

Fürsch, Michaela; Malischek, Raimund; Lindenberger, Dietmar

**Working Paper**

## Der Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien - Analyse der kurzen und langen Frist

EWI Working Paper, No. 12/14

**Provided in Cooperation with:**

Institute of Energy Economics at the University of Cologne (EWI)

*Suggested Citation:* Fürsch, Michaela; Malischek, Raimund; Lindenberger, Dietmar (2012) : Der Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien - Analyse der kurzen und langen Frist, EWI Working Paper, No. 12/14, Institute of Energy Economics at the University of Cologne (EWI), Köln

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/74394>

**Standard-Nutzungsbedingungen:**

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

**Terms of use:**

*Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.*

*You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.*

*If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.*

# Der Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien - Analyse der kurzen und langen Frist<sup>☆</sup>

Michaela Fürsch<sup>a,\*</sup>, Raimund Malischek<sup>a</sup>, Dietmar Lindenberger<sup>a</sup>

<sup>a</sup>*Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), Vogelsanger Strasse 321, D-50827 Köln*

---

## Zusammenfassung

Unter dem Merit-Order-Effekt (M-O-E) der erneuerbaren Energien (EE) wird deren preissenkende Wirkung auf die Strompreise auf Großhandelsebene (Börsenpreise) verstanden. Sowohl die Höhe des Merit-Order-Effekts in der kurzen und der langen Frist als auch dessen volkswirtschaftliche Bedeutung ist umstritten. In diesem Artikel analysieren wir zunächst, durch welche Faktoren Preiseffekte erneuerbarer Energien in der kurzen Frist bestimmt werden, unter welchen Bedingungen Preiseffekte in einem theoretischen langfristigen Gleichgewicht möglich sind und welche Preiseffekte in der Realität durch Unsicherheiten und dynamische Anpassungsprozesse entstehen. In einem zweiten Teil berechnen wir mit einem Optimierungsmodell des europäischen Strommarkts den M-O-E für Deutschland bis 2030. Hierbei berücksichtigen wir im Unterschied zu den meisten bestehenden Berechnungen zwei wichtige Determinanten des M-O-E endogen: Anpassungsprozesse des Kraftwerksparks sowie Stromaustauschmöglichkeiten mit dem europäischen Ausland.

*Keywords:* Merit-Order-Effekt, Strommarktoptimierung, Erneuerbare Energien

JEL classification: Q48, C61, L94

ISSN: 1862-3808

---

---

<sup>☆</sup>Der vorliegende Artikel basiert auf einer im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi) erstellten Studie.

\*Corresponding author

*Email address:* Michaela.Fuersch@uni-koeln.de, +49 22127729321 (Michaela Fürsch)

## 1. Einleitung

Unter dem Merit-Order-Effekt (M-O-E) der erneuerbaren Energien (EE) wird deren preissenkende Wirkung auf die Strompreise auf Großhandelsebene (Börsenpreise) verstanden. Da viele EE variable Kosten von nahe Null haben, verdrängen sie Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken mit vergleichsweise hohen variablen Kosten aus der Merit-Order, so dass in Stunden mit hoher EE-Einspeisung Kraftwerke mit niedrigeren variablen Kosten preissetzend werden.

Dieser Effekt wurde theoretisch u.a. von Amundsen und Mortensen (2001), Jensen und Skytte (2002) und Fischer (2006) aufgezeigt. Quantifizierungen des M-O-E in unterschiedlichen regionalen Strommärkten wurden in den letzten Jahren sowohl auf Basis von empirischen Analysen als auch anhand von Optimierungsmodellen vorgenommen. Munksgaard und Morthorst (2008), Jónsson u. a. (2010) und Gelabert u. a. (2011) berechnen den Merit-Order-Effekt ex-post anhand empirischer Daten des dänischen (Munksgaard und Morthorst (2008) und Jónsson u. a. (2010)), bzw. des spanischen (Gelabert u. a. (2011)) Stromsystems. Miera u. a. (2008) zeigen einen preissenkenden Effekt von Windeinspeisung auf dem spanischen Strommarkt auf, indem sie die historische Merit-Order mit und ohne Windeinspeisung simulieren. Ex-post Berechnungen des Merit-Order-Effekts anhand von Optimierungsmodellen für den deutschen Strommarkt wurden unter anderem von Sensfuß u. a. (2008), Weigt (2009) und Traber und Kemfert (2011) durchgeführt. Hindsberger u. a. (2003), Unger und Ahlgren (2005), Traber u. a. (2011) und Nicolosi (2012) berechnen dagegen ex-ante den Merit-Order Effekt bei zukünftig steigenden Mengen erneuerbarer Energien in der Ostsee-Region (Hindsberger u. a. (2003)), in Nordeuropa (Unger und Ahlgren (2005)) und in Deutschland (Nicolosi (2012) und Traber u. a. (2011)). Während Sensfuß u. a. (2008), Weigt (2009), Traber und Kemfert (2011) und Traber u. a. (2011) Kraftwerkseinsatzmodelle nutzen und den Einfluss von Erneuerbaren Energien auf die Zusammensetzung des konventionellen Kraftwerksparks entweder nicht oder durch exogene Annahmen berücksichtigen, nutzen Hindsberger u. a. (2003), Unger und Ahlgren (2005) und Nicolosi (2012) integrierte Investitions- und Kraftwerkseinsatz-Optimierungsmodelle.

Die Bedeutung von langfristigen Anpassungsprozessen des konventionellen Kraftwerksparks bei der Bestimmung des Merit-Order-Effekts haben unter anderem Weber und Woll (2007), Wissen und Nicolosi (2008), Miera u. a. (2008) und Felder (2011) diskutiert. Weber und Woll (2007) und Miera u. a. (2008) verdeutlichen, dass im langfristigen theoretischen Gleichgewicht das durchschnittliche Preisniveau unabhängig von der EE-Penetration eines Stromsystems ist. Grund hierfür ist, dass sich die Zusammensetzung des konventionellen Kraftwerksparks langfristig optimal an die jeweilige EE-Menge eines Systems anpassen kann. Wissen und Nicolosi (2008) argumentieren, dass je nachdem wie sich der konventionelle Kraftwerkspark dynamisch an

eine erhöhte EE-Einspeisung anpasst, diese sowohl zu Preissenkungen als auch zu Preissteigerungen führen kann. Eine ähnliche Argumentation führt Felder (2011) an: In Abhängigkeit davon, wie Investoren konventioneller Kraftwerke den zukünftigen Ausbau von erneuerbaren Energien einschätzen, kann der EE-Ausbau zu sinkenden oder steigenden Preisen führen - letzteres z.B. wenn sich Windpark-Projekte unerwartet verzögern.

Aus einer volkswirtschaftlichen Perspektive entspricht der Merit-Order-Effekt im Wesentlichen einem Verteilungseffekt. Während Endkundenpreise entweder sinken oder steigen - je nachdem ob der M-O-E die EE-Förderkosten überkompensiert oder nicht - (siehe z.B. Miera u. a. (2008) und Gelabert u. a. (2011)), sinken die Produzentenrenten der Betreiber von konventionellen Kraftwerken (siehe z.B. Unger und Ahlgren (2005) und Nicolosi (2012)).

Vor diesem Hintergrund verfolgt das vorliegende Papier zwei Ziele. Erstens zeigen wir auf, unter welchen Bedingungen erneuerbare Energien theoretisch in der kurzen und in der langen Frist Preiseffekte verursachen können und welche Faktoren für die Höhe dieser Preiseffekte ausschlaggebend sind (Abschnitt 2). Anhand dieser Überlegungen stellen wir dar, wie bestehende Quantifizierungen des M-O-E für Deutschland eingeordnet werden können (Abschnitt 3). Zweitens untersuchen wir Preis- und Kosteneffekte erneuerbarer Energien im Kontext der Energiewende in Deutschland bis 2030 (Abschnitt 4). Methodisch greifen wir dabei wie Hindsberger u. a. (2003), Unger und Ahlgren (2005) und Nicolosi (2012) auf ein lineares Investitions- und Kraftwerkseinsatzmodell zurück und berücksichtigen im Gegensatz zu vielen für Deutschland existierenden Berechnungen des M-O-E sowohl Anpassungseffekte des konventionellen Kraftwerksparks, als auch internationale Stromaustauschmöglichkeiten, endogen. Die Rahmenparameter unserer Berechnung basieren dabei auf den Annahmen der „Energieszenarien 2011“ (Prognos/EWI/GWS (2011)), einer Aktualisierung der „Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung“ (Prognos/EWI/GWS (2010)), welche im Kontext des im Sommer 2011 beschlossenen beschleunigten Kernenergieausstiegs durchgeführt wurde.

## **2. Wirkungsanalyse des Merit-Order-Effekts**

Bei dem Merit-Order-Effekt ist grundsätzlich zwischen einem kurzfristigen und einem langfristigen Einfluss von EE auf den Strom-Großhandelspreis zu unterscheiden. Während in der kurzen Frist der Kraftwerkspark als gegeben angesehen wird, sind in der längeren Frist Anpassungsprozesse durch Stilllegungen und Neubauten möglich. Zudem ist die Stromnachfrage in der längeren Frist elastischer.

Wir behandeln nachfolgend die Wirkungen des Merit-Order-Effekts in der kurzen (Abschnitt 2.1) und in der längeren Frist (Abschnitt 2.2).

### 2.1. Kurzfristiger Merit-Order-Effekt

Steigt bei einem unveränderten (konventionellen) Kraftwerkspark die Einspeisung von erneuerbaren Energien, so wird die (residuale) Nachfrage durch Kraftwerke mit niedrigeren variablen Kosten gedeckt - der Strompreis sinkt. Dieser Wirkungszusammenhang ist in Abbildung 1 stilisiert dargestellt.

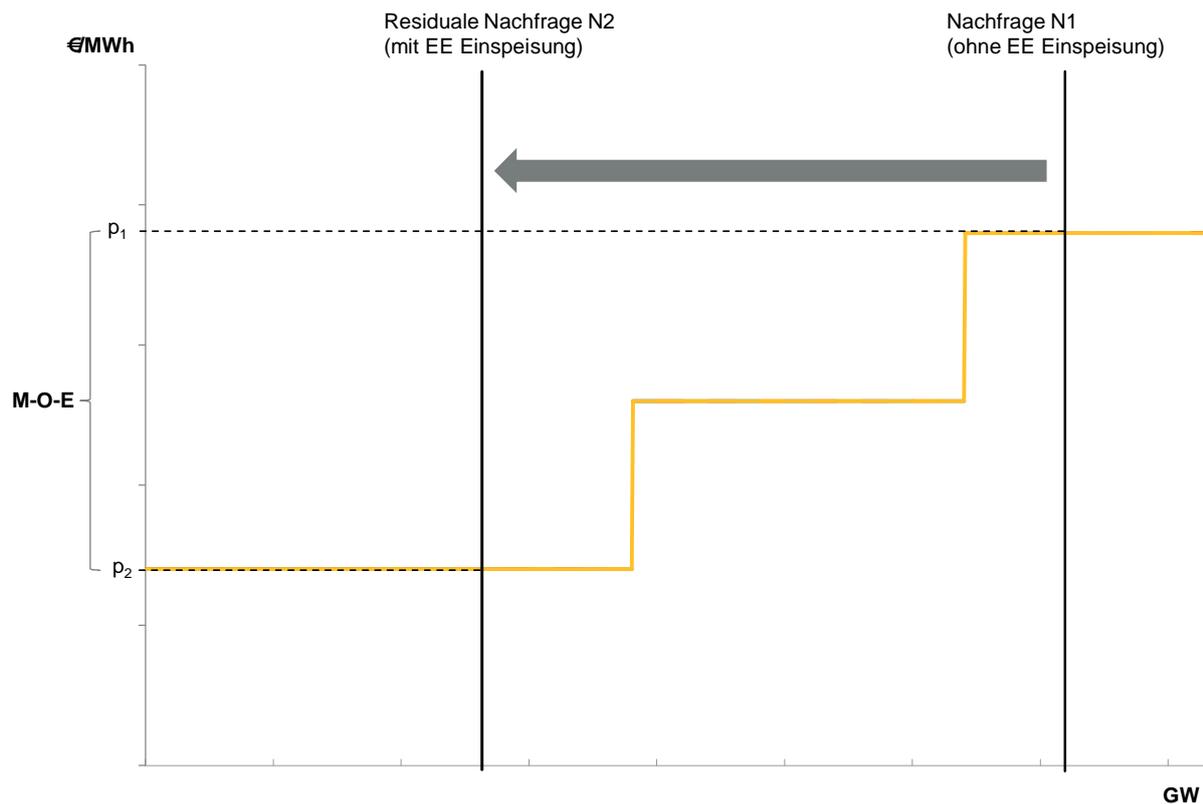


Abbildung 1: Preisreduktion durch EE-Einspeisung  
Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Sensfuß u. a. (2008).

Wie in Abbildung 1 illustriert, wird die Höhe des Merit-Order-Effekts durch den Preisunterschied zwischen den jeweils teuersten zur Lastdeckung benötigten Kraftwerken mit und ohne Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien determiniert. Wie groß dieser Preisunterschied ausfällt, hängt von folgenden Faktoren ab:

- Zusammensetzung des konventionellen Kraftwerksparks und variable Kosten der jeweiligen Kraftwerke,
- Höhe der Strompreise im Ausland sowie Auslastung von Grenzkuppelstellen,
- Korrelation von EE-Einspeisung und Last.

Im Folgenden werden die Wirkungen dieser Faktoren kurz erläutert.

### *Einfluss der Zusammensetzung des Kraftwerksparks und der variablen Kosten der jeweiligen Kraftwerke*

Die Zusammensetzung des konventionellen Kraftwerksparks sowie die variablen Kosten der jeweiligen Kraftwerke bestimmen maßgeblich die Steigung der Merit-Order-Kurve und damit das Ausmaß der Preisreduktion durch eine Verschiebung der residualen Nachfrage. Beispielsweise verläuft bei einem hohen Gas-Kohle-Spread, entweder durch einen - im Vergleich zum Kohlepreis - hohen Gaspreis oder durch einen niedrigen  $\text{CO}_2$  -Preis verursacht, die Merit-Order relativ steil und der Merit-Order-Effekt fällt vergleichsweise groß aus (siehe auch Weber und Woll (2007)). Die Höhe des für ein bestimmtes Jahr quantifizierten Merit-Order-Effekts hängt folglich von der Höhe der Brennstoff- und  $\text{CO}_2$  -Preise in diesem Jahr ab. Dieser Zusammenhang wird in Abbildung 2 anhand unterschiedlich hoher  $\text{CO}_2$  -Preise illustriert: Ein hoher  $\text{CO}_2$  -Preis erhöht die variablen Kosten der Stromerzeugung aus Kohle stärker als die aus Gas und verringert damit den Unterschied in den Grenzkosten von Kohle- und Gaskraftwerken. Folglich verläuft die Merit-Order flacher und die Strompreis senkende Wirkung der Einspeisung aus erneuerbaren Energien fällt kleiner aus ( $\text{M-O-E}^* < \text{M-O-E}$ ).



Abbildung 2: Einfluss unterschiedlicher CO<sub>2</sub>-Preise auf die Höhe des Merit-Order-Effekts  
 Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Sensfuß u. a. (2008).

### *Einfluss des internationalen Stromaustauschs*

Zudem kann der Stromaustausch mit dem Ausland einen maßgeblichen Einfluss auf Preisentwicklungen im Inland haben. In Abbildung 3 führt - ohne Beachtung von internationalen Stromaustauschmöglichkeiten - die Verschiebung der residualen Nachfrage von N1 auf N2 infolge der EE-Einspeisung zu einer Preisreduktion von  $p_1$  auf  $p_2$ . Stellt sich ein Preis von  $p_2$  ein, steigt jedoch die Nachfrage aus dem Ausland (bei ausreichender Verfügbarkeit von Grenzkuppelleistungskapazität), wodurch die inländische residuale Nachfrage wieder auf N3 ansteigt. Der Merit-Order-Effekt führt unter Beachtung von Stromaustauschmöglichkeiten folglich nur zu einer Preisreduktion von  $p_1$  auf  $p_3$ .

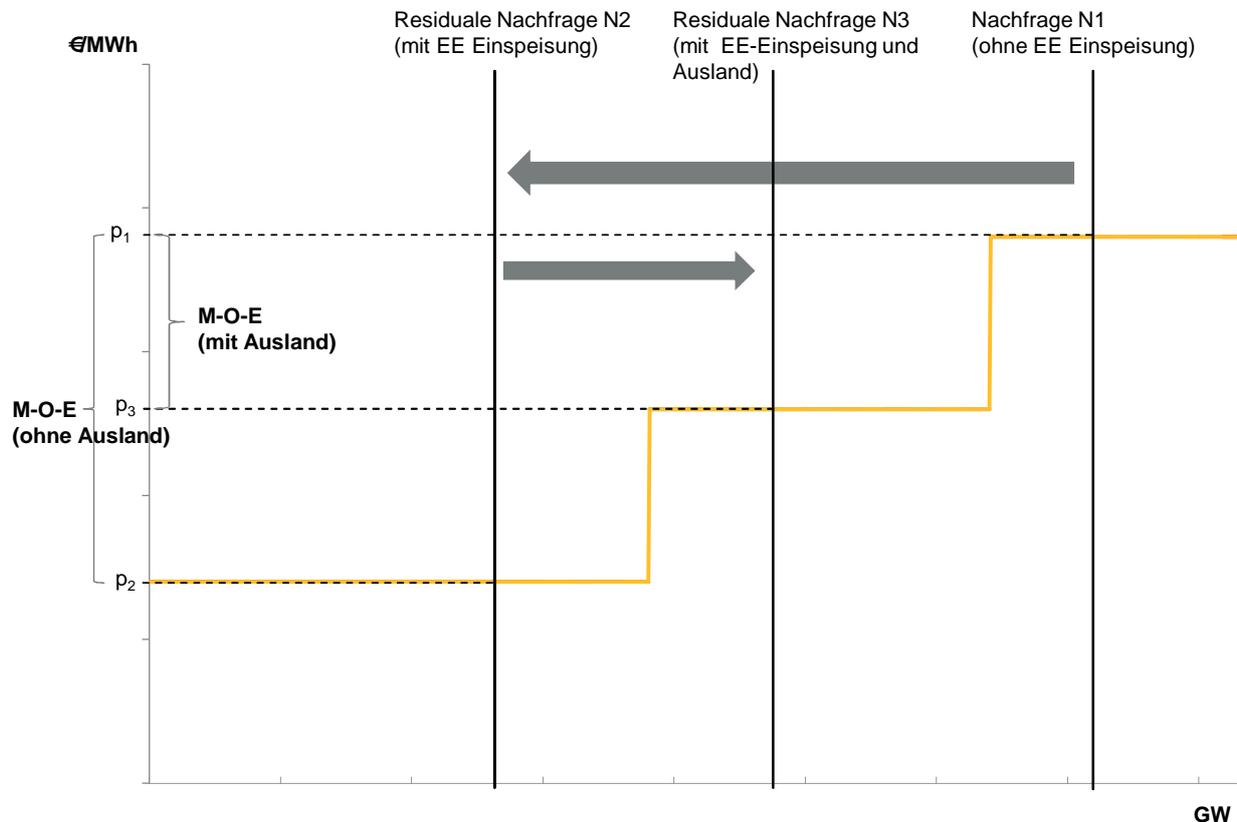


Abbildung 3: Einfluss von Stromaustauschmöglichkeiten mit dem Ausland auf den Merit-Order-Effekt  
Quelle: Eigene Darstellung.

#### *Einfluss der Korrelation von EE-Einspeisung und Last*

Auch die Korrelation von EE-Einspeisung und Last beeinflusst die Höhe des Merit-Order-Effekts. Trifft z.B. eine Starkwind-Phase mit einer hohen Last zusammen (N1 in Abbildung 4), so erfolgt die Nachfragereduktion im steilen Teil der Merit-Order - die Preisreduktion fällt hoch aus (Differenz von  $p_1$  und  $p_2$ ). Erfolgt die Nachfragereduktion dagegen in einem flachen Bereich der Merit-Order (N1\*), fällt auch der Merit-Order-Effekt entsprechend kleiner aus (Differenz von  $p_1^*$  und  $p_2^*$ ). Wie stark EE-Einspeisung und Last korrelieren, variiert aufgrund der stochastischen Einspeisung von fluktuierenden EE von Jahr zu Jahr (Nagl u. a. (2012)), so dass der für ein bestimmtes Jahr quantifizierte Merit-Order-Effekt auch von der in diesem Jahr vorherrschenden Korrelation von Last und EE-Einspeisung abhängt.

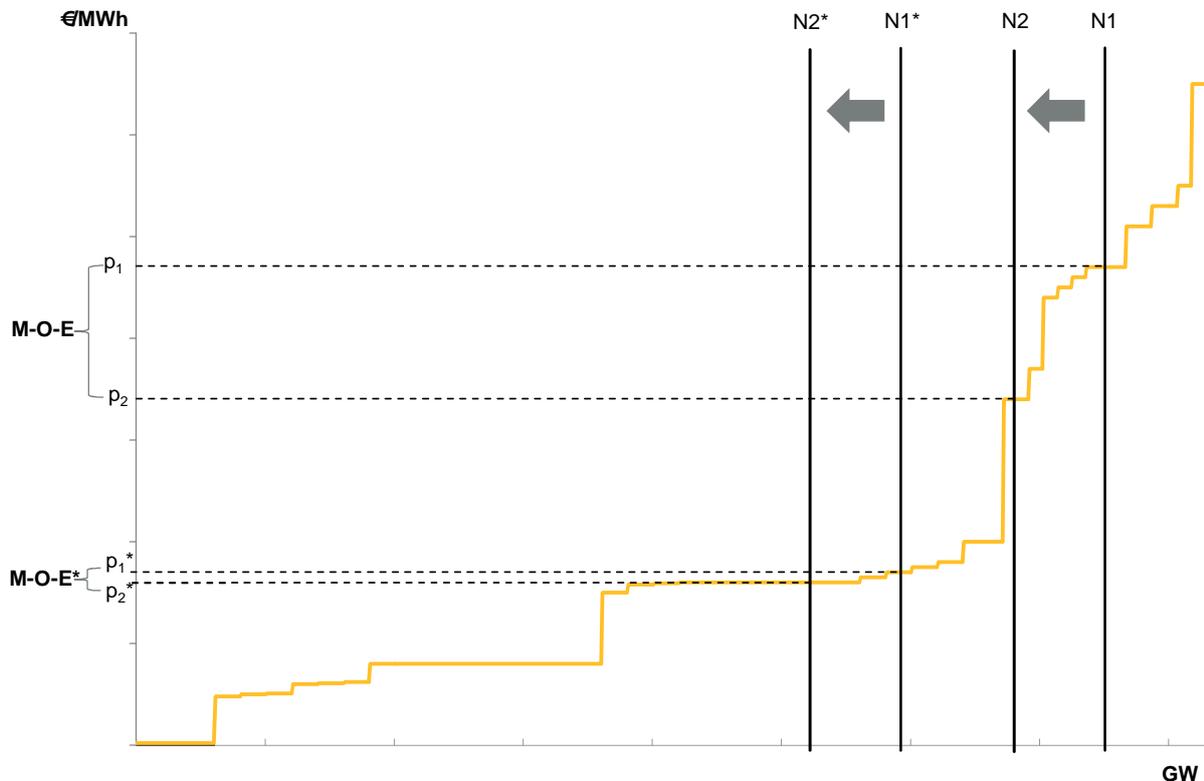


Abbildung 4: Einfluss der Korrelation von EE-Einspeisung und Last auf den Merit-Order-Effekt  
Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Sensfuß u. a. (2008).

## 2.2. Langfristiger Merit-Order-Effekt

Wie in Abschnitt 2.1 dargestellt, ist der Strompreis in Stunden mit hoher Einspeisung von erneuerbaren Energien *ceteris paribus* geringer als in Stunden mit niedriger EE-Einspeisung. Wie groß der Effekt einer zunehmenden EE-Einspeisung auf den durchschnittlichen jährlichen Stromgroßhandelspreis ausfällt, hängt maßgeblich davon ab, inwieweit der konventionelle Kraftwerkspark optimal für die jeweilige EE-Menge im Stromsystem ausgelegt ist. Abbildung 5 illustriert die kostenoptimale Zusammensetzung des konventionellen Kraftwerksparks in Abhängigkeit von der Steigung der residualen Lastdauerlinie.

In Abbildung 5 illustriert die obere Grafik den Einfluss von fluktuierender EE-Einspeisung auf die stündliche (residuale) Stromnachfrage. Werden die stündliche Last ohne EE-Einspeisung (gelbe Linie) und die stündliche residuale Last nach Abzug der EE-Einspeisung (graue Linie) in absteigender Reihenfolge abgetragen, ergeben sich die entsprechenden (residualen) Lastdauerlinien in der mittleren Grafik. In der unteren Grafik sind die annuitätischen Gesamtkosten von Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerken in Abhängigkeit von zu erzielenden Volllaststunden abgebildet. Der Achsenabschnitt entspricht den an-

nuitätischen Fixkosten einer Technologie, die Steigung deren variablen Kosten. Da Grundlastkraftwerke durch vergleichsweise hohe fixe aber niedrige variable Kosten gekennzeichnet sind, sind sie kosteneffizient, wenn hohe jährliche Betriebsstunden realisiert werden. Umgekehrt sind Spitzenlastkraftwerke, die durch vergleichsweise niedrige fixe und hohe variable Kosten charakterisiert sind, effizient, wenn vergleichsweise wenige Betriebsstunden realisiert werden. Die rote Linie markiert die jeweils geringsten Gesamtkosten, mit der die in einer bestimmten jährlichen Stundenanzahl auftretende Last kostenoptimal gedeckt werden kann und somit die effiziente Kraftwerkswahl in Abhängigkeit von zu erzielenden Volllaststunden: Bei einer Stundenanzahl im Bereich von  $S^*$  haben Spitzenlastkraftwerke die niedrigsten Gesamtkosten. Bei einer etwas höheren Stundenanzahl ( $> S^*$ ) liegt die Gesamtkostenkurve von Mittellastkraftwerken unter derjenigen von Spitzenlastkraftwerken. Für eine Last, die in einer höheren Stundenanzahl auftritt ( $> (S^*+M^*)$ ), sind Grundlastkraftwerke kosteneffizient (Weber und Woll (2007)).

Eine erhöhte EE-Einspeisung führt zu einer steileren (residualen) Lastdauerline (mittlere Grafik). In vielen Stunden wird ein Großteil der Last durch EE gedeckt, so dass die Höhe der Grundlast sinkt. Der optimale Kapazitätsmix in einem Stromsystem mit hohem EE-Anteil enthält daher einen geringeren Anteil von Kraftwerken mit hohen Fixkosten. Hohe residuale Lasten treten dagegen auch in Stromsystemen mit einem hohen EE-Anteil auf, wenn z.B. Starklast und Schwachwind zusammentreffen. Der optimale Kapazitätsmix bei einem hohen EE-Anteil enthält daher einen größeren Anteil an Kraftwerken mit niedrigen Kapitalkosten (Weber und Woll (2007), Lamont (2008), De Jonghe u. a. (2011)). In Abbildung 5 kennzeichnen die Mengen  $x_s$ ,  $x_m$  und  $x_g$  die kostenoptimale Kapazität an Spitzen-, Mittel- und Grundlastkraftwerken für den Fall eines Stromsystems ohne erneuerbare Energien;  $y_s$ ,  $y_m$  und  $y_g$  entsprechen den optimalen Kapazitäten der einzelnen Technologien in einem Stromsystem mit hohem EE-Anteil.

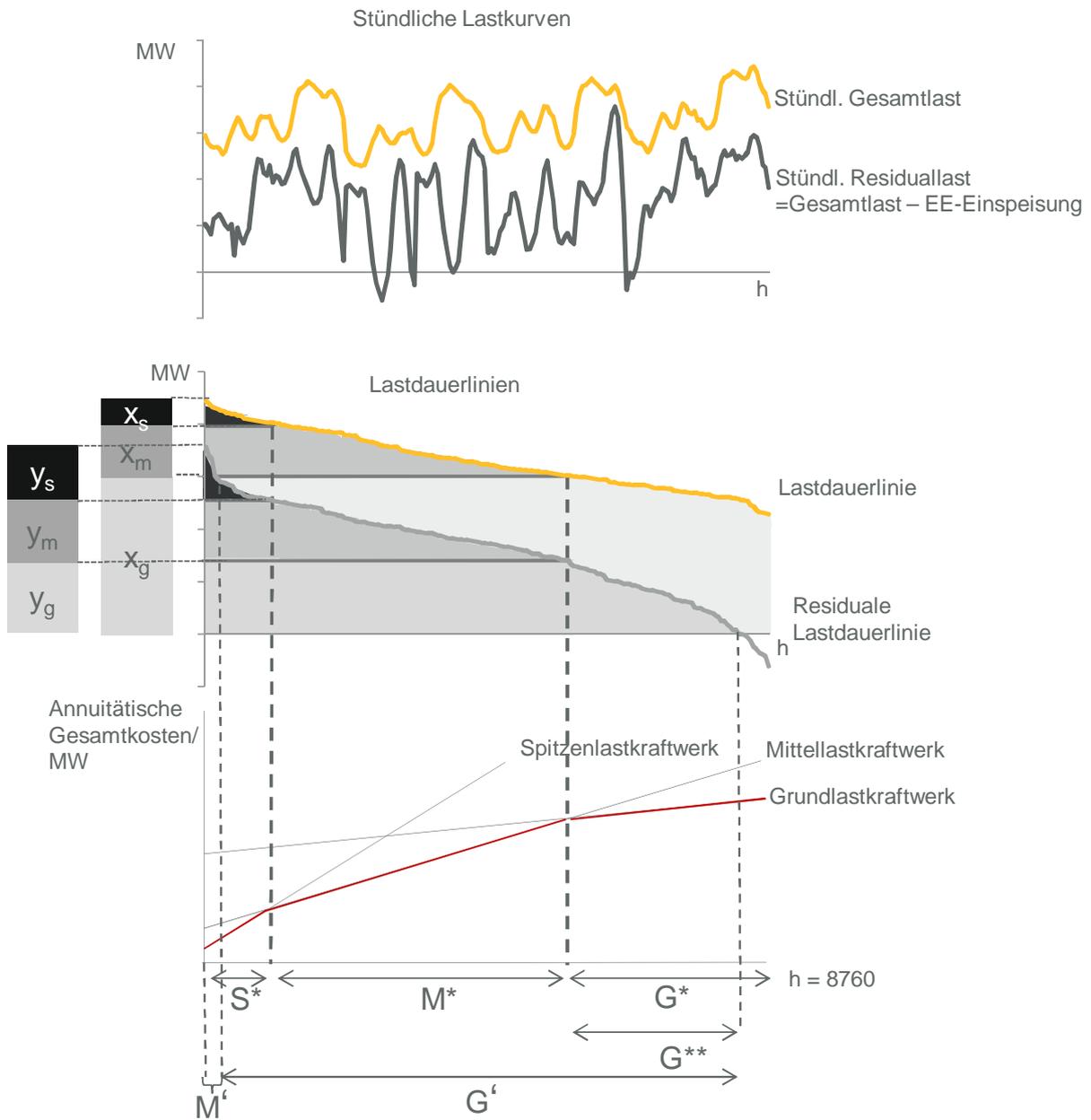


Abbildung 5: Einfluss von EE-Einspeisung auf die optimale Zusammensetzung des konventionellen Kraftwerksparks

Quelle: Eigene Darstellung, basierend auf Nabe (2006), Weber und Woll (2007), Wissen und Nicolosi (2008), Miera u. a. (2008), Fürsch u. a. (2012b).

Im Folgenden erläutern wir, welche Strompreiseffekte durch erneuerbare Energien langfristig entstehen, wenn sich der Kraftwerkspark optimal an den EE-Ausbau anpassen kann (Abschnitt 2.2.1) und welchen Einfluss ein suboptimal ausgelegter Kraftwerkspark auf die Strompreiseffekte von erneuerbaren Energien hat

(Abschnitt 2.2.2). Der erste Fall (Abschnitt 2.2.1) ist eher theoretisch als empirisch relevant, jedoch wichtig, weil er die grundlegende Logik der Strompreisbildung im langfristigen Gleichgewicht darstellt.<sup>1</sup> Der zweite Fall (Abschnitt 2.2.2) ist empirisch relevant, da aufgrund von unsicheren Faktoren wie Brennstoff- und Investitionskosten, Nachfrageentwicklung und EE-Ausbau, eine vollkommen optimale Planung des Kraftwerkspark unter perfekter Voraussicht nicht möglich ist.<sup>2</sup>

### *2.2.1. Strompreiseffekte bei optimaler Anpassung des Kraftwerksparks*

Weber und Woll (2007) und Miera u. a. (2008) argumentieren, dass bei einer langfristigen Betrachtung - und bei optimaler Anpassung des Kraftwerkspark an den EE-Ausbau - das mittlere Großhandels-Strompreisniveau unabhängig davon ist, ob das Stromsystem erneuerbare Energien enthält oder nicht. Die Argumentation der Autoren stützt sich darauf, dass die Effizienzkostenkurve (in Rot markierte Linie in der unteren Grafik) unabhängig vom Verlauf der (residualen) Lastdauerlinie ist und sich daher bei optimaler Anpassung des Kraftwerksparks an die jeweilige Lastdauerlinie, das gleiche mittlere Preisniveau einstellen muss. Wie im Folgenden dargestellt, gilt diese Argumentation unter perfekter Voraussicht und im langfristigen Gleichgewicht, sofern desweiteren keine Potenzialbeschränkungen bindend sind,<sup>3</sup> von An-, Abfahr- und Mindestlastbedingungen abstrahiert wird und die residuale Last in jeder Stunde größer als Null ist. Wir betrachten nun zunächst den Fall, in dem diese Annahmen alle erfüllt sind. Anschließend weichen wir von der Annahme ab, dass die residuale Last in jeder Stunde größer als Null ist, was bei zukünftig weiter ansteigenden Anteilen von erneuerbaren Energien zunehmend unwahrscheinlicher wird.

Die Steigung der Effizienzkostenkurve entspricht den kurzfristigen Grenzkosten der jeweils für eine bestimmte Volllaststundenzahl optimalen Technologie und damit dem in einem wettbewerblichen Markt zu erwarteten Strompreis während dem entsprechenden Zeitsegment. Nur in der Lastspitze muss gemäß Peak-Load-Pricing Theorie der Preis über den kurzfristigen Grenzkosten der teuersten Technologie des optimalen Kraftwerksparks liegen, damit auch diese Technologie ihre Kapitalkosten decken kann (Weber und Woll (2007)).<sup>4</sup> Für beide Lastdauerlinien in der mittleren Grafik gilt folglich, dass - abgesehen von der Stunde,

---

<sup>1</sup>Das „langfristige Gleichgewicht“ bezieht sich in der ökonomischen Theorie auf einen Zeithorizont, der auf exogene Impulse (z.B. die vermehrte Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien) die optimale Anpassung des Systems erlaubt, insbesondere unter Berücksichtigung von Kapazitätsanpassungen. Da sich in der Realität exogene Impulse vielfach schneller ändern als sich Kapazitäten anpassen lassen, gleicht die Situation der eines „beweglichen Ziels“.

<sup>2</sup>Die modell-gestützte Quantifizierung des M-O-E in Kapitel 4 erfolgt zwar im Rahmen der Szenarien unter vollkommener Voraussicht; dennoch ergibt sich ein im Zeitverlauf zunehmender (preisdämpfender) M-O-E, weil bereits der bestehende Kraftwerkspark nicht optimal angepasst ist und die erneuerbaren Energien im Referenzszenario schneller expandieren als sich der Kraftwerkspark anpassen kann.

<sup>3</sup>Die in Abbildung 5 dargestellten Wirkungsmechanismen unterstellen, dass für keine Technologie Brennstoff- oder Kapazitäts- Potenzialrestriktionen bindend sind; z.B. bei Braunkohlekraftwerken ist dies aufgrund von begrenzten Grubenkapazitäten nicht immer der Fall.

<sup>4</sup>Die Systemgrenzkosten schließen dann die marginalen Kosten einer Kapazitätsausweitung ein und bilden die langfristigen Grenzkosten ab.

in der die Lastspitze auftritt - der Strompreis in  $S^*$  Stunden den Grenzkosten eines Spitzenlastkraftwerkes und in  $M^*$  Stunden den Grenzkosten eines Mittellastkraftwerkes entspricht. Wenn die residuale Last in jeder Stunde größer als Null ist und folglich in jeder Stunde ein konventionelles Kraftwerk zum Einsatz kommt, um die Last zu decken, entspricht zudem in beiden Fällen in  $G^*$  Stunden der Preis den Grenzkosten eines Grundlastkraftwerkes. Folglich beträgt das mittlere Preisniveau bei optimaler Anpassung des Kraftwerksparks sowohl in einem Stromsystem mit EE als auch in einem Stromsystem ohne EE genau  $p_1$ :

$$p_1 = \frac{S^* \cdot vk_s + M^* \cdot vk_m + G^* \cdot vk_g + peak}{8760} \quad (1)$$

mit  $vk_s$  = variable Kosten eines Spitzenlastkraftwerkes

mit  $vk_m$  = variable Kosten eines Mittellastkraftwerkes

mit  $vk_g$  = variable Kosten eines Grundlastkraftwerkes

mit  $peak$  = Preisaufschlag in der Spitzenlastperiode

Treten dagegen durch eine hohe EE-Einspeisung Stunden auf, in denen die residuale Last gleich Null oder negativ ist (wie in Abbildung 5 dargestellt), so wird der Preis nur in  $G^{**}$  Stunden durch die Grenzkosten eines Grundlastkraftwerkes gesetzt und beträgt in  $(G^*-G^{**})$  Stunden Null €/MWh oder kann aufgrund von An- und Abfahrkosten von konventionellen Kraftwerken und preisunelastischer Nachfrage sogar negativ werden (EWI (2010)).

$$p_2 = \frac{S^* \cdot vk_s + M^* \cdot vk_m + G^{**} \cdot vk_g + peak}{8760} \quad (2)$$

$$\Rightarrow p_2 < p_1 \quad \text{da} \quad G^{**} < G^*$$

Folglich kann - auch bei optimaler Anpassung des konventionellen Kraftwerksparks an die EE-Erzeugungsmengen eines Stromsystems - eine erhöhte EE-Erzeugungsmenge zu einer Reduktion des durchschnittlichen Großhandelspreises führen, wenn die EE-Einspeisung die Zahl der Stunden, in denen eine positive residuale Last auftritt, verringert.

### 2.2.2. Einfluss einer suboptimalen Auslegung des Kraftwerksparks

In der Realität ist eine perfekte Anpassung des konventionellen Kraftwerksparks jedoch kaum möglich, da hierfür alle Marktteilnehmer perfekte Voraussicht über zukünftige EE-Einspeisungen bräuchten - und dies über die gesamte Lebensdauer von konventionellen Kraftwerken, d.h. von 25-50 Jahren je nach Technologie. In Deutschland wurden Erwartungen über den Zubau von erneuerbaren Energien bislang tendenziell übererfüllt, auch das Ziel für 2010 eines 12,5% EE-Anteils wurde bereits 2007 erreicht. Auch zukünftig ist eine perfekte Anpassung des konventionellen Kraftwerksparks an den Ausbau von erneuerbaren Energien kaum möglich, da dieser Ausbau z.B. aufgrund von Umsetzungsrisiken bei Netzanschluss und Netzausbau keiner perfekten Voraussicht unterliegt (Fürsch u. a. (2012b)).

Der Einfluss von EE-Einspeisung auf den Stromgroßhandelspreis bei suboptimaler Anpassung des Kraftwerksparks an die tatsächlich eintretende residuale Last ist ebenso in Abbildung 5 illustriert. Angenommen der Kraftwerkspark wurde für die Lastdauerlinie ohne EE-Einspeisung geplant, tatsächlich erfolgt jedoch ein starker Ausbau von EE-Kapazitäten, so dass die niedrigere und steilere residuale Lastdauerlinie realisiert wird. In diesem Fall gibt es eine ineffizient überhöhte Kapazität an Grundlastkraftwerken, die dazu führt, dass anstatt in G\*\* Stunden in G' Stunden ein Grundlastkraftwerk preissetzend ist. In weiteren M' Stunden wird der Preis durch ein Mittellastkraftwerk gesetzt. Spitzenlastkraftwerke kommen nicht zum Einsatz und werden damit nie preissetzend, da selbst die Lastspitze durch Mittellastkraftwerke gedeckt werden kann. Da Überkapazitäten existieren, bildet sich zudem auch in der Spitzenlaststunde kein Knappheitspreis. Folglich stellt sich durch die Einspeisung erneuerbarer Energien ein deutlich niedrigerer Preis ein, als dies bei gleichzeitiger bei optimaler Auslegung des Kraftwerksparks der Fall wäre.

$$p_3 = \frac{M' \cdot vk_m + G' \cdot vk_g}{8760} \quad (3)$$
$$\Rightarrow p_3 < p_2 < p_1$$

### 3. Der Merit-Order-Effekt in Deutschland: Einordnung bestehender Quantifizierungen

Seit der Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes im April 2000 ist der EE-Anteil am Bruttostromverbrauch in Deutschland von 6,8% auf 20,3% im Jahr 2011 angestiegen. Bis zum Jahr 2020 soll der EE-Anteil auf 35% ansteigen, bis 2030 auf 50% (BMWi/BMU (2010)). Abbildung 6 zeigt die Entwicklung der EE-Stromerzeugung in Deutschland seit 2000. Zusätzlich ist ab 2007 die EEG-vergütete Stromerzeugung

abgetragen. Diese entspricht im Wesentlichen der EE-Erzeugung abzüglich der Wasserkraft-Erzeugung, die zum großen Teil auch ohne Förderung wettbewerbsfähig ist.

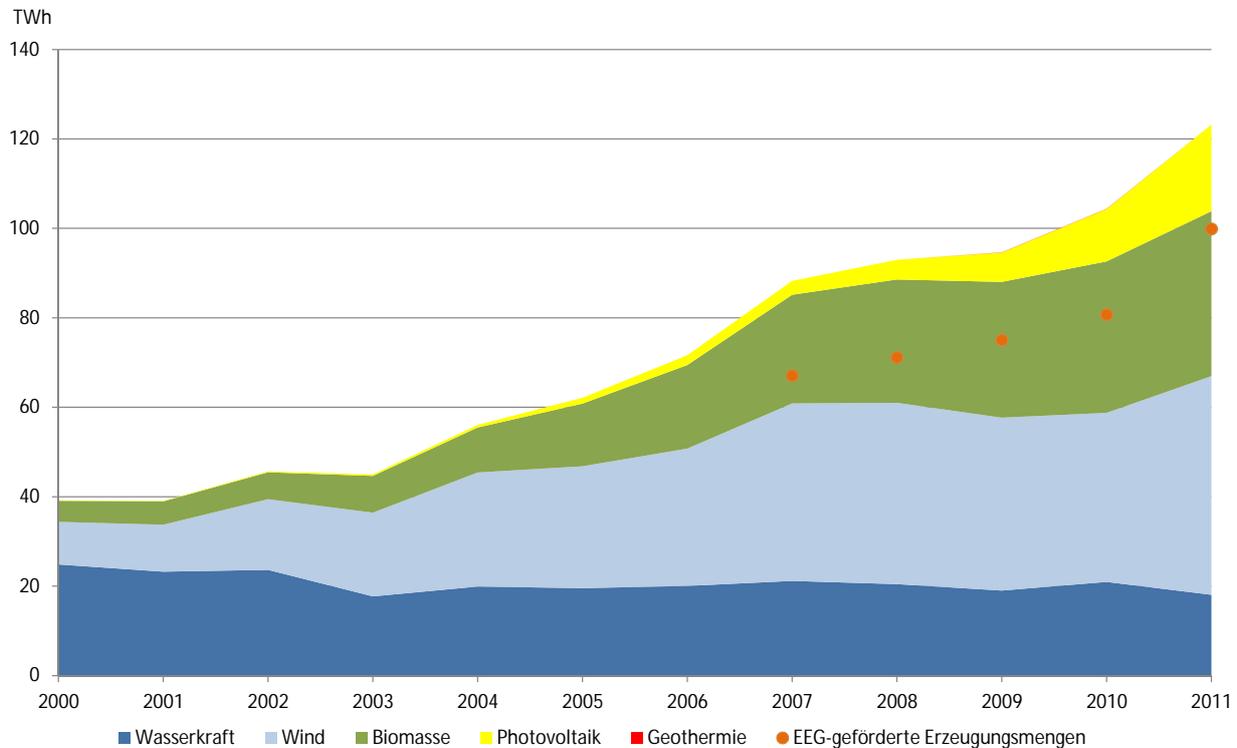


Abbildung 6: Stromerzeugung auf Basis von erneuerbaren Energien, 2000-2011 [TWh]  
Quelle: Eigene Darstellung nach BMU (2012) und BDEW (2011)

Der Einfluss der EE-Erzeugung auf den Stromgroßhandelspreis in Deutschland wurde in den letzten Jahren vielfach untersucht - Tabelle 1 gibt einen Überblick über die Ergebnisse von Quantifizierungen der M-O-E in Deutschland. Bis auf Traber u. a. (2011) und Nicolosi (2012) führen alle Autoren eine ex-post Berechnung des M-O-E durch. Bei den ex-post Berechnungen wird entweder ein Szenario mit und ein Szenario ohne EEG-vergütete EE-Erzeugungsmengen oder ein Szenario mit und ohne Windeinspeisung (Weber und Woll (2007) und Weigt (2009)) verglichen. Traber u. a. (2011) und Nicolosi (2012) untersuchen ex-ante den M-O-E für 2020 bzw. bis 2030 und analysieren dabei den Einfluss der zusätzlichen, nach 2010 zugebauten, EE-Mengen.

Wie in Abschnitt 2 erläutert, ist die Höhe des M-O-E maßgeblich davon abhängig, inwieweit der konventionelle Kraftwerkspark optimal an die EE-Menge in einem Stromsystem angepasst ist. Zudem hat die Möglichkeit des internationalen Stromaustauschs einen signifikanten Einfluss auf die Höhe des M-O-E. Beide Faktoren wurden in einem Großteil der Berechnungen nicht oder nicht endogen berücksichtigt. Für das Jahr

2006 quantifizieren Sensfuß und Ragwitz (2007) einen Merit-Order-Effekt in Höhe von - 7,8 €/MWh - ohne Berücksichtigung von Anpassungen des konventionellen Kraftwerksparks und der Möglichkeit des Stromaus-tauschs mit dem Ausland. Weigt (2009) ermittelt einen M-O-E in einer ähnlichen Größenordnung (- 6,26 €/MWh) wobei lediglich der Einfluss von Windenergie-Einspeisung berücksichtigt wurde. Weber und Woll (2007) schätzen dagegen für das gleiche Jahr den Einfluss der Windenergieeinspeisung auf - 4,04 €/MWh bei gleich bleibendem konventionellen Kraftwerkspark. Eine exogene Abschätzung von Anpassungsprozes-sen des konventionellen Kraftwerksparks führt in den Berechnungen von Weber und Woll (2007) sogar zu einem leichten Anstieg des Strompreises (+ 0,4 €/MWh) durch die vermehrte Windeinspeisung. Auch für das Jahr 2007 weisen die unterschiedlichen Abschätzungen des M-O-E deutliche Divergenzen auf. So be-rechnet Sensfuß (2011) einen M-O-E von - 5,83 €/MWh (gesamte EEG-vergütete EE-Menge und exogene Anpassung des konventionellen Kraftwerksparks), während Weigt (2009) den M-O-E im gleichen Jahr auf - 10,47 €/MWh abschätzt (nur Windeinspeisung, ohne Anpassung des konventionellen Kraftwerksparks). Für 2020 berechnen Traber u. a. (2011) und Nicolosi (2012) einen vergleichsweise niedrigen M-O-E von ca. - 3 €/MWh - trotz höherer untersuchter EE-Erzeugungsdifferenzen als in den anderen in Tabelle 1 darge-stellten Berechnungen. In beiden Analysen - und im Gegensatz zu allen anderen dargestellten Berechnungen - werden Stromaustauschmöglichkeiten mit dem Ausland berücksichtigt. Während Nicolosi (2012) Im- und Exporte explizit modelliert, wird der internationale Stromaustausch in Traber u. a. (2011) über eine Anpas-sung der Nachfrageelastizitäten berücksichtigt (siehe Traber und Kemfert (2011)). Ebenso werden sowohl in Traber u. a. (2011) als auch in Nicolosi (2012) Anpassungsprozesse des konventionellen Kraftwerksparks berücksichtigt - entweder über eine exogene Annahme (Traber u. a. (2011)) oder modell-endogen (Nicolosi (2012)).

Tabelle 1: Literatur-Übersicht - Quantifizierung des Merit-Order-Effekts in Deutschland

Studie	Veränderung des Spotmarktpreises (Day-Ahead) in €/MWh						Berücksichtigung des Einflusses von EE auf:	
	2006	2007	2008	2009	2010	2020	konventionellen Kraftwerkspark	Im- und Exporte
Sensfuß und Ragwitz (2007)	-7,8						nein	nein
Sensfuß (2011)		-5,82	-5,83	-6,09	-5,27		exogene Annah- me	nein
Traber u. a. (2011)						-3,2	exogene Annah- me	implizit
Nicolosi (2012)						-3,3	ja	ja
Weber und Woll (2007) Rechnung I	-4,04						nein	nein
Weber und Woll (2007) Rechnung II	+0,4						exogene Annah- me	nein
Weigt (2009)	-6,26	-10,47	-13,13				nein	nein
Bode und Gros- curth (2006) Rechnung I*	-0,26 €/MWh bei 4 TWh EE bis -4,68 €/MWh bei 73 TWh EE****						nein	nein
Bode und Gros- curth (2006) Rechnung II**	-0,28 €/MWh bei 4 TWh EE bis -5,14 €/MWh bei 73 TWh EE****						nein	nein
Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft e.V. (2011)	Durchschnitt -8 €/MWh (2006-2010)						nein	nein

\* Nachfrage elastisch; \*\* Nachfrage unelastisch;\*\*\* Die EEG Einspeisung betrug 2008 71 TWh

Aus den in Abschnitt 2 dargestellten theoretischen Überlegungen und den in Tabelle 1 aufgelisteten Quantifizierungen des M-O-E für Deutschland lassen sich drei Schlussfolgerungen ziehen, die für die Einordnung von Quantifizierungen des M-O-E wichtig sind:

1. Die Möglichkeit des internationalen Stromaustauschs und von Anpassungsprozessen des konventionellen Kraftwerksparks hat einen maßgeblichen Einfluss auf die Höhe des M-O-E. Bei den für Deutschland durchgeführten ex-post Quantifizierungen des M-O-E kann allein durch die Vernachlässigung des Auslandsaustauschs davon ausgegangen werden, dass der M-O-E tendenziell überschätzt wurde. Zwar werden in den Studien auch indirekte Preiseffekte der EE-Einspeisung durch sinkende CO<sub>2</sub> - und Brennstoffpreise vernachlässigt, was tendenziell zu einer Unterschätzung des M-O-E führen würde,

allerdings bewegen sich diese indirekten Preiseffekte in einer eher geringen Größenordnung.<sup>5</sup>

2. Die genaue Höhe des M-O-E ist schwer zu beziffern. Unterschiede in den verwendeten Modellen haben z.T. deutliche Auswirkungen auf die Ergebnisse. So liegt der für das Jahr 2006 quantifizierte M-O-E bei Weber und Woll (2007) (Rechnung I) um über 50% unter dem von Weigt (2009) quantifizierten M-O-E, obwohl in beiden Berechnungen lediglich der Einfluss der Windenergieeinspeisung berücksichtigt wurde, und sowohl internationale Stromhandlungsmöglichkeiten als auch Anpassungsprozesse des konventionellen Kraftwerksparks vernachlässigt wurden.
3. Der M-O-E in einem bestimmtem Jahr hängt von einer Vielzahl von Faktoren ab, die sich von Jahr zu Jahr ändern (z.B. Brennstoff- und CO<sub>2</sub> -Preise). So ist beispielsweise der CO<sub>2</sub> -Preis im Jahr 2007 eingebrochen, was ceteris paribus zu einem höheren M-O-E führt (vergleiche Diskussion in Abschnitt 2.1). Ein hoher quantifizierter M-O-E in einem bestimmten Jahr lässt daher nicht ohne Weiteres auf einen hohen M-O-E in folgenden Jahren schließen.

Im nächsten Abschnitt berechnen wir den M-O-E für Deutschland bis 2030 unter endogener Berücksichtigung von Stromaustauschmöglichkeiten mit dem europäischen Ausland und von Anpassungsprozessen des konventionellen Kraftwerksparks. Unsere Quantifizierung des M-O-E ist in Bezug auf die verwendete Methodik und den Betrachtungszeitraum ähnlich zu der Arbeit von Nicolosi (2012). Unsere Berechnung unterscheidet sich von Nicolosi (2012) vor allem durch die angenommenen Rahmenbedingungen, z.B. bezüglich Kernenergiepolitik, EE-Ausbau und Preisentwicklungen. Wir berechnen den M-O-E im Rahmen der „Energiewende“, d.h. insbesondere im Kontext des 2011 beschlossenen Kernenergieausstiegs und einem EE-Ausbau entsprechend der Annahmen in Prognos/EWI/GWS (2011). Unsere Ergebnisse bezüglich der Höhe des M-O-E sind - wie jegliche Quantifizierung des M-O-E - unter den oben genannten Einschränkungen zu interpretieren. Insbesondere ist die absolute Höhe des M-O-E abhängig von ökonomischen Rahmenannahmen und Modellspezifika. Dennoch erlaubt die Berechnung modell-konsistent eine Gegenüberstellung von Preis- und Kosteneffekten erneuerbarer Energien sowie eine Analyse des Einflusses erneuerbarer Energien auf die Zusammensetzung des konventionellen Kraftwerksparks sowie auf Im- und Exportströme. Damit trägt die Berechnung zur Diskussion über die volkswirtschaftliche Bedeutung des M-O-E bei und verdeutlicht die Notwendigkeit, Anpassungsprozesse des konventionellen Kraftwerksparks sowie internationale Stromaustauschmöglichkeiten zu berücksichtigen.

---

<sup>5</sup>So beziffert bspw. die Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft e.V. (2011) die indirekten Preiseffekte für das Jahr 2010 auf ca. 0,2 €/MWh.

#### 4. Modell gestützte Quantifizierung des Merit-Order-Effekts

Im Folgenden stellen wir eine szenarienbasierte Berechnung des Merit-Order-Effekts in Deutschland für den Zeitraum 2015 bis 2030 dar. Die Berechnungen erfolgen mit dem europäischen Strommarktmodell DIME (Dispatch and Investment Modell for Electricity Markets in Europe) und berücksichtigen im Modell sowohl Anpassungsprozesse des konventionellen Kraftwerksparks als auch Stromaustauschmöglichkeiten mit dem europäischen Ausland. Das Modell wurde unter anderem auch für die Berechnungen der „Energieszenarien 2011“ (Prognos/EWI/GWS (2011), siehe auch Fürsch u. a. (2012a)) und der „Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung“ (Prognos/EWI/GWS (2010), siehe auch Nagl u. a. (2011)) verwendet. Eine Modellbeschreibung findet sich in Prognos/EWI/GWS (2010).

##### 4.1. Szenariodefinition

Um den Merit-Order-Effekt abzuschätzen wurden zwei Szenariorechnungen durchgeführt. Beide Szenarien basieren auf den Annahmen zu technischen und sozio-ökonomischen Rahmendaten der Energieszenarien 2011 (siehe Prognos/EWI/GWS (2011)) und unterscheiden sich lediglich bezüglich ihrer EE Erzeugungsmengen.

Das Referenzszenario basiert auf dem Ausstiegsszenario der „Energieszenarien 2011“. Anpassungen wurden vorgenommen, um den nach der Studie beschlossenen deutschen Kernenergieausstiegspfad abzubilden sowie um aktuellen Entwicklungen der erneuerbaren Energien in Deutschland, insbesondere im Bereich der Photovoltaik, gerecht zu werden. Dies führt dazu, dass im Referenzszenario im Jahr 2020 in Deutschland 4,2 GW Kernenergie mehr installiert ist als im Ausstiegsszenario der Energieszenarien 2011. Die Aktualisierung der Erneuerbaren in Deutschland führt im Referenzszenario zu einer um 19,6 TWh höheren Bruttostromerzeugung der Erneuerbaren in Deutschland in 2020.

Im Szenario „Ohne EE“ wurde die Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland auf dem Niveau von 2010 eingefroren, um den Merit-Order-Effekt der danach hinzukommenden erneuerbaren Energien zu quantifizieren. Der berechnete Merit-Order-Effekt bezieht sich also nur auf die EE-Mengen, die nach 2010 zugebaut wurden, während die Einspeisung von EE-Anlagen, die bis 2010 unter dem EEG ausgebaut wurden, in beiden Szenarien abgebildet sind.

Tabelle 2 veranschaulicht die Differenz der Stromerzeugung aus Erneuerbaren in Deutschland zwischen dem Referenzszenario und dem Szenario „Ohne EE“. Die Differenz stellt die Erzeugung der ab 2010 angenommenen Zubauten von erneuerbaren Energien in Deutschland dar. Die Differenz wächst im Zeitverlauf mit fortschreitendem Ausbau der EE in Deutschland und erreicht in 2030 rund 143 TWh.

Tabelle 2: Differenzen in der EE-Bruttostromerzeugung zwischen dem Referenzszenario und dem Szenario „Ohne EE“, 2015-2030 [TWh]

	2015	2020	2025	2030
Onshore Wind	12	17	20	21
Offshore Wind	9	35	44	63
Photovoltaik	14	30	30	30
Geothermie	0	2	2	3
Biomasse	9	17	20	22
Wasserkraft	0	0	4	4
Summe	44	100	120	143

#### 4.2. Modellergebnisse

Im Folgenden beschreiben wir den Einfluss des zusätzlichen EE-Ausbaus im Referenzszenario gegenüber dem Szenario „ohne EE“ auf

- die Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks,
- die zu erzielenden Volllaststunden konventioneller Kraftwerke,
- den Stromaußenhandel,
- die Kosten der Stromerzeugung,
- und auf den Großhandelsstrompreis (Merit-Order-Effekt).

##### *Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks*

Die Zubau- und Stilllegungsdynamik konventioneller Kraftwerke in Deutschland unterscheidet sich zwischen den Szenarien (Abbildung 7). Analog zum Ausstiegsszenario der „Energieszenarien 2011“ entsteht in beiden Szenarien durch die reduzierte KKW-Kapazität ein Leistungsbedarf der durch andere Technologien kostenminimal gedeckt wird. Zusätzlich zu den derzeit im Bau befindlichen Kraftwerken kommt es daher in beiden Szenarien zu einem ausgeprägten Zubau an Gaskraftwerken.<sup>6</sup> Dieser ist im Szenario „Ohne EE“ größer; bis 2030 werden im Vergleich zum Referenzszenario 6,5 GW mehr gebaut. Zusätzlich werden im Referenzszenario insbesondere Stein- und Braunkohlekapazitäten früher stillgelegt als im Szenario „Ohne EE“.

<sup>6</sup>Aufgrund der rückläufigen Nachfrageentwicklung kommt es in beiden Szenarien jedoch (analog zu den Energieszenarien 2011) zu einem Nettorückbau im konventionellen Kraftwerkspark.

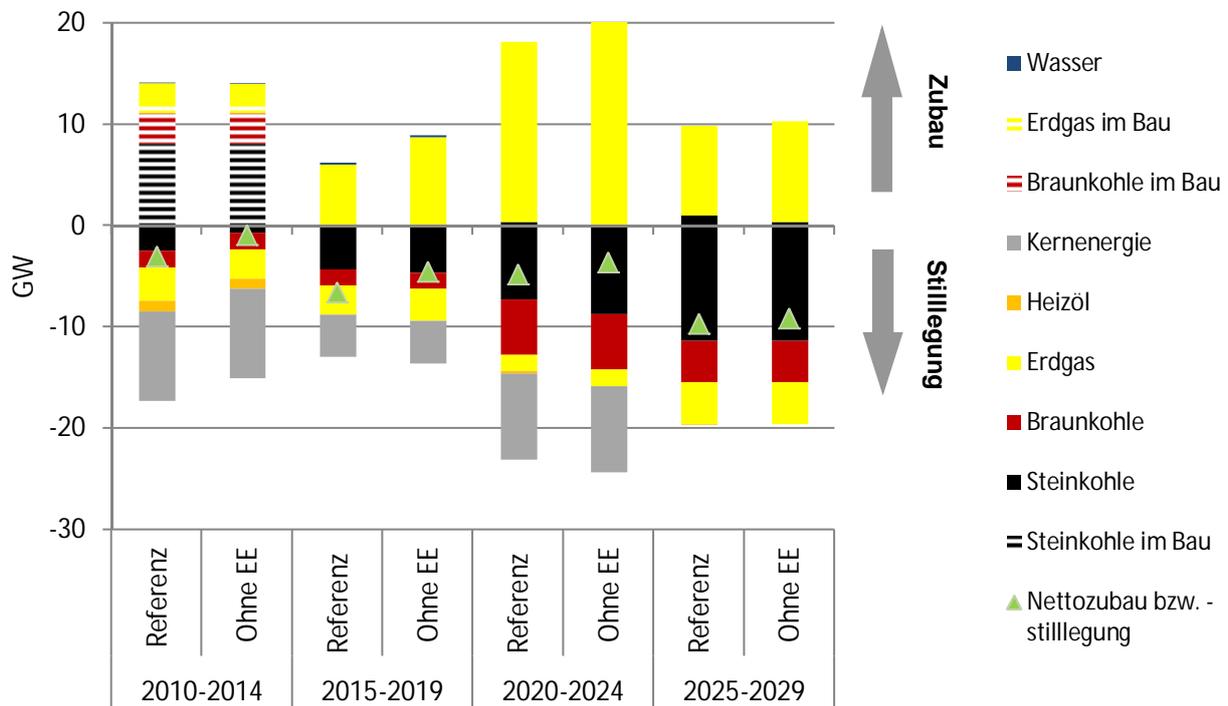


Abbildung 7: Konventionelle Kraftwerkszubauten und Kraftwerksstilllegungen im Referenzszenario und dem Szenario „Ohne EE“, 2015-2030 [GW]

#### Volllaststunden konventioneller Kraftwerke

Neben den Änderungen des Kraftwerksparks führt die geringere Erzeugung der Erneuerbaren im Szenario „Ohne EE“ zu einer veränderten Auslastung der konventionellen Kraftwerke. Im Referenzszenario weisen konventionelle Kraftwerke durchweg niedrigere Volllaststunden auf als im Szenario „Ohne EE“. Dieser Effekt ist besonders ausgeprägt bei Steinkohlekraftwerken. Die Volllaststunden sind hier im Referenzszenario ab 2020 durchweg um über 1600 Stunden niedriger als im Szenario „Ohne EE“ (Tabelle 3).

Tabelle 3: Differenzen der Jahresvolllaststunden zwischen dem Referenzszenario und dem Szenario „Ohne EE“, 2015-2030

	2015	2020	2025	2030
Kernkraft	0	-31	0	0
Steinkohle	-575	-1757	-1682	-1759
Braunkohle	-13	-638	-548	-1111
Erdgas	-224	-311	-446	-784
Heizöl	-32	0	0	0

### *Stromaußenhandel*

Die höhere EE Erzeugung im Referenzszenario führt darüber hinaus zu höheren Nettoexporten (bis 2020) bzw. zu niedrigeren Nettoimporten (2025, 2030).<sup>7</sup> Die maximale Differenz im Stromaußenhandel von 64,9 TWh ergibt sich 2030 (Tabelle 4). In diesem Jahr ist auch die Differenz der Erzeugung aus Erneuerbaren zwischen den Szenarien am höchsten.

Tabelle 4: Nettoexporte in den Szenarien, 2015-2030 [TWh]

	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>
Nettoexporte (Referenz)	26.8	13.4	-18	-43.5
Nettoexporte (Ohne EE)	10.9	-12.2	-68	-108.4

### *Kosten der Stromerzeugung*

Abbildung 8 zeigt die Differenzen der bis 2030 kumulierten Stromerzeugungskosten zwischen dem Referenzszenario und dem Szenario „Ohne EE“. Nicht berücksichtigt sind hierbei Regelenergiekosten und weitere Kosten der Strombereitstellung wie z.B. Netzausbaukosten. Diese würden die EE-bedingten Mehrkosten des Referenzszenarios noch erhöhen. Im Referenzszenario sind durch den zusätzlichen Ausbau von erneuerbaren Energien die kumulierten Stromerzeugungskosten bis zum Jahr 2030 um 54 Mrd. €<sub>2008</sub> höher als im Szenario „Ohne EE“. Der Barwert dieser kumulierten Mehrkosten bis zum Jahr 2030 beträgt bei einem Zinssatz von 3% (10%) ca. 38 Mrd. €<sub>2008</sub> (18 Mrd. €<sub>2008</sub>). Die Mehrkosten im Referenzszenario entstehen hauptsächlich durch höhere Investitionskosten für erneuerbare Energien (+ 117 Mrd. €<sub>2008</sub>). Zusätzliche fixe Betriebs- und Wartungskosten von EE (+ 8 Mrd. €<sub>2008</sub>) sowie Biomasse-Brennstoffkosten (+ 2 Mrd. €<sub>2008</sub>) sind vergleichsweise gering. Auf der anderen Seite führt die Verdrängung der konventionellen Erzeugung durch EE im Referenzszenario zu geringeren variablen Kosten (Brennstoff- und CO<sub>2</sub> -Kosten) der konventionellen Kraftwerke (- 44 Mrd. €<sub>2008</sub>). Darüber hinaus fällt im Referenzszenario der Kostenblock „Importkosten und entgangene Exporterlöse“ geringer aus (- 25 Mrd. €<sub>2008</sub>), da der (Börsen-)preissenkende Effekt der EE mit höheren Nettoexporten verbunden ist. Investitions- und fixe Betriebs- und Wartungskosten für konventionelle Kraftwerke werden durch den zusätzlichen EE-Ausbau kaum eingespart (- 4 Mrd. €<sub>2008</sub> bzw. - 1 Mrd. €<sub>2008</sub>). Hauptgrund hierfür ist, dass wind- und solarbasierte Erzeugungskapazitäten kaum zur gesicherten Leistung beitragen, somit durch erneuerbare Energien nur wenig konventionelle Kapazität eingespart wird. Ferner spielt eine Rolle, dass die begrenzte Einsparung konventioneller Erzeugungskapazität sich nur teil-

<sup>7</sup>Deutschland ist im Referenzszenario bis 2020 Nettoexporteur. Im Ausstiegsszenario der „Energieszenarien 2011“ ist Deutschland bereits 2020 mit 0,3 TWh Nettoimporteur. Grund hierfür ist die Anpassung des Kernenergieausstiegspfad in Deutschland und der Aktualisierung der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland.

weise in vermindertem Zubau neuer Kraftwerke niederschlägt; vielmehr beinhaltet die optimale Anpassung des Kraftwerkspark auch spätere Stilllegungen bestehender (Stein- und Braunkohle-) Kapazitäten, womit keine Investitionskosten eingespart werden. Im Saldo ergeben sich im Referenzszenario durch zusätzliche erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2030 kumulierte (nicht diskontierte) Mehrkosten der Stromerzeugung in der oben genannten Höhe von 54 Mrd €<sub>2008</sub>.

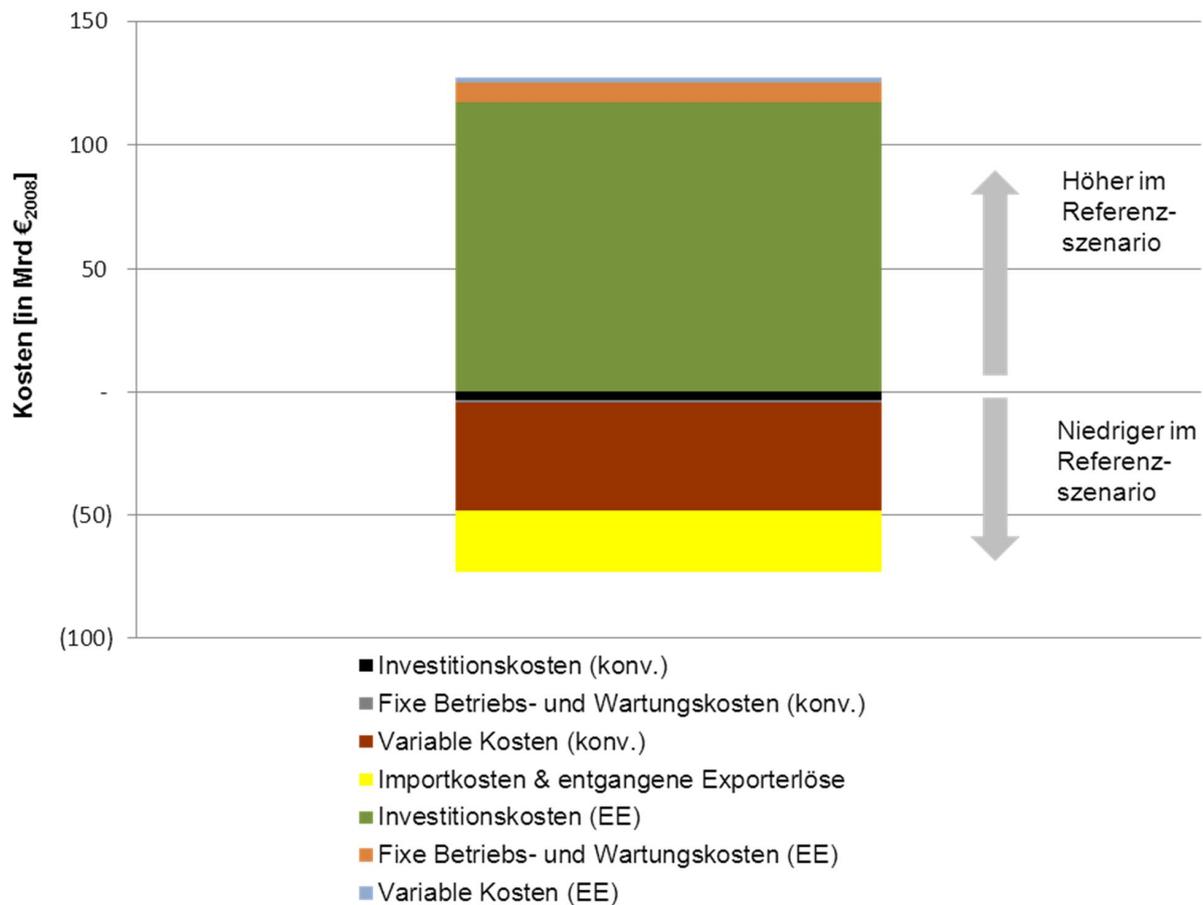


Abbildung 8: Kumulierte Kostendifferenzen zwischen dem Referenzszenario und dem Szenario „Ohne EE“ bis 2030 [ Mrd. €<sub>2008</sub>]

### Großhandelspreis (Merit-Order-Effekt)

Tabelle 5 zeigt die Entwicklung der Erzeugerpreise für Strom (Großhandelspreise) in den beiden Szenarien sowie den - durch den EE-Ausbau nach dem Jahr 2010 - resultierenden Merit-Order-Effekt.<sup>8</sup> Einhergehend

<sup>8</sup>Der Strompreis ist im Referenzszenario in 2020 mit 43 €/MWh um 4 €/MWh niedriger als im Ausstiegsszenario der „Energieszenarien 2011“. Preisdämpfend wirkt hier die Anpassung des Kernenergieausstiegspfads und der Aktualisierung der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland.

mit der über Zeit wachsenden Differenz der EE Erzeugungsmengen (Abbildung ??) wächst auch der Merit-Order-Effekt von -2 €/MWh in 2015 auf -10 €/MWh in 2030.

Tabelle 5: Großhandelspreise in den Szenarien sowie Merit-Order-Effekt, 2015-2030 [€/2008/MWh]

	2015	2020	2025	2030
Großhandel - Base (Referenz)	43	43	54	56
Großhandel - Base (Ohne EE)	45	47	59	65
Merit-Order-Effekt	-2	-4	-5	-10

## 5. Schlussfolgerungen

Die Subventionierung von erneuerbaren Energien mit variablen Kosten nahe Null ist mit signifikanten Preis- und Kosteneffekten verbunden. In diesem Artikel haben wir gezeigt, dass auch unter perfekter Voraussicht und im langfristigen Gleichgewicht die zunehmende Einspeisung von erneuerbaren Energien zu Preiseffekten führen kann, z.B. wenn durch zunehmende EE-Einspeisung die residuale Last nicht mehr zu jedem Zeitpunkt positiv ist. In der Realität ist zudem weder perfekte Voraussicht gegeben, noch eine perfekte, unmittelbare Anpassung des Kraftwerksparks möglich, so dass Preiseffekte deutlich höher ausfallen, als in einem theoretischen langfristigen Gleichgewicht.

Unsere Szenarienrechnung zeigt für Deutschland, dass durch den zunehmenden Ausbau von erneuerbaren Energien der Stromgroßhandelspreis auch unter Berücksichtigung von Anpassungsprozessen im konventionellen Kraftwerkspark sowie von Stromaustauschmöglichkeiten mit dem Ausland sinkt. Der dämpfende Effekt von EE auf den Stromgroßhandelspreis nimmt dabei mittelfristig, einhergehend mit einem steigenden EE-Ausbau, zu.

Zugleich zeigen unsere Szenariorechnungen auf Basis eines kostenbasierten Fundamentalmodells auch, dass Preiseffekte nicht mit Kosten- bzw. Wohlfahrtseffekten verwechselt werden dürfen. Da die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (im Durchschnitt deutlich) teurer ist als konventionelle Erzeugung, steigen die Gesamtkosten der Stromerzeugung durch den forcierten EE-Ausbau an. In der Modellrechnung belaufen sich die kumulierten Mehrkosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2030 auf 54 Mrd. €<sub>2008</sub>. Zudem führt der Ausbau von erneuerbaren Energien zu Umverteilungen von Mitteln innerhalb der Volkswirtschaft. Für Betreiber konventioneller Bestandsanlagen, die mit der Erwartung an höhere Betriebsstunden und höhere Preise gebaut wurden, führt der M-O-E zu reduzierten Erlösen, Bestandsanlagen werden somit entwertet. Kraftwerke auf Basis erneuerbarer Energien profitieren dagegen von der Förderung unter dem EEG. Stromverbraucher werden insgesamt stärker belastet, da die Stromerzeugung

aus erneuerbaren Energien teurer ist als aus konventionellen Kraftwerken. Durch die Einbettung des deutschen Strommarktes ins europäische Stromsystem entstehen zudem länderübergreifende Verteilungseffekte zwischen Ländern, die in unterschiedlichem Ausmaß den EE-Ausbau forcieren: Während Zusatzkosten der EE-Förderung auf nationaler Ebene auf die Endverbraucher umgelegt werden, kommt die Preisentlastung auf Erzeugerebene teilweise auch den angrenzenden Märkten zugute.

Der preissenkende Effekt von erneuerbaren Energien an der Strombörse kann folglich nicht als volkswirtschaftlicher Nutzen der Erneuerbaren gewertet werden. Vielmehr ist die Forcierung der erneuerbaren Energien mit volkswirtschaftlichen Zusatzkosten verbunden, und der Merit-Order-Effekt ist Ausdruck von Umverteilungen innerhalb des deutschen und europäischen Stromsystems.

## Literatur

- [Amundsen und Mortensen 2001] AMUNDSEN, E. ; MORTENSEN, J.: The Danish Green Certificate System: some simple analytical results. In: *Energy Economics* 23 (2001), S. 489–509
- [BDEW 2011] BDEW: Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2011) / Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft. 2011. – Forschungsbericht
- [BMU 2012] BMU: Erneuerbare Energien in Zahlen. Nationale und Internationale Entwicklung / Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. 2012. – Forschungsbericht
- [BMWi/BMU 2010] BMWi/BMU: Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung / Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie und Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. 2010. – Forschungsbericht
- [Bode und Groscurth 2006] BODE, S. ; GROSCURTH, H.: *Zur Wirkung des EEG auf den Strompreis*. HWWA Discussion Paper 348. 2006
- [De Jonghe u. a. 2011] DE JONGHE, C. ; DELARUE, E. ; BELMANS, R. ; D´HAESELEER, W.: Determining optimal electricity technology mix with high level of wind power penetration. In: *Applied Energy* 88 (2011), S. 2231–2238
- [EWI 2010] EWI: Bewertung von Optionen für eine sichere, wirtschaftliche und umweltgerechte Energieentwicklung in Deutschland - Analyse der Ursachen für negative Strompreise am 3./4. Oktober 2009 und möglicher Abhilfemaßnahmen. Studie im Auftrag des Bundeswirtschaftsministeriums für Wirtschaft und Technologie. / Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI). 2010. – Forschungsbericht
- [Felder 2011] FELDER, F.: Examining Electricity Price Suppression Due to Renewable Resources and Other Grid investments. In: *The Electricity Journal* 24 (2011), S. 34–46
- [Fischer 2006] FISCHER, C.: *How can Renewable Portfolio Standards lower electricity prices?* RFF Discussion Paper. 2006
- [Fürsch u. a. 2012a] FÜRSCHE, M. ; LINDENBERGER, D. ; MALISCHEK, R. ; NAGL, S. ; PANKE, T. ; TRÜBY, J.: German Nuclear Policy Reconsidered: Implications for the Electricity Market. In: *Economics of Energy and Environmental Policy* Vol. 1, No. 3 (2012), S. 39–58
- [Fürsch u. a. 2012b] FÜRSCHE, M. ; NAGL, S. ; LINDENBERGER, D.: *Optimization of power plant investments under uncertain renewable energy deployment paths - A multistage stochastic programming approach*. EWI Working Paper 12/08. 2012
- [Gelabert u. a. 2011] GELABERT, L. ; LABANDEIRA, X. ; LINARES, P.: An ex-post analysis of the effect of renewables and cogeneration on Spanish electricity prices. In: *Energy Economics* 33 (2011), S. S59–S65
- [Hindsberger u. a. 2003] HINDSBERGER, M. ; NYBROE, M. ; RAVN, H. ; SCHMIDT, R.: Co-existence of electricity, TEP, and TGC markets in the Baltic Sea Region. In: *Energy Policy* 31 (2003), S. 85–96
- [Jensen und Skytte 2002] JENSEN, S. ; SKYTTE, K.: Interactions between the power and green certificate market. In: *Energy Policy* 30 (2002), S. 425–435
- [Jónsson u. a. 2010] JÓNSSON, T. ; PINSON, P. ; MADSEN, H.: On the market impact of wind energy forecasts. In: *Energy Economics* 32 (2010), S. 313–320
- [Lamont 2008] LAMONT, A. D.: Assessing the long-term system value of intermittent electric generation technologies. In: *Energy Economics* 30 (2008), S. 1208–1231
- [Miera u. a. 2008] MIERA, G. ; GONZÁLES, P. ; VIZCAÍNO, I.: Analysing the impact of renewable electricity support schemes on power prices: The case of wind electricity in Spain. In: *Energy Policy* 36 (2008), S. 3345–3359
- [Munksgaard und Morthorst 2008] MUNKSGAARD, J. ; MORTHORST, P.: Wind power in the Danish liberalized power market - Policy measures, price impact and investor incentives. In: *Energy Policy* 36 (2008), S. 3940–3947
- [Nabe 2006] NABE, C.: *Effiziente Integration erneuerbarer Energien in den deutschen Elektrizitätsmarkt.*, TU Berlin, Dissertation, 2006
- [Nagl u. a. 2012] NAGL, S. ; FÜRSCHE, M. ; LINDENBERGER, D.: *The costs of electricity systems with a high share of fluctuating renewables - a stochastic investment and dispatch model for Europe*. EWI Working Paper 12/01. 2012
- [Nagl u. a. 2011] NAGL, S. ; FÜRSCHE, M. ; PAULUS, M. ; RICHTER, J. ; TRÜBY, J. ; LINDENBERGER, D.: Energy Policy Scenarios to Reach Challenging Climate Protection Targets in the German Electricity Sector until 2050. In: *Utilities Policy* 19 (3) (2011), S. 185–192
- [Nicolosi 2012] NICOLOSI, M.: *The Economics of Renewable Electricity Market Integration - An empirical and Model-based Analysis of Regulatory Frameworks and their Impacts on the Power Market*, Institute of Energy Economics at the University of Cologne, Dissertation, 2012
- [Prognos/EWI/GWS 2010] PROGNOSE/EWI/GWS: Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung / Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. 2010. – Forschungsbericht
- [Prognos/EWI/GWS 2011] PROGNOSE/EWI/GWS: Energieszenarien 2011 / Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. 2011. – Forschungsbericht
- [Sensfuß 2011] SENSFUSS, F.: *Analysen zum Merit-Order-Effekt erneuerbarer Energien. Update für das Jahr 2010*. 2011
- [Sensfuß und Ragwitz 2007] SENSFUSS, F. ; RAGWITZ, M.: Analyse des Preiseffektes der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf die Börsenpreise im deutschen Stromhandel - Analyse für das Jahr 2006 / Gutachten des Fraunhofer Instituts für System- und Innovationsforschung für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. 2007. – Forschungsbericht
- [Sensfuß u. a. 2008] SENSFUSS, F. ; RAGWITZ, M. ; GENOESE, M.: The merit-order effect: A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany. In: *Energy Policy* 36 (2008), S. 3086–3094
- [Traber und Kempfert 2011] TRABER, T. ; KEMPFERT, C.: Gone with the wind? Electricity market prices and incentives to invest in thermal power plants under increasing wind energy supply. In: *Energy Economics* 33 (2011), S. 249–256

- [Traber u. a. 2011] TRABER, T. ; KEMFERT, C. ; DIEKMANN, J.: *Strompreise: Künftig nur noch geringe Erhöhung durch erneuerbare Energien*. 2011
- [Unger und Ahlgren 2005] UNGER, T. ; AHLGREN, E.: Impacts of a common green certificate market on electricity and CO<sub>2</sub>-emission markets in the Nordic countries. In: *Energy Policy* 33 (2005), S. 2152–2163
- [Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft e.V. 2011] VEREINIGUNG DER BAYERISCHEN WIRTSCHAFT E.V.: *Kosten dees Ausbaus der erneuerbaren Energien*. 2011
- [Weber und Woll 2007] WEBER, C. ; WOLL, O.: *Merit-Order-Effekte von Erneuerbaren Energien - zu schön um wahr zu sein?* EWL Working Paper No. 01/07. 2007
- [Weigt 2009] WEIGT, H.: Germany´s wind energy: The potential for fossil capacity replacement and cost saving. In: *Applied Energy* 86 (2009), S. 1857–1863
- [Wissen und Nicolosi 2008] WISSEN, R. ; NICOLOSI, M.: Anmerkungen zur aktuellen Diskussion zum Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 58 (2008), S. 110–115