damit die beiden Größen nicht in dieser Art und Weise verglichen werden dürften. Wird nur der Verbrauchsmittelwert der Jahre 2006-2009 betrachtet, ergibt sich aber ein ähnliches Bild. Die gesamte PV-Erzeugung im Jahr 2009 betrug mit etwa 6,5 TWh aber nur ein Viertel im Vergleich zu 2012 (BMU, 2013b S. 9). Es wird daher davon ausgegangen, dass die Eigenbedarfsdeckung der PV den Verbrauch nur geringfügig beeinflusst. Gemäß Beschreibung der ENTSO-E sind die Erzeugungsdaten aus RES für Deutschland inklusive Einspeisung in das Verteilnetz im Verbrauchsgang mit erfasst<sup>7</sup> (ENTSO-E, 2010 S. 4).

Schließlich bleibt noch die Veränderung der Korrelation von Offshore-Windkraft und Verbrauch zu erwähnen. Während in Abbildung 5 die stündliche Korrelation der einzelnen Jahre die niedrigsten Werte aufweist, zeigt Abbildung 7 auf monatlicher Basis den höchsten linearen Zusammenhang zwischen den Einzeljahren. Daraus lässt sich ableiten, dass die Offshore-Windkraft zur großflächigen Versorgung Deutschlands in Bezug auf ihre Charakteristik an sich sehr gut geeignet ist.

Die geringe Korrelation der Stundenwerte spricht allerdings derzeit dagegen – dies liegt aber vermutlich daran, dass derzeit noch nicht viele Offshore-Windparks installiert sind und die Charakteristik im Falle der Einspeisedaten 2013 der Ostsee sogar nur von einem einzigen Windpark (Baltic 1) abhängig ist. Dies hat zur Folge, dass in Extremfällen gar keine

<sup>7</sup> „... including the network feed-in produced on the basis of renewable energy sources, which means also the network feed-in of the distribution grid.“ (ENTSO-E, 2010 S. 4)

Einspeisung oder aber 100 % der installierten Leistung über Zeiträume länger als 24 Stunden anhalten kann, wie in Abbildung 8 mit Hilfe der Daten der ÜNB dargestellt ist.

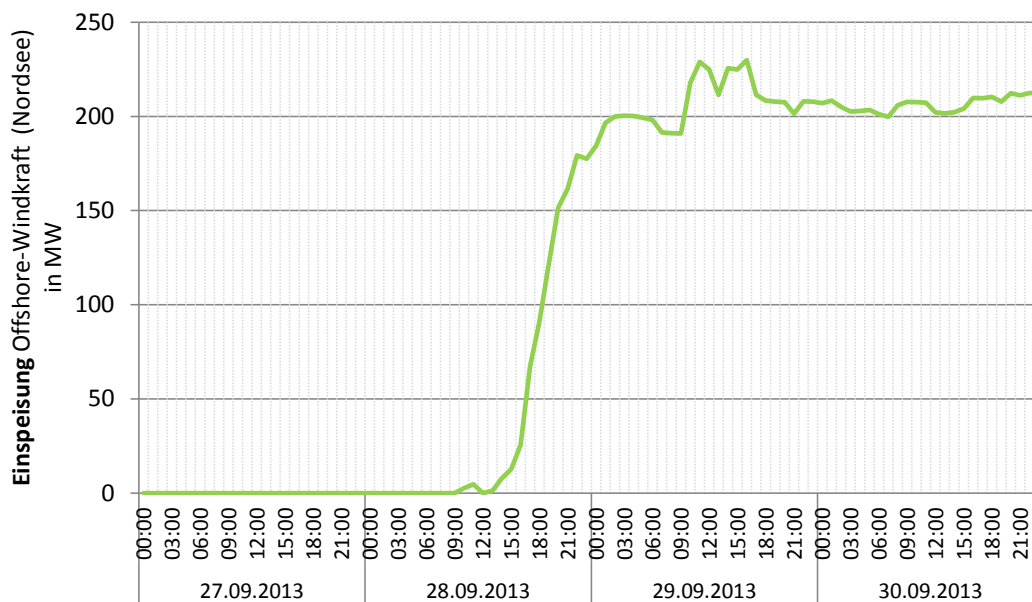


Abbildung 8: Extremfall der Einspeisung von Offshore Windparks. Datenquelle: [www.eeg-kwk.net](http://www.eeg-kwk.net)

Im Falle der Offshore-Windkraft gilt es also abzuwarten, wie sich die erwarteten Ausgleichseffekte<sup>8</sup> zwischen den unterschiedlichen Windparks einstellen, bevor eine Aussage über die Integrierbarkeit dieser Technologie getroffen werden kann.

## 4 Bewertung der Ortsabhängigkeit – geographisch differenzierte Kostenrechnung

Als Beispiel für einen wirtschaftlichen Aspekt der Windkraft wird die Ortsabhängigkeit des Windkraftpotentials anhand einer ATLANTIS-Modellrechnung dargestellt. Dabei ist nicht nur das Erzeugungspotential selbst berücksichtigt, sondern auch die Netzinfrastruktur. Das bedeutet, dass mit Hilfe der Lastflussalgorithmen in ATLANTIS gleichzeitig untersucht wird, ob die *theoretisch* vorhandene Windenergie auch in das System integriert werden kann. Im folgenden Unterabschnitt wird das Modell kurz vorgestellt.

### 4.1 Kurzbeschreibung Modell ATLANTIS

Das Modell ATLANTIS ist ein techno-ökonomisches Modell des Elektrizitätssystems in Kontinentaleuropa (ehemaliges UCTE-Gebiet bzw. heute ENTSOE-CE). Es beinhaltet derzeit knapp 12.000 Kraftwerksblöcke, etwa 6.000 Leitungen des Übertragungsnetzes in den Spannungsebenen 400 kV, 220 kV sowie signifikante 110 kV-Leitungen und knapp unter 4.000 Netzknoten (Inbetriebnahme vor 2012). Hinzu kommen je nach Beobachtungszeitraum und Vorgaben des Forschungsvorhabens noch etwa 10.000 Szenariokraftwerke.

---

<sup>8</sup> Vgl. z.B. die Dissertation von Splett (Splett, 2009)

Das Modell vereint technische Aspekte des Elektrizitätssystems mit wirtschaftlichen Aspekten in sich. Auf der technischen Seite bietet ATLANTIS die Möglichkeit der exakten Abbildung von derzeit 30 verschiedenen Kraftwerkstypen, wobei jedes einzelne Kraftwerk mit Parametern wie z.B. Brutto- und Nettoleistung, Einspeiseknoten, geographische Lage, Wirkungsgrad (und dessen Veränderung über die Zeit), Verfügbarkeiten oder das RAV<sup>9</sup> und die monatliche Erzeugungscharakteristik bei dargebotsabhängigen Energieträgern modelliert werden kann. Die Leitungen (Abbildung 9 rechts) sind ebenfalls mit physikalischen Parametern (Leitungsimpedanz, Länge, thermische Grenzleistung...) im Modell hinterlegt. Die Kombination aus Kraftwerken, Leitungen und ein knotengenau modellierter Verbrauch („vertikale Last“, Datenquelle ENTSO-E) ermöglichen eine integrierte Lastflussrechnung, die mit einem DC-OPF-Algorithmus realisiert wurde.

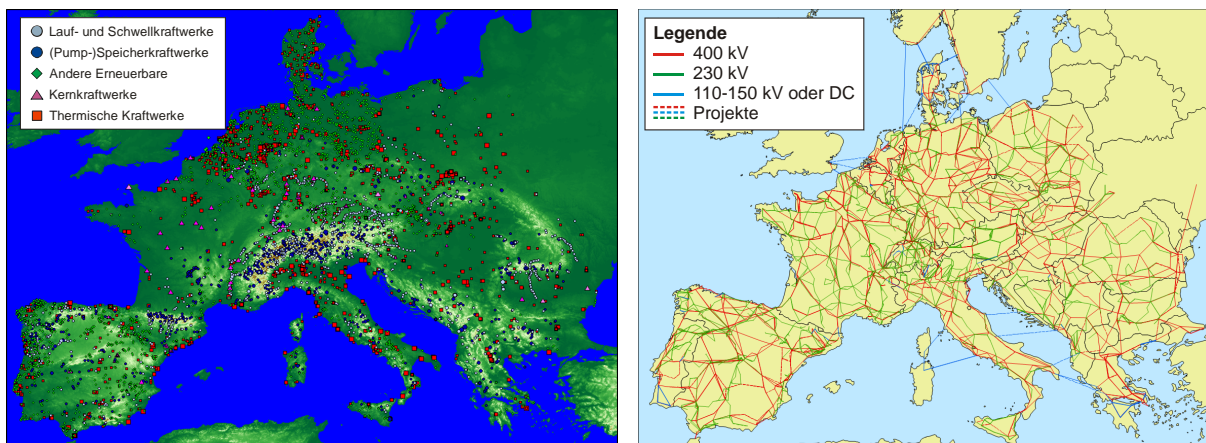


Abbildung 9: Übersicht über die berücksichtigten Kraftwerke (links) und Leitungen (rechts) in ATLANTIS

Die wirtschaftliche Seite beinhaltet Marktmodelle in unterschiedlicher Detailstufe sowie Unternehmensmodelle, denen jeweils ein Endkundenverbrauch und die entsprechenden Kraftwerke zugeordnet werden. Zusammen mit den technischen Modellteilen stellen diese Untermodelle eine wertvolle Kombination dar. Beispielsweise beinhalten rein wirtschaftliche Modelle bzw. reine Marktmodelle oft keine Zeitlinie (technische bzw. wirtschaftliche Lebensdauer der Kraftwerke, Leitungen etc.) oder sie nehmen das Beobachtungsgebiet als „Kupferplatte“ an, das bedeutet, dass die physikalischen Einschränkungen des Netzes nicht berücksichtigt werden.

Zur Übersicht ist in der folgenden Abbildung 10 der Modellablauf in ATLANTIS dargestellt. Am Beginn jedes simulierten Jahres wird eine Leistungsdeckungsrechnung ausgeführt, bei der geprüft wird, ob der hinterlegte Kraftwerkspark die Jahreshöchstlast<sup>10</sup> decken kann.

---

<sup>9</sup> Regelarbeitsvermögen; in ATLANTIS wird der Begriff generell als der Langzeitmittelwert der jährlichen Erzeugung eines Kraftwerks mit dargebotsabhängigem Primärenergieträger verwendet.

<sup>10</sup> Sowohl die absolute Jahreshöchstlast (Winter) als auch eine Sommerhöchstlast werden geprüft, da diese in südlicheren Ländern (Italien, Griechenland) ebenfalls eine kritische Situation darstellt.

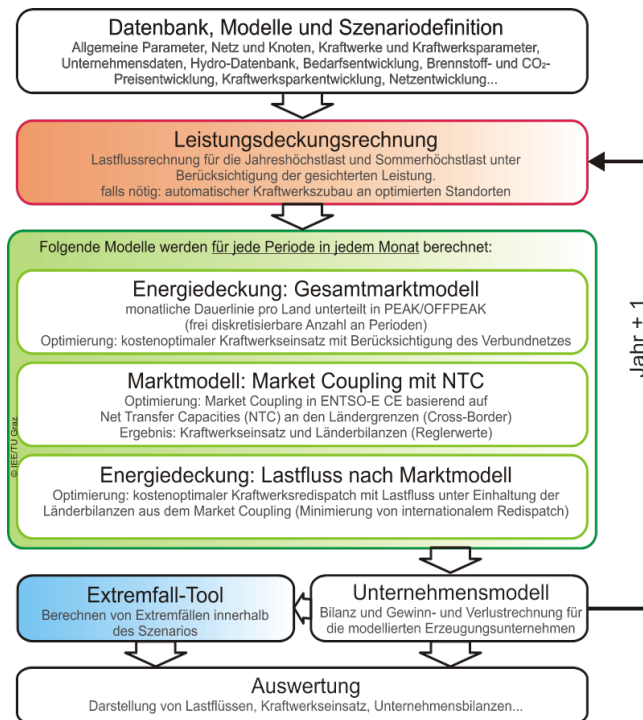


Abbildung 10: Modellablauf in ATLANTIS

Danach wird die Energiedeckung berechnet, indem zunächst ein Monat in eine frei konfigurierbare Anzahl an Subperioden unterteilt wird. Für jede dieser Subperioden wird in den unterschiedlichen Modellschritten ein kostenoptimaler Kraftwerkseinsatz ermittelt. Wirtschaftlich relevante Ergebnisse wie der dazu notwendige Brennstoffeinsatz, die erzielten Erlöse am Strommarkt, Abschreibungen, Zinsen, Personalkosten etc. werden abschließend im Unternehmensmodell aus den technischen Ergebnissen abgeleitet.

Für weitere Informationen zum Modell siehe z.B. (Stigler, et al., 2012).

## 4.2 Modelleingangsdaten

Das Modell ATLANTIS bietet nur die Werkzeuge für die Untersuchung der Windkraft. Es ist daher von entscheidender Bedeutung, wie die Eingangsdaten für das Modell gewählt werden. In den folgenden Abschnitten werden die zugrunde liegenden Ausbauszenarien bis 2030, die Annahmen zum Regenerationsvermögen der einzelnen Windkraftanlagen und die hinterlegten Annahmen zu Investitionskosten und Lernkurven erläutert.

### 4.2.1 Szenarien

Als Vergleichsszenario wird ein fiktives Szenario gewählt, in dem der Kraftwerkspark von 2011 in Deutschland „festgehalten“ wird. Dies bedeutet, dass nach 2011 außer Betrieb gehende Kraftwerke durch neue Einheiten desselben Typs derselben Größe am selben Ort ersetzt werden. Zusätzliche Zubauten sind nicht vorgesehen. Die einzigen Ausnahmen bilden Kernkraftwerke, welche entsprechend der derzeitigen politischen Vorgaben bis 2022 auslaufen, und Ölkraftwerke, welche am Ende ihrer Lebensdauer durch Erdgaseinheiten ersetzt werden. Der Kraftwerkspark, welcher sich aus diesen Annahmen ergibt, ist in Abbildung 11 im Zeitverlauf dargestellt.

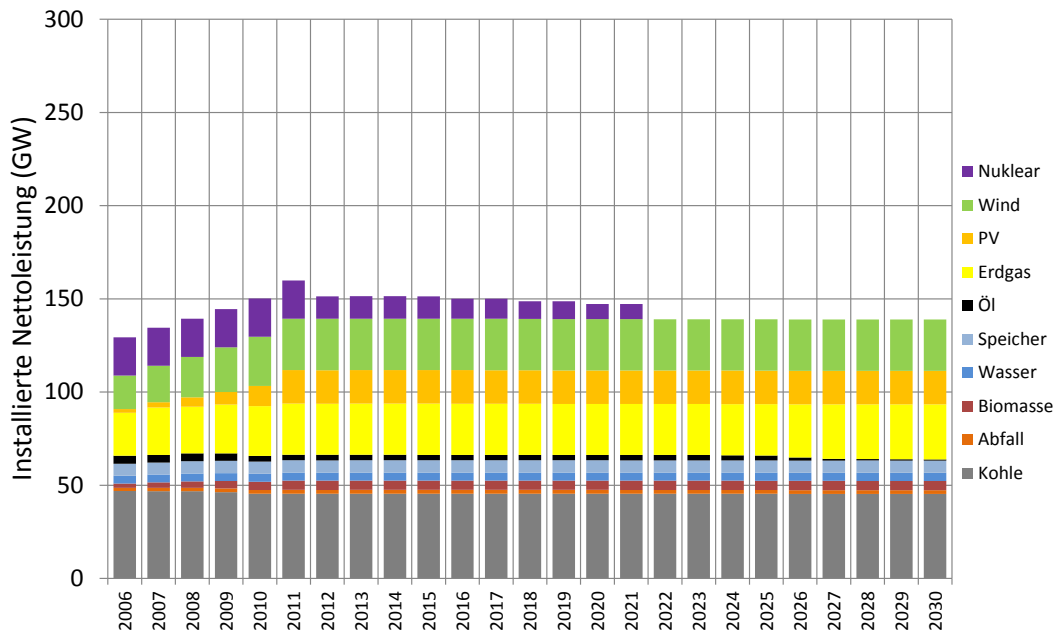


Abbildung 11: Kraftwerkspark im Referenzszenario

Als Szenario „Ausbaustufe 1“ werden die Annahmen für den Ausbau der Windkraft entsprechend dem Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2012 (BNA, 2012) hinterlegt. Dies entspricht einem Zubau von 58 GW Windenergie (on- und offshore) 2012 bis 2030. Der Verlauf des Kraftwerksparks ist in Abbildung 12 dargestellt. Daneben wurde für dieses Szenario eine Variation gerechnet, bei der der Ausbau der Offshore-Kapazitäten auf 8,5 GW beschränkt wurde.

Für die „Ausbaustufe 2“ wird die Annahme aus Stufe 1 verdoppelt, d.h. jeder angenommene Zubau bis 2030 wird mit der doppelten Leistung durchgeführt. Damit ergeben sich zusätzliche 116 GW On- und Offshorewindkraft bis 2030.

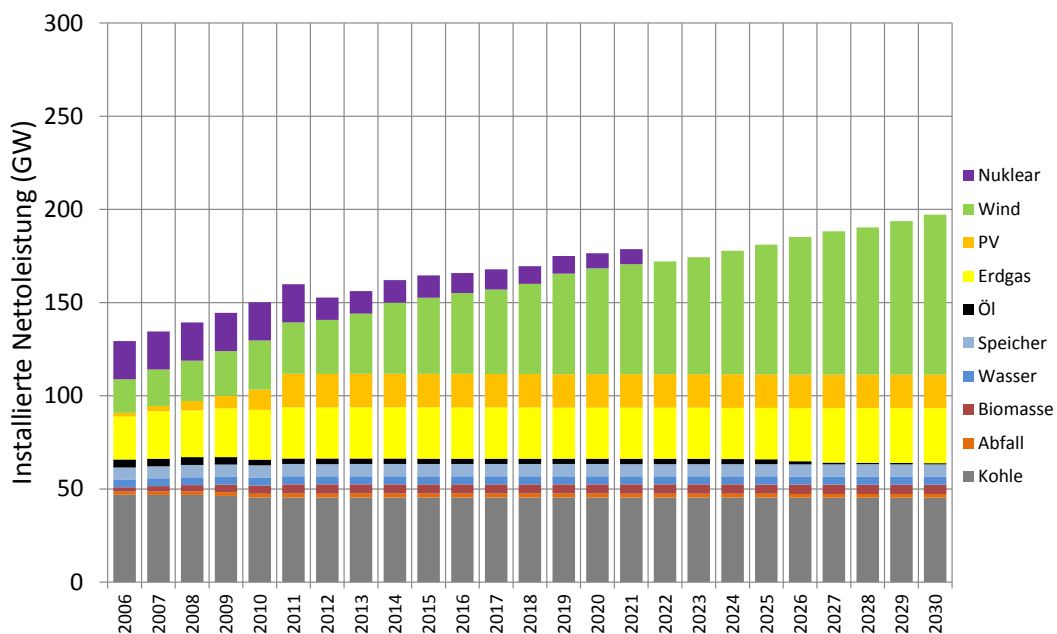


Abbildung 12: Kraftwerkspark im Szenario "Ausbaustufe 1"



Für die Netzmodellierung wird in allen Szenarien angenommen, dass die Maßnahmen des „Startnetzes“ aus dem NEP 2012 umgesetzt werden und im Jahr 2022 drei HGÜ-Korridore in Betrieb gehen können. Dies ist eine konservative Annahme, da 2022 die letzten Kernkraftwerke vom Netz gegangen sind und *spätestens* zu diesem Zeitpunkt Netzverstärkungsmaßnahmen notwendig werden.

Ebenso gilt für alle Szenarien gleichermaßen, dass die Verbrauchsentwicklung in Deutschland über den gesamten Beobachtungszeitraum konstant angenommen wird. Der Kraftwerkspark, Netzausbaumaßnahmen und Verbrauchsentwicklungen außerhalb Deutschlands wurden entsprechend aktueller politischer Vorgaben aktualisiert und angepasst.

#### **4.2.2 Modellierung des Regelarbeitsvermögens**

Im Szenariorahmen für den NEP 2012 wird für Deutschland eine einheitliche Volllaststundenzahl von 2.100 Stunden onshore und 3.250 Stunden offshore angenommen (BNA, 2012 S. 46). Die Praxis zeigt, dass insbesondere onshore derzeit deutlich geringere Volllaststunden erreicht werden können.

Aus diesem Grund mussten die Volllaststunden für die vorliegende Untersuchung neu abgeschätzt werden. Eine gute Grundlage bieten dabei die simulierten Zeitreihen der Windkraft aus (Nacht, et al., 2014). Die Auswertung der simulierten Winderzeugung ergibt 1624 Volllaststunden im Mittel für Deutschland.

Die in ATLANTIS hinterlegten Erzeugungscharakteristika von Wind basieren – sofern für einschlägige Studien nicht anders angegeben – auf meteorologischen Daten der NASA<sup>11</sup>. Diese Daten wurden gewählt, da sie für alle Länder im Beobachtungsgebiet verfügbar sind und damit eine einheitliche Datenbasis für ATLANTIS bilden. Trotz der eher groben 1x1-Grad-Auflösung, die mittels GIS-Software am Institut auf NUTS2-Ebenen interpoliert und gemittelt wurden, liefern die Daten eine gute Repräsentation auf monatlicher Basis.

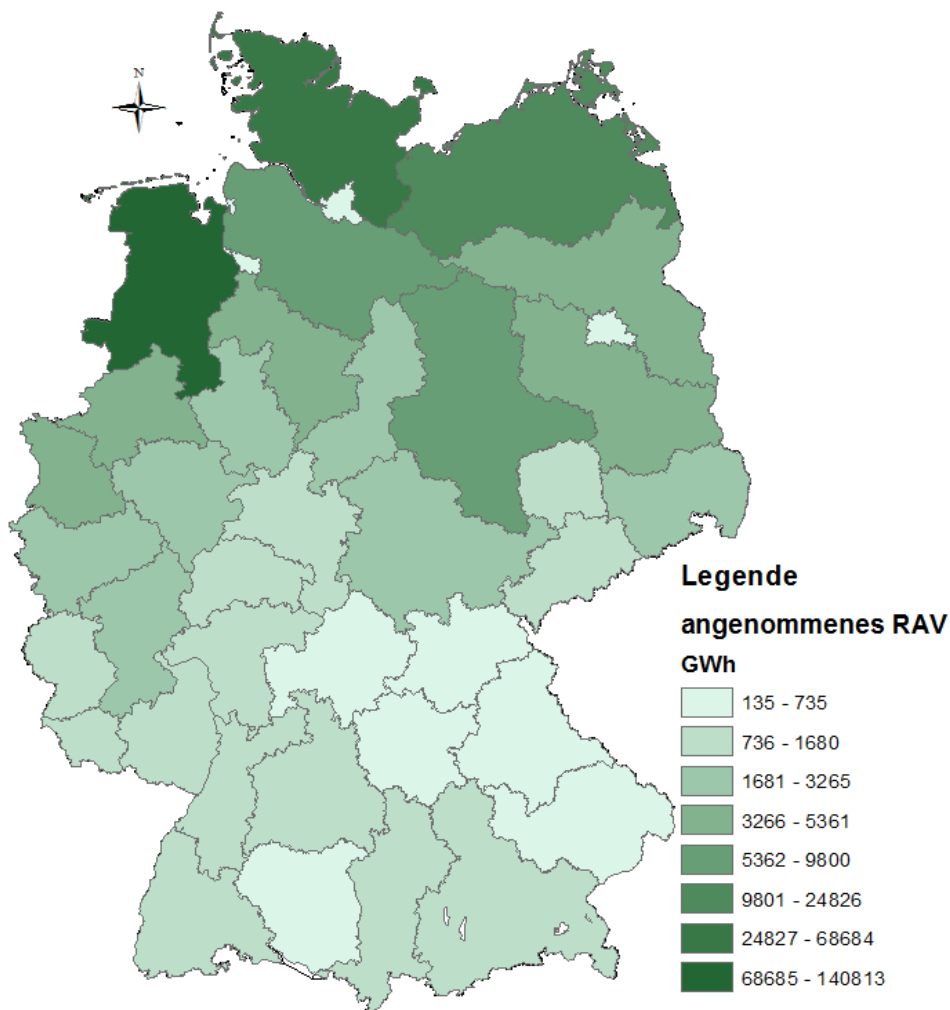
Die durch die GIS-Bearbeitung zur Verfügung stehenden Mittelwerte der Windgeschwindigkeiten wurden nun genutzt, um in einem ersten Ansatz von den mittleren Volllaststunden von Gesamtdeutschland auf die entsprechenden NUTS2-Ebenen linear zu schließen. In Kombination mit den im Szenario hinterlegten georeferenzierten Windkraftanlagen basierend auf Daten der Betreiberdatenbasis<sup>12</sup> und den Szenarioannahmen zur Regionalisierung im NEP 2012 konnte damit eine erste Abschätzung für ein regional verteiltes RAV gewonnen werden, welche Abbildung 13 zeigt.

---

<sup>11</sup> Mittlere monatliche und jährliche Windgeschwindigkeiten 1983-1993 in 50 m Höhe über Grund; <http://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>

<sup>12</sup> Jochen Keiler, <http://www.btrdb.de/>, verwendet wurde die Datenbank mit Stand 2012





**Abbildung 13: Ergebnisse des ersten Ansatzes zur Bestimmung des regional verteilten Windkraft-RAV**  
Quelle Kartenmaterial: GADM (Version 1.0, 2009)

Die küstennahen NUTS2-Regionen der nördlichen Bundesländer Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern beinhalten dabei auch das RAV der anlandenden Offshore-Winderzeugung. Die in dieser Arbeit gezeigten Simulationsergebnisse in Kapitel 4.3 basieren auf dieser angenommenen Verteilung.

Zum Vergleich wurde eine Auswertung mit Daten des Deutschen Wetterdienstes (DWD) vorgenommen. Der DWD bietet kostenlos Daten zur *Windkraftnutzungsseignung* auf einem 1x1 km-Raster an, welche mit Hilfe von GIS-Software weiterverarbeitet werden kann<sup>13</sup>. Diese Daten dienen zur Referenzertragsbestimmung im Rahmen des EEG und gehen von einer *Referenzanlage* mit 80 m Nabenhöhe und einer Rotorfläche von 1 m<sup>2</sup> aus (die Daten sind also in kWh pro m<sup>2</sup> über einen Zeitraum von fünf Jahren zu interpretieren).

Unter Zuhilfenahme der Anlagen aus der Betreiberdatenbasis, welche eine Nabenhöhe von 80 Metern aufweisen, kann auf Basis der DWD-Daten eine standortgenauere Schätzung des RAV erfolgen. Nach Stand 2012 der Datenbank sind dies etwa 560 Einzelanlagen. Da die Georeferenzierung der Betreiberdatenbasis nur auf Gemeindeebene erfolgt, wird der

---

<sup>13</sup> <https://werdis.dwd.de/werdis/toBrowseTheme1.do>, Produkt „de.dwd.kub.grid.we“

1x1 km-Raster der DWD-Daten zunächst auf die jeweilige Gemeinde GIS-gestützt<sup>14</sup> gemittelt. Danach konnte mit dem errechneten Mittelwert für jede einzelne 80 m-Anlage in dieser Gemeinde ein entsprechendes RAV ermittelt werden. Die Ergebnisse sind in Abbildung 14 dargestellt.

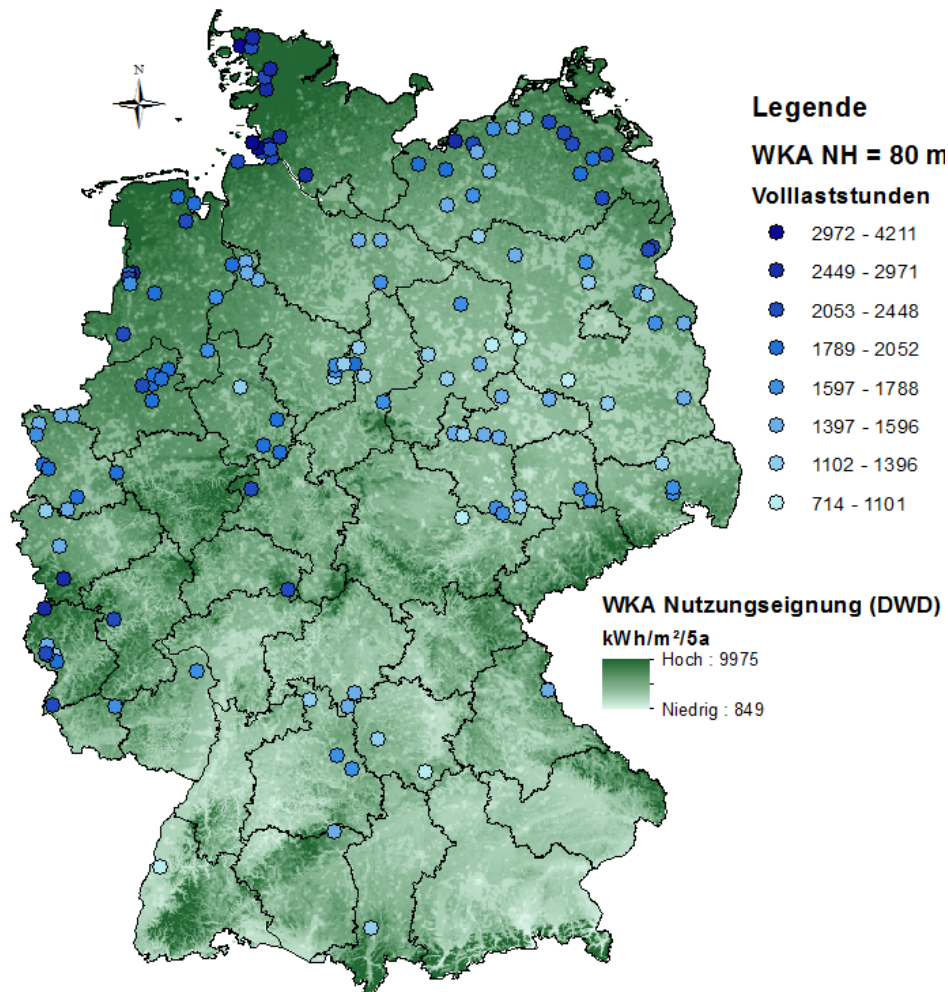


Abbildung 14: Berechnung der Volllaststunden von Windkraftanlagen mit einer Nabenhöhe von 80 Metern auf Basis der DWD-Daten

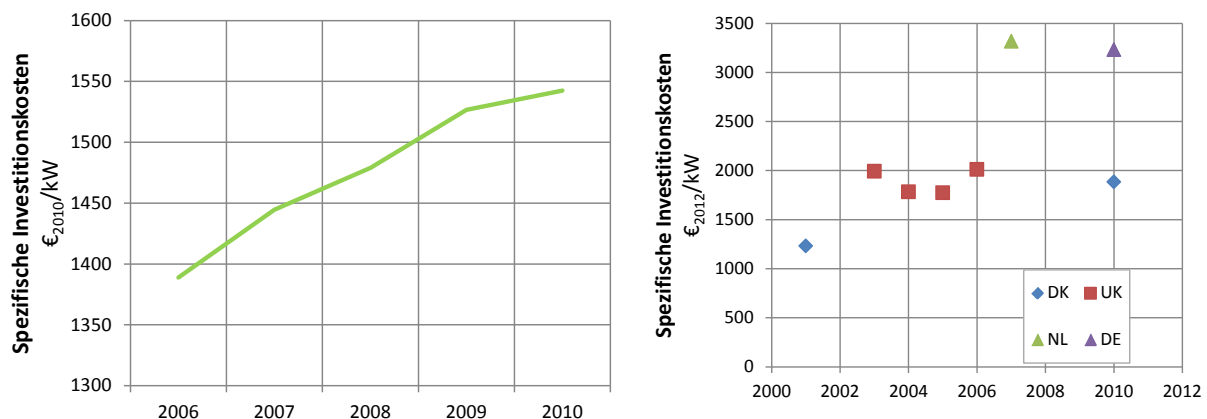
Es zeigt sich, dass einzelne Standorte doch deutlich von der durchschnittlich ermittelten Volllaststundenzahl, welche der Abbildung 13 zu Grunde liegt, abweichen. Daher wird aktuell eine erneute Modellierung mit den DWD-Eingangsdaten durchgeführt.

#### 4.2.3 Investitionskosten und Lernkurven

Die spezifischen Investitionskosten werden für ganz Deutschland gleich angenommen. Dies ist eine Näherung, da die Kosten zwischen bestimmten Standorten beispielsweise aufgrund von Bodenbeschaffenheit und Zugänglichkeit variieren können, auch wenn die Anlage selbst gleich viel kostet. Dies ist nötig, da es sehr wenige Daten zur regionalen Verteilung der Investitionskosten innerhalb Deutschlands gibt. Unterschieden wird nach Technologie in

<sup>14</sup> Verwendetes Kartenmaterial VG250 © GeoBasis-DE / BKG (31.12.2012) bzw. NUTS2 © GADM version 1.0 (2009)

Onshore- und Offshoreanlagen, bei denen auch verschiedene Kostenentwicklungen unter Berücksichtigung von Lernkurveneffekten hinterlegt werden.



**Abbildung 15: Spezifische Investitionskosten von Onshore- und Offshoreanlagen**  
 links: Verlauf der Investitionskosten<sup>15</sup> von Onshoreanlagen in Deutschland.  
 rechts: Investitionskosten<sup>16</sup> von ausgesuchten Offshorewindparks

In Abbildung 15 sind beispielhafte Werte aus der Literatur für spezifische Investitionskosten auf Basis von tatsächlich realisierten Projekten dargestellt. Die linke Grafik zeigt den Kostenverlauf von Onshore-Windkraftanlagen gemäß einer Zusammenstellung der IRENA (IRENA, 2012 S. 29). Auf der rechten Seite sind einzelne Werte von Offshore-Windparks als Punktwolke nach Land geordnet dargestellt, wie sie im Windenergie-Report Deutschland 2012 gelistet sind (Fraunhofer IWES, 2012 S. 55).

Aus beiden Grafiken ist erkennbar, wie schwierig eine Modellierung von Lernkurven unter Verwendung der gegebenen Daten ist. Einerseits sind die Kosten für Onshore-WKA nach einer längeren „Lernperiode“ (1984 bis Anfang der 2000er) wieder real im Steigen begriffen, vgl. (IRENA, 2012 S. 36), andererseits ist bei Offshore-Anlagen aufgrund der geringen Anlagenzahl und der deutlichen Unterschiede je Land überhaupt kein klarer Trend zu erkennen.

Trotzdem weisen verschiedene Quellen – zusammengefasst in (IRENA, 2012 S. 40) – ein recht deutliches Kostenreduktionspotential für die Installation von Onshoreanlagen in der Größenordnung -10 % bis -29 % bis 2030 aus.

Zur Modellierung der Lernkurven ist in ATLANTIS ein nichtlinearer Ansatz des US Department of Energy (DOE) implementiert, siehe dazu (Bachner, et al., 2013 S. 30f). Die Annahmen dazu sind in Tabelle 1 zusammengefasst.

<sup>15</sup> Datenquelle IEA Wind in (IRENA, 2012)

<sup>16</sup> Datenquelle (Fraunhofer IWES, 2012)

Tabelle 1: Annahmen zu Lernkurven in ATLANTIS für die vorliegende Untersuchung

	Onshore		Offshore	
<b>Startwert 2006</b>	1.400 €/kW		3.800 €/kW	
<b>Periode</b>	Lernrate	Kapazitätsfaktor	Lernrate	Kapazitätsfaktor
<b>1</b>	5 %	4	15 %	28
<b>2</b>	5 %	6	10 %	85
<b>3</b>	1 %		1 %	

Für die Onshore-Windkraftanlagen wurde der Wert von 1.400 €/kW aus der Literatur (siehe Abbildung 15) übernommen und versucht, eine realistische Schätzung der Parameter vorzunehmen. Mit den gewählten Werten wird eine Kostenreduktion von -7,15 % (real, bezogen auf die Kosten von 2011) erreicht. Für die Offshorewindkraft wurde die Lernkurve angenähert an die beiden Datenpunkte für „NL“ und „DE“ nachgebildet. Die hohen Kapazitätsfaktoren, welche die Periodenübergänge definieren, ergeben sich aus der geringen installierten Leistung im Basisjahr 2006.

### 4.3 Auswertung und vorläufige Ergebnisse

Zur Darstellung der regionalen Verhältnisse in Bezug auf Kosten und Erzeugung von Windenergie wurden in ATLANTIS fünf spezielle Windunternehmen modelliert, welche ausschließlich den Zubau von Windenergieanlagen in der jeweiligen Zone gemäß Abbildung 16 ab 2012 beinhalten. Die Windzonen wurden auf Basis der Untersuchungen in (Mono, et al., 2012 S. 6) definiert. Die fünfte Zone (nicht dargestellt) umfasst alle Offshore-Windenergieanlagen, sowohl in der Nord- als in der Ostsee.

Die erste Auswertung der Simulation zeigt für die integrierbare Windenergiemenge unter den getroffenen Annahmen vor allem in der „Ausbaustufe 2“ deutliche Abschlüsse. Das bedeutet, dass aufgrund von Netzengpässen die verfügbare Windenergie gedrosselt werden muss (*negativer Redispatch*). Die Verdoppelung der Windkapazitäten führt 2030 zur vierfachen Menge an negativem Redispatch (rund 80 TWh/a an Stelle von rund 20 TWh/a für Stufe 1). Dies zeigt, dass eine Auswertung für Stufe 2 unter diesen Annahmen nicht den vollständigen Wert der Windkraft widerspiegeln kann. Dazu ist entweder die Modellierung zusätzlicher Netzverstärkungs- bzw. Ausbaumaßnahmen oder eine Anpassung des Kraftwerkszubaues zur Optimierung des Windenergieeinsatzes gemäß (Nischler, et al., 2014) notwendig

Die *Ergebnisse von Stufe 1* werden an dieser Stelle trotzdem dargestellt, auch wenn das Ergebnis durch die im Jahr 2030 „fehlenden“ 20 TWh Windenergie von insgesamt ca. 140 TWh RAV, die nicht in das System integriert werden konnten, etwas verzerrt werden.

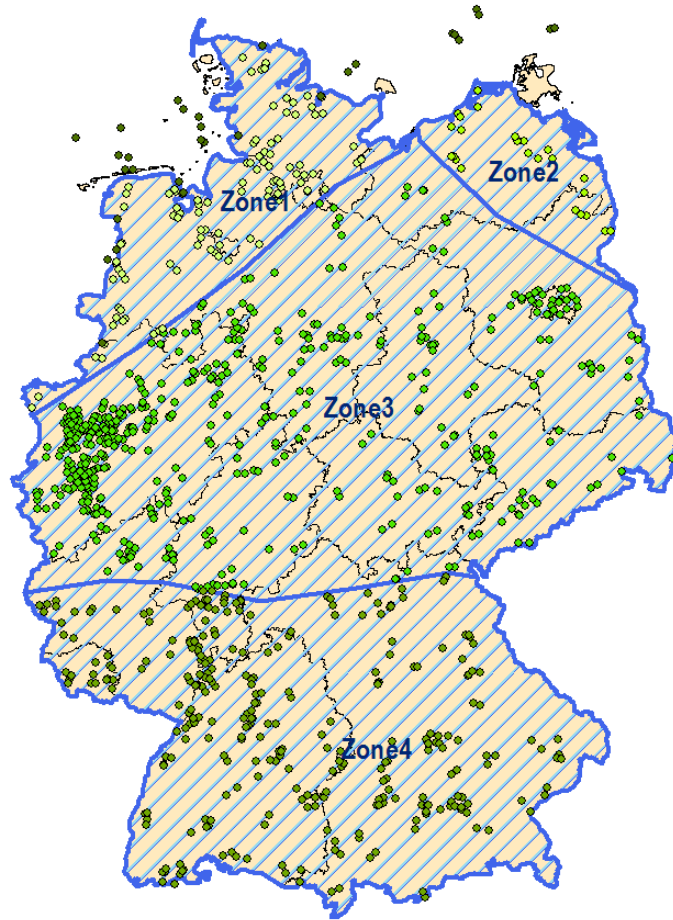


Abbildung 16: Windzonen für die Unternehmensmodellierung inklusive der modellierten Windkraftstandorte in ATLANTIS, basierend auf (Mono, et al., 2012 S. 6)  
Kartenmaterial: GADM

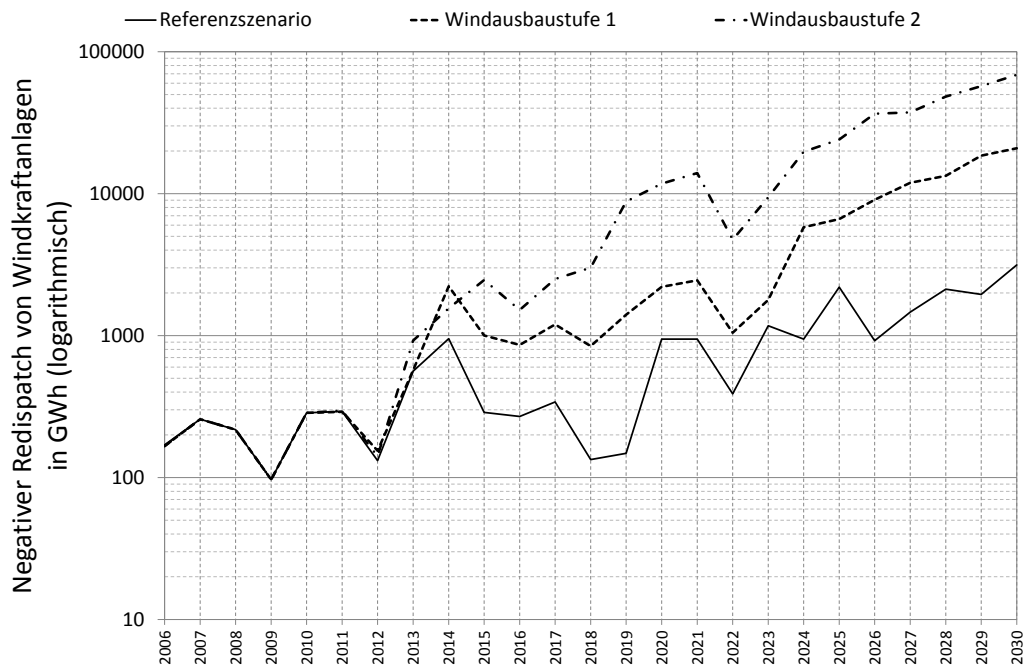


Abbildung 17: Simulierter negativer Redispatch von Windenergie nach Szenario



#### 4.3.1 Kostenstruktur der modellierten Windkrafterzeugung

Ein erstes zentrales Ergebnis ist der Verlauf der Gesamtkosten für den Zubau der Windkraft in Ausbaustufe 1. In der betriebswirtschaftlichen Modellierung der Windunternehmen sind eine lineare Abschreibung der Anlagen unter der Annahme einer wirtschaftlichen Nutzungsdauer von 20 Jahren sowie eine Verzinsung des eingesetzten Kapitals von 6 % berücksichtigt. Fixe und variable Betriebskosten (Operation and Maintenance, O&M) sind mit fixen Sätzen von 23.500 €/MW/a onshore bzw. 69.300 €/MW/a offshore und jeweils 3,62 €/MWh angenommen. Die Personalkosten werden mit einem fixen Satz von 5.000 €/MW/a (2006) mit einer jährlichen Steigerung von 3 % angenommen.

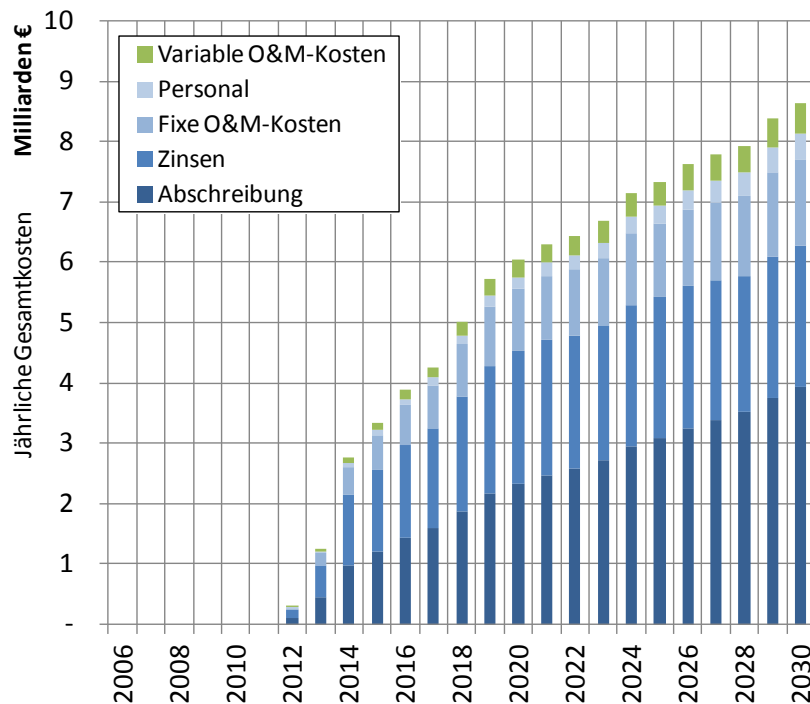


Abbildung 18: Kostenstruktur der simulierten Windkraft in Deutschland ab 2012 (nominelle Werte)

Abbildung 18 zeigt den Wertverlauf des simulierten Windparks in Ausbaustufe 1 ab 2012 mit Limitierung der Offshore-Windkapazitäten auf 8,5 GW. Es ist deutlich erkennbar, dass die Kosten zum überwiegenden Anteil aus Fixkosten (blau) bestehen, und die Kapitalkosten etwa drei Viertel der Gesamtkosten betragen. Wird der angenommene Ausbaupfad verfolgt, welcher in Etwa dem derzeitigen politischen Ziel eines Zubaus von 2.500 MW pro Jahr entspricht, so entstehen für die Windkraft bis 2030 jährliche Kosten von etwa 8 Milliarden Euro.

Um die geographischen Unterschiede der fünf Windunternehmen darstellen zu können, ist zunächst der Bezug auf die eingespeiste elektrische Energie notwendig, woraus sich die Stromgestehungskosten der Windkraft ableiten, wie im nächsten Unterabschnitt dargestellt ist.

#### 4.3.2 Regionale Erzeugungskosten nach Windzonen

Abbildung 19 zeigt die Stromgestehungskosten der Windkraft in den unterschiedlichen Windzonen, also die Gesamtkosten der Anlage bezogen auf die eingespeiste elektrische

Energie nach Redispatch. Wenig überraschend zeigt Zone 1 (Nordwesten) die günstigsten Stromgestehungskosten, da hier die meisten Volllaststunden erreicht werden können.

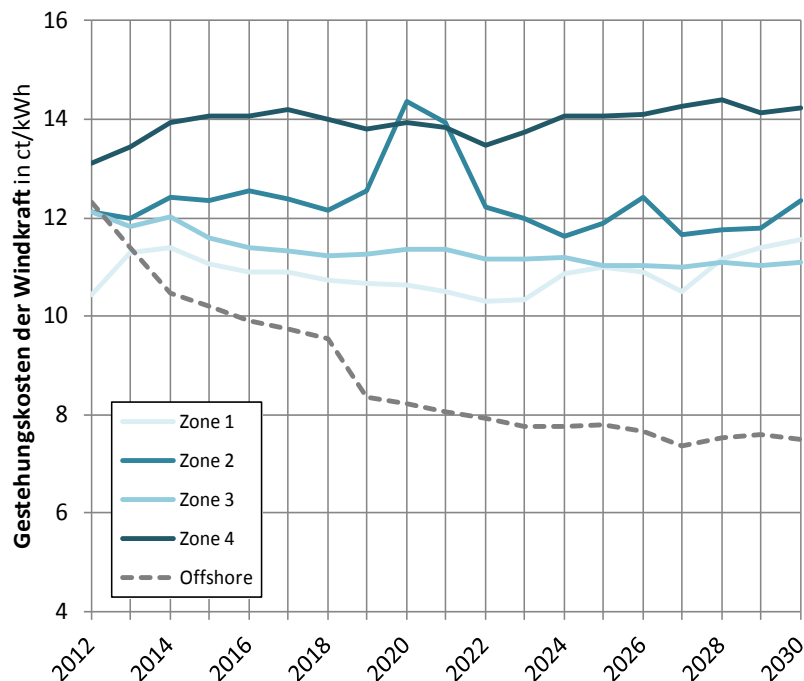


Abbildung 19: Simulierte Stromgestehungskosten der Windkraft nach Region (nominelle Werte)

Zone 2 hingegen weist etwas höhere Stromgestehungskosten auf als Zone 3, welche im Durchschnitt etwas weniger Potential aufweist. Die Windkraft im Süden ist erwartungsgemäß am Teuersten. Die absolute Höhe der Stromgestehungskosten im Modell (10-15 ct/kWh) liegt etwas über den Stromgestehungskosten aus aktuellen Studien, vgl. z.B. (Fraunhofer ISE, 2013) mit 4,5-11 ct/kWh. Eine Überarbeitung der Annahmen zu den Investitionskosten und eine erneute Simulation mit den Volllaststunden basierend auf den DWD-Daten werden aktuell im Rahmen der Dissertation des Autors durchgeführt.

Der Verlauf der Gestehungskosten für Offshore-Windenergie zeigt einen überraschenden Verlauf. Einerseits liegt dies an den optimistisch angenommenen Lernraten – 15 % in der ersten Periode im Vergleich zu 5 % in (Fraunhofer ISE, 2013) – andererseits auch an der Tatsache, dass die Limitierung der Offshorewindkraft einen Ausbaustopp für das „Offshorewindunternehmen“ bedeutet und damit die fixen Kosten (Abschreibung und Zinsen) im Laufe der Jahre geringer werden.

## 5 Schlussfolgerungen

Auf Basis der dargestellten unterschiedlichen Aspekte für das Gesamtsystem kann keine *ausschließlich positive* Wertigkeit für die Technologie Windkraft festgestellt werden. Bezüglich des Einspeisezeitpunktes kann aber festgehalten werden, dass beide aufgestellte Thesen bestätigt werden konnten. Das bedeutet, dass Windkraft für das deutsche Elektrizitätssystem im großen Stil die sinnvollere Technologie darstellt. Photovoltaik ist im Vergleich dazu gezielt für die Versorgung einzelner kleiner Einheiten (z.B. Eigenbedarfsdeckung von Haushalten) einsetzbar, weist aber für eine Versorgung im „großen Stil“ mehr

*Integrationsaufwand* auf. Im Kontext der örtlichen Untersuchung der Windkraft bleibt festzuhalten, dass Windkraft im Norden Deutschlands entsprechend dem höheren Potential deutlich niedrigere Stromgestehungskosten aufweist. Erste Ergebnisse zeigen, dass Windkraft im Süden fast 40 €/MWh teurer ist als im Norden und dementsprechend mehr Bedarf an Förderung aufweist. Eine Anpassung des Fördersystems in Deutschland unter Berücksichtigung der geographischen Verteilung des Windpotentials würde eventuell einen kostenoptimaleren Ausbau der Windkraft begünstigen.

## 6 Literaturverzeichnis

**Bachner, Bednar-Friedl, Birk, Feichtinger, Gobiet, Gutschi, Heinrich, Kulmer, Leuprecht, Prettenthaler, Rogler, Schinko, Schüppel, Stigler, Themessl, Töglhofer und Wagner. 2013.** *Impacts of Climate Change and Adaptation in the Electricity Sector.* Graz : Wegener Center Verlag, 2013. <http://wegc203116.uni-graz.at/publ/wegcreports/2013/WCV-SciRep-No51-GBachneretal-Apr2013.pdf>. ISBN 978-3-9503112-8-0.

**Bamberg, Günter und Coenenberg, Adolf Gerhard. 1981.** *Betriebswirtschaftliche Entscheidungslehre.* 3. Auflage. München : Verlag Franz Vahlen GmbH, 1981. ISBN 3 8006 0872 3.

**Barth, Peter. 2013.** *Energiewende in Deutschland: politische oder technisch-wirtschaftliche Herausforderung?* Graz : s.n., 2013. Beitrag zur 51. OGE-Fachtagung .

**BMU. 2013a.** *Erneuerbare Energie in Zahlen.* s.l.: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, AGEE-Stat, Dezember 2013a. [http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten\\_EE/Dokumente\\_\\_PDFs\\_/ee\\_in\\_zahlen\\_bf.pdf](http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten_EE/Dokumente__PDFs_/ee_in_zahlen_bf.pdf).

—. **2013b.** *Erneuerbare Energie in Zahlen - Update 2013.* [Dokument] s.l.: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, AGEE-Stat, Dezember 2013b. [http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten\\_EE/Dokumente\\_\\_PDFs\\_/20140121\\_bmu\\_eeiz\\_herbst13\\_bf.pdf](http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten_EE/Dokumente__PDFs_/20140121_bmu_eeiz_herbst13_bf.pdf)

—. **2010.** *Potentialermittlung für den Ausbau der Wasserkraftnutzung in Deutschland als Grundlage für die Entwicklung einer geeigneten Ausbaustrategie.* Aachen : Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2010.

**BNA. 2012.** *Az.: 8121-12 / Szenariorahmen 2011.* s.l.: Bundesnetzagentur, 2012. [http://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE//Szenariorahmen/GenehmigungSzenariorahmen1.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE//Szenariorahmen/GenehmigungSzenariorahmen1.pdf?__blob=publicationFile).

**Burger, B. 2014.** [Online] 2014. <http://www.ise.fraunhofer.de/de/downloads/pdf-files/aktuelles/stromproduktion-aus-solar-und-windenergie-2013.pdf>.

**BWE. 2011.** *Potential der Windenergienutzung an Land (Kurzfassung).* [Hrsg.] Bundesverband WindEnergie e.V. 2011. Studie durchgeführt vom Fraunhofer IWES; [http://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/studie-zum-potenzial-der-windenergienutzung-land/bwe\\_potenzialstudie\\_kurzfassung\\_2012-03.pdf](http://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/studie-zum-potenzial-der-windenergienutzung-land/bwe_potenzialstudie_kurzfassung_2012-03.pdf).



**dena. 2010.** *Kurzanalyse der Kraftwerksplanung bis 2020 (Aktualisierung)*. Berlin : Deutsche Energie-Agentur GmbH, 2010.

**ENTSO-E. 2010.** *Load and Consumption Data: Specificities of Member Countries*. 2010. [https://www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/\\_library/publications/ce/Load\\_and\\_Consumption\\_Data.pdf](https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/publications/ce/Load_and_Consumption_Data.pdf).

**Eurelectric. 2011.** *RES Integration and Market Design*. Brüssel : s.n., 2011. [http://www.eurelectric.org/media/26300/res\\_integration\\_lr-2011-030-0464-01-e.pdf](http://www.eurelectric.org/media/26300/res_integration_lr-2011-030-0464-01-e.pdf).

**Fath, Jan, Gutschi, Christoph, Schüppel, Andreas und Stigler, Heinz. 2011.** *Stochastischer Ansatz zur Bestimmung der gesicherten Leistung eines Kraftwerksparks*. Wien : s.n., 2011. Beitrag zur 7. Internationalen Energiewirtschaftstagung 2011 an der TU Wien.

**Fraunhofer ISE. 2013.** *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien*. 2013. <http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.pdf>.

**Fraunhofer IWES. 2012.** *Windenergie Report Deutschland*. Kassel/Stuttgart : Fraunhofer Verlag, 2012. <http://publica.fraunhofer.de/eprints/urn:nbn:de:0011-n-238578-13.pdf>. ISBN 978-3-8396-0536-3.

**IRENA. 2012.** *Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series*. 2012. Bde. Volume 1: Power Sector, Issue 5/5 - Wind power, IRENA Working Paper.

**Kumbaroglu, Gürkan, Madlener, Reinhard und Demirel, Mustafa. 2006.** A real options evaluation model for the diffusion prospects of new renewable power generation technologies. *Energy Economics*. 2006, 30.

**Malberg, Horst. 2007.** *Meteorologie und Klimatologie - Eine Einführung, 5. Auflage*. Berlin : Springer-Verlag, 2007. ISBN 3-540-37219-9.

**Mono, René und Glasstetter, Peter. 2012.** *Windpotential im räumlichen Vergleich*. 2012. [http://100-prozent-erneuerbar.de/wp-content/uploads/2013/07/Windpotenzial-im-raeumlichen-Vergleich\\_100pes.pdf](http://100-prozent-erneuerbar.de/wp-content/uploads/2013/07/Windpotenzial-im-raeumlichen-Vergleich_100pes.pdf).

**Nacht, Thomas und Stigler, Heinz. 2014.** *Die Erhöhung des Wertes erneuerbarer Einspeisung durch Pumpspeicherkraftwerke*. Graz : s.n., 2014. Beitrag zum 13. Symposium Energieinnovation 2014 an der TU Graz.

**NEP. 2013.** *Netzentwicklungsplan 2013 - zweiter Entwurf der ÜNB*. [Hrsg.] 50 Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH. 2013. [http://www.netzentwicklungsplan.de/\\_NEP\\_file\\_transfer/NEP\\_2013\\_2\\_Entwurf\\_Teil\\_1\\_Kap\\_1\\_bis\\_9.pdf](http://www.netzentwicklungsplan.de/_NEP_file_transfer/NEP_2013_2_Entwurf_Teil_1_Kap_1_bis_9.pdf).

**Nischler, Gernot und Stigler, Heinz. 2014.** *Netzausbauplanung und künftige Erzeugungsstruktur*. Graz : s.n., 2014. Veröffentlichung im Rahmen des 13. Symposium Energieinnovation, TU Graz.

**Pototschnig, Alberto. 2011.** *Investment Prospects and Governance issues - A view from the Regulators*. Stockholm : s.n., 2011. Beitrag im Rahmen der Eurelectric Annual Conference.

**Splett, Michael. 2009.** *Einspeiseverhalten von Offshore-Windparks*. Paderborn : s.n., 2009. Dissertation an der Universität Paderborn.

**Stigler, Heinz, Gutschi, Christoph, Huber, Christoph, Nischler, Gernot, Schüppel, Andreas, Nacht, Thomas, Feichtinger, Gerald, Jagl, Aleander, Hütter, Daniel und Bachhiesl, Udo. 2012.** ATLANTIS - Forschungsinstrument des Instituts für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation. *Alternativen für die Energiezukunft Europas - Symposium Energieinnovation*. 2012, ISBN 978-3-85125-200-2.

**Wirth, Harry. 2014.** *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland*. s.l. : Fraunhofer ISE, 2014. <http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf>.