

Anreize für Investitionen in Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

Sven Bode und Helmuth-M. Groscurth

Erschienen in: *energiewirtschaftliche Tagesfragen* (2008) Heft 7, S. 62 ff.

Mit dem Energie- und Klimapakett vom 23.1.2008 hat die EU-Kommission konkretere Vorschläge zum Ausbau der erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2020 vorgelegt. Die BMU-Leitstudie 2007 „Ausbastrategie Erneuerbare Energien“ nennt für 2050 einen Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien von knapp 80 %. Vor dem Hintergrund dieser Ziele wird regelmäßig über die derzeit noch unbestritten notwendigen Förderinstrumente diskutiert. Der vorliegende Artikel greift diese Diskussion auf und zeigt, dass in einem liberalisierten Strommarkt auch im Jahr 2020 noch Förderinstrumente für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien notwendig sein werden.

Am 23.1.2008 hat die EU-Kommission die Pläne zum Ausbau der erneuerbaren Energien weiter konkretisiert. Als wichtigstes Ergebnis ist zu nennen, dass im Jahr 2020 20 % des Endenergieverbrauchs aus erneuerbaren Quellen gedeckt werden sollen. Das Gesamtziel wird dabei unterschiedlich auf die einzelnen Mitgliedsstaaten verteilt und setzt sich aus den Teilbereichen Strom, Wärme und Verkehr zusammen [1]. Langfristig wird ein noch deutlicherer Ausbau angestrebt. Die „Leitstudie 2007: Ausbastrategie Erneuerbare Energien“ des Bundesumweltministeriums nennt für die Stromerzeugung einen Anteil von knapp 80 % der Gesamtproduktion in 2050, wobei die Windenergie mit ca. 68 GW installierter Leistung über die Hälfte der Gesamtleistung der erneuerbaren Energien einnimmt [2].

Da die durchschnittlichen Gesamtkosten der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (nachfolgend auch Stromgestehungskosten genannt) für neue Anlagen derzeit in der Regel höher sind als der Großhandelsstrompreis, existiert in liberalisierten Strommärkten kein Anreiz, in diese Anlagen zu investieren [3]. Daher werden bereits seit längerem verschiedene Instrumente zur deren Förderung eingesetzt. In Deutschland hat sich das EEG als effektives Instrument durchgesetzt. Andererseits nimmt eine mögliche Direktvermarktung von Strom aus diesen Anlagen in der Diskussion um deren Rolle in der zukünftigen Energieversorgung einen immer größeren Raum ein. Investoren sehen zum Teil Möglichkeiten für neue Produkte durch eine Direktvermarktung von Strom an der Börse [4]. Faktisch handelt es sich beim dort genannten Vorhaben um eine Art „Rosinenpicken“, bei der in Phasen mit höheren Preisen als die EEG-Vergütung direkt am Markt verkauft wird, bei niedrigeren Preisen diese aber als sicherer Hafen gewählt wird. Der aktuelle Gesetzesentwurf sieht unter § 17 grundsätzlich eine Eigenvermarktung vor, allerdings wäre ein Ausstieg aus dem EEG nur kalenderhalbjährlich möglich, was das Rosinenpicken entsprechend erschwert [5]. Auch ist immer öfter zu hören, dass Einspeisetarife eine Übergangslösung seien, da die Stromgestehungskosten der erneuerbaren Energien kontinuierlich sinken würden und damit bald keine Förderung mehr notwendig sei. Die genannten Ziele für die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien können in liberalisierten Strommärkten aber nur erreicht werden, wenn es für Investoren einen ausreichenden Anreiz gibt, in diese Anlagen zu investieren. Ein solcher Anreiz bestünde, wenn die diskontierten Erlöse der Zukunft größer als die diskontierten Kosten sein sollten. Kosten und Erlöse werden daher nachfolgend genau untersucht.

Kosten der Stromerzeugung

Bei der Betrachtung von Kosten kann zwischen den durchschnittlichen Gesamtkosten einerseits und den Grenzkosten andererseits unterschieden werden. Die durchschnittlichen Gesamtkosten sind relevant für Investitionsentscheidungen. Vereinfacht gesagt wird nur dann investiert, wenn diese kleiner als die durchschnittlichen Erlöse sind. Die Grenzkosten sind dagegen für die Angebotsentscheidung der bestehenden Kraftwerke relevant. Abb. 1 zeigt die beiden Kostenarten für verschiedenen Kraftwerkstypen. Da die durchschnittlichen Gesamtkosten für die erneuerbaren Energien größer als die realisierbaren Erlöse sind, hat der Gesetzgeber eine entsprechende Förderung der Produktion im EEG geregelt. Durch die Förderung soll u. a. auch eine Senkung der durchschnittlichen Gesamtkosten erreicht werden. Bei gleichzeitig steigenden Kosten für die Stromerzeugung aus fossilen Kraftwerken aufgrund

steigender Brennstoff- und CO₂-Kosten wird in ca. 20 Jahren mit vollständiger Wettbewerbsfähigkeit der erneuerbaren Energien gerechnet. Der genaue Zeitpunkt hängt dabei von den Annahmen über Lernraten und Brennstoffkosten ab. Abb. 2 zeigt dies schematisch. Vor dem Hintergrund derartiger Entwicklungen wird ein Ende der staatlichen Förderinstrumente angekündigt, wie die folgenden Zitate zeigen sollen:

- „Ich gehe davon aus, dass die erneuerbaren Energien 2020 so stark sind, dass wir kein separates Fördersystem mehr brauchen. Dann werden wir eine Harmonisierung erleben, bei der nur noch der Emissionshandel als Fördersystem bestehen bleibt“ [6].
- „Windstrom wird man in einigen Jahren gar nicht mehr fördern müssen“ [7].

Wie erwähnt ist aber auch die Erlösseite zu betrachten.

Einspeisung, Strompreis und Erlöse

Bei den o. g. Analysen und Einschätzungen zur Wettbewerbsfähigkeit der Erneuerbaren werden regelmäßig die durchschnittlichen Gesamtkosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien mit den durchschnittlichen Kosten der fossilen Kraftwerke bzw. dem durchschnittlichen Marktpreis eines Jahres verglichen. Diese Sicht greift aber zu kurz: Für Investitionsentscheidungen ist zu fragen, wie die tatsächlich realisierten Erlöse für Strom aus erneuerbaren Energien aussehen. Die tatsächlichen Erlöse entsprechen dem Preis auf dem Strommarkt zum Zeitpunkt des Verkaufs und damit dem Zeitpunkt der Produktion und nicht etwa den durchschnittlichen Großhandelspreis eines Jahres. Mit Blick auf den Erlös ist für einen gewerblichen Investor der Großhandels- bzw. Börsenpreis entscheidend [8].

Um beurteilen zu können, ob eine Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien am Strommarkt möglich ist, ohne den Anreiz zu nehmen in die entsprechenden Anlagen zu investieren, ist daher die (stündliche) Preisbildung am Strommarkt zu betrachten. Aus wettbewerbspolitischer Sicht steht dabei außer Frage, dass dieser Markt dem Leitbild der vollständigen Konkurrenz folgen muss. Demnach bilden sich Preise auf Märkten angebotsseitig auf Basis der Grenzkosten der Erzeugung. Durch die Vielzahl der Kraftwerke mit unterschiedlichen Merkmalen wie Leistung, Brennstoff, Alter etc. ergibt sich eine schematische Angebotskurve wie in Abb. 3 a dargestellt. Kommt es nun zu einem (staatlich forcierten) Ausbau der Windkraft mit Grenzkosten von (nahe) null, so wird die Angebotskurve, wie in Abb. 3 b dargestellt, verschoben und der Großhandelspreis sinkt [9]. Der Theorie folgend kommt es mit zunehmender Einspeisung durch die Windkraftanlagen zu einer weiteren Preissenkung. Im Extremfall sinkt dieser bei vollständiger Versorgung mit Windkraft auf Null (s. Abb. 4). Ob und in welchem Umfang dies auch zu einer Nettoentlastung der Stromverbraucher führt, soll an dieser Stelle nicht weiter diskutiert werden, da der Fokus auf den Anreizen für Investitionen liegt, die sich aus den Erlösen und damit aus den Preisen am Großhandelsmarkt herleiten [10].

Die Auswirkungen der Förderung erneuerbarer Energien wurden in jüngster Zeit nicht nur qualitativ, sondern auch quantitativ untersucht, wobei verschiedene Ansätze verfolgt wurden. Neubarth et al. [11] untersuchen die Strompreise an der Leipziger Börse in Abhängigkeit der Windeinspeisung und kommen auf eine preissenkende Wirkung von ca. 1,9 € pro 1 000 MW Einspeisung. Bei der durchgeführten linearen Regression ist zu bedenken, dass die Strompreise noch von weiteren Faktoren beeinflusst werden, wie z. B. den CO₂-Preisen, Brennstoffpreisen (Öl, Gas, Kohle), Kraftwerksausfällen sowie Im- und Exporten. Sensfuss und Ragwitz [12] untersuchen den preissenkenden Effekt in Deutschland mit Hilfe eines agentenbasierten Simulationsmodells für verschiedene Jahre. Für 2006 ermitteln sie eine durchschnittliche Reduktion um 7,8 €/MWh. Morthorst [13] analysiert für (West-) Dänemark die Auswirkung der Windeinspeisung und zeigt wie der Preis in Zeiten hoher Einspeisung kleiner wird bzw. auf null sinkt. Im Ergebnis lässt sich festhalten, dass sich der theoretisch erwartete Merit-order-Effekt auch in realen Strommärkten zeigt [14].

Zu beachten ist nun, dass der Preis an der Börse wie gezeigt gerade für diejenigen Stunden besonders niedrig ist, in denen große Mengen von Strom aus Wind angeboten wird. Somit sinken insbesondere auch die Erlöse für Strom aus diesen Quellen und zwar umso weiter, je mehr davon angeboten wird. Ist in diesen Stunden die Nachfrage gering, so verstärkt sich dieser Effekt. Im Gegensatz dazu sind (relativ) höhere Strompreise gerade dann zu erwarten, wenn die erneuerbaren Energien nicht produzieren. Die Analyse der Erlöse lässt erwarten, dass aufgrund der aufgezeigten inhärenten Logik ohne weitere staatlich organisierte Fördersysteme nur begrenzt weitere Investitionen in Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu erwarten wären.

Es wird oft eingewandt, dass der Strom aus erneuerbaren Energien nicht an der Börse verkauft werden müsse, sondern aus kleinen Anlagen auch direkt beim Verbraucher einspeist werden könne. Es ist jedoch zu bedenken, dass in einem solchen Fall entweder zu den Investitionskosten für die Erzeugungsanlage diejenigen für ein Backup-System hinzukommen oder dass eine Absicherung der Stromversorgung durch das öffentliche Netz erfolgen muss. Letztere wird, wenn es sehr viele dezentral einspeisende Anlagen gibt, nicht mehr zu heutigen Preisen zu haben sein. Vielmehr werden die Kosten für das Netz auf sehr viel weniger Kilowattstunden „öffentlicher Produktion“ umzulegen sein, die somit deutlich teurer werden. Der einfache Vergleich der Stromgestehungskosten aus erneuerbaren Energien mit den Endverbraucherpreisen greift in jedem Fall zu kurz.

Ohne geeignete Förderung sind die Ausbauziele nicht erreichbar

Bei Fehlen eines geeigneten Förderinstruments erscheint es unwahrscheinlich, dass die eingangs skizzierten Ausbauziele erreicht werden, da mit dem zunehmenden Ausbau der Erneuerbaren mit geringen Grenzkosten auch die Erlöse zu deren Produktionszeiten sinken. Dies ist auch dann der Fall, wenn die durchschnittlichen Kosten der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien in Zukunft unter diejenigen der konventionellen Kraftwerke fallen.

Das EEG bietet grundsätzlich ausreichende Anreize für entsprechende Investitionen. Um der häufig gefürchteten Überförderung entgegenzutreten bzw. um Mitnahmeeffekte zu vermeiden, könnten Tender Vorteile gegenüber Einspeisetarifen bieten, da hier der Anreiz, nur die ertragreichsten Standorte zu wählen, deutlich höher ist. Auf eine geeignete Ausgestaltung wäre zu achten [15].

Anmerkungen/ Quellen

- [1] Europäische Kommission: COM (2008) – Proposal for a DIRECTIVE OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on the promotion of the use of energy from renewable sources. Brussels January 23, 2008, COM (2008) YYY final.
- [2] BMU: Leitstudie 2007 „Ausbaustrategie Erneuerbare Energien“ Aktualisierung und Neubewertung bis zu den Jahren 2020 und 2030 mit Ausblick bis 2050. Zusammenfassung, Untersuchung im Auftrag des BMU, Berlin, Februar 2007
- [3] Dies gilt im Übrigen bei den derzeitigen Bedingungen auch für die meisten Investitionen in konventionelle Kraftwerke.
- [4] z. B. Köpcke, R.: Windstrom wird zur Handelsware, in: *Energie & Management*, S. 1 bis 2, 1. April 2007
- [5] § 17 (2) Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften.
- [6] Ruete, M.: DG Transport und Energie. In: Nikionok-Ehrlich, A. Köpcke, R.: *Der Kuchen wird aufgeteilt*. In: *Energie & Management*, 15.2.2008, S. 4.
- [7] Kemfert, C. in: 3 x 20, Beilage Erneuerbare Energien. *Financial Times Deutschland*, 17.3.2008, S. A 1.
- [8] Diese sind von den Strombeschaffungskosten (Endverbraucherpreis) für Geschäftskunden und Privatkunden zu unterscheiden, die sich aus dem Großhandelspreis und weiteren Kostenelementen wie etwa Steuern und Abgaben zusammensetzen.
- [9] Bode, S.; Groscurth, H.-M.: Zur Wirkung des EEG auf den „Strompreis“. *HWWA Discussion Paper 348*, Hamburg 2006.
- [10] S. hierzu z. B. Bode, S.: *On the impact of renewable energy support schemes on power prices*. *HWWI Research Paper 4-7*, Hamburg 2006, und Wissen, R.; Nicolosi, M.: Ist der Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien richtig bewertet? In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 58. Jg, 2008, Heft 1/2, S. 110–115.
- [11] Neubarth, Woll, Weber, Gerecht (2006): Beeinflussung der Spotmarktpreise durch Windstromerzeugung, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 56 (2006), Heft 7, S. 42-45.
- [12] Sensfuß, F.; Ragwitz, M. (2007) 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, Karlsruhe 18. 6. 2007
- [13] Morthorst, P. E. (2007): Impact of wind power on power spot prices. [http://www.optres.fhg.de/events/workshop-2006-10-12/Copenhagen/Morthorst%20Cph\(1206\).pdf](http://www.optres.fhg.de/events/workshop-2006-10-12/Copenhagen/Morthorst%20Cph(1206).pdf)., aufgerufen am 14. 4. 2008
- [14] Wissen et al. diskutieren kritisch, ob der Merit-order-Effekt zur Bewertung der Nettobelastung der Stromverbraucher durch die Förderung eingesetzt werden kann. Der grundsätzliche Mechanismus wird aber auch hier bestätigt. Vgl. Wissen, R.; Nicolosi, M.: Ist der Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien richtig bewertet? In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 58. Jg, 2008, Heft 1/2, S. 110–115.
- [15] Siehe zum als Praxisbeispiel auch Tender für offshore in Wind in Dänemark (<http://ens.dk/sw63828.asp>), zur theoretischen Analyse auch: ECN: Review of International Experience with Renewable Energy Obligation Support Mechanisms. Studie ECN-C—05-025 (2005), S. 61 (erhältlich unter www.ecn.nl).

Weitere Literatur

Bode, S.: Erneuerbare Energien – Preistreiber oder Preisdämpfer?, Präsentation im Rahmen der Jahreskonferenz Erneuerbare Energien 2007, www.jahreskonferenz.de

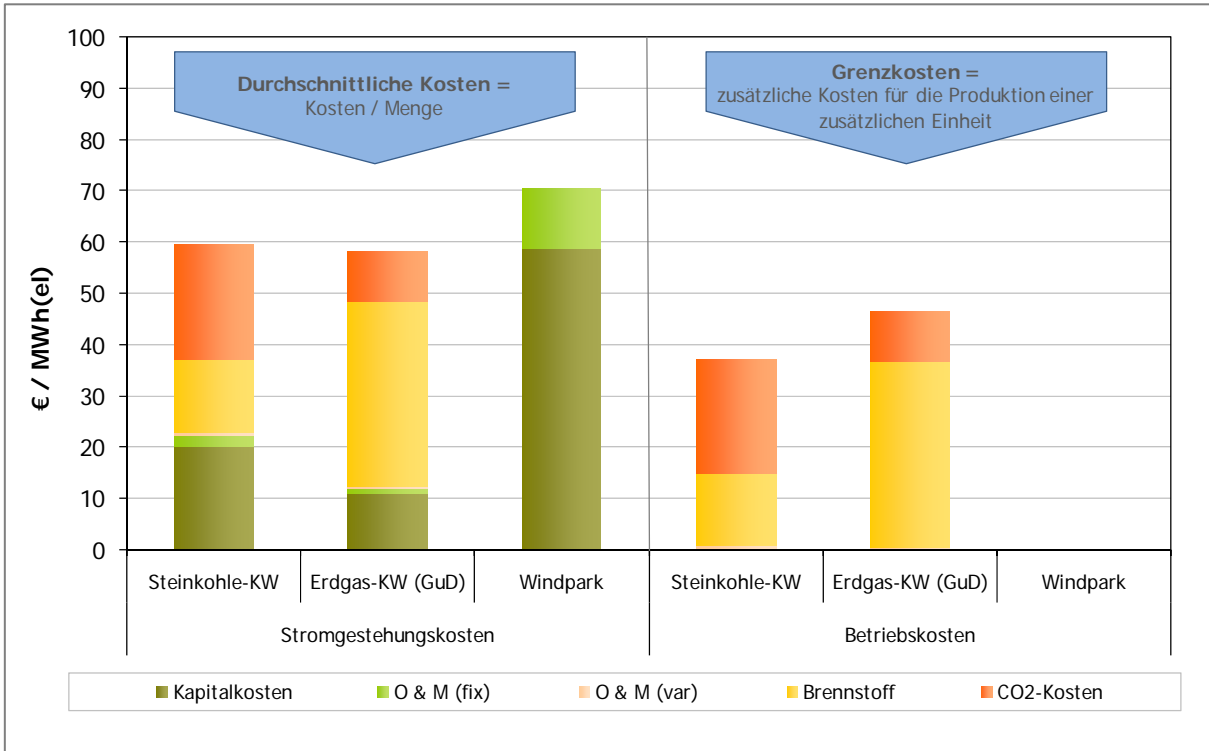


Abb. 1: Variable Kosten bestehender Steinkohle- und GuD-Kraftwerke mit Wirkungsgraden von 42 % bzw. 50 % bei CO₂-Preisen von 0 und 25 €/t

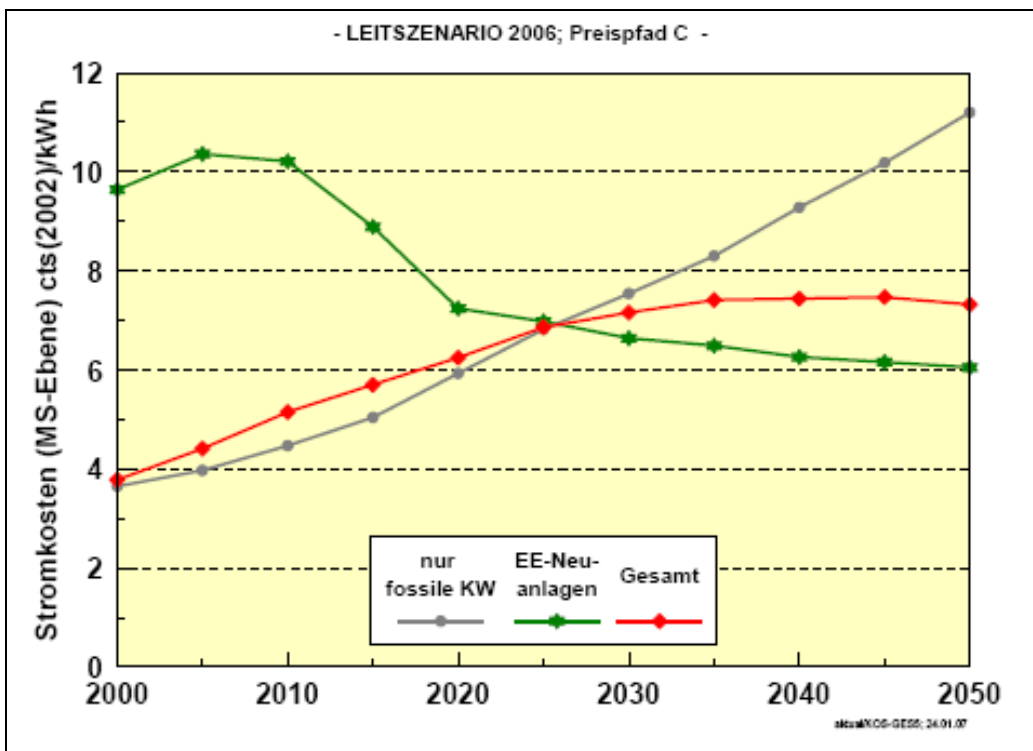


Abb. 2: Entwicklung der Stromgestehungskosten verschiedener Anlagen bis 2050 (BMU 2007)

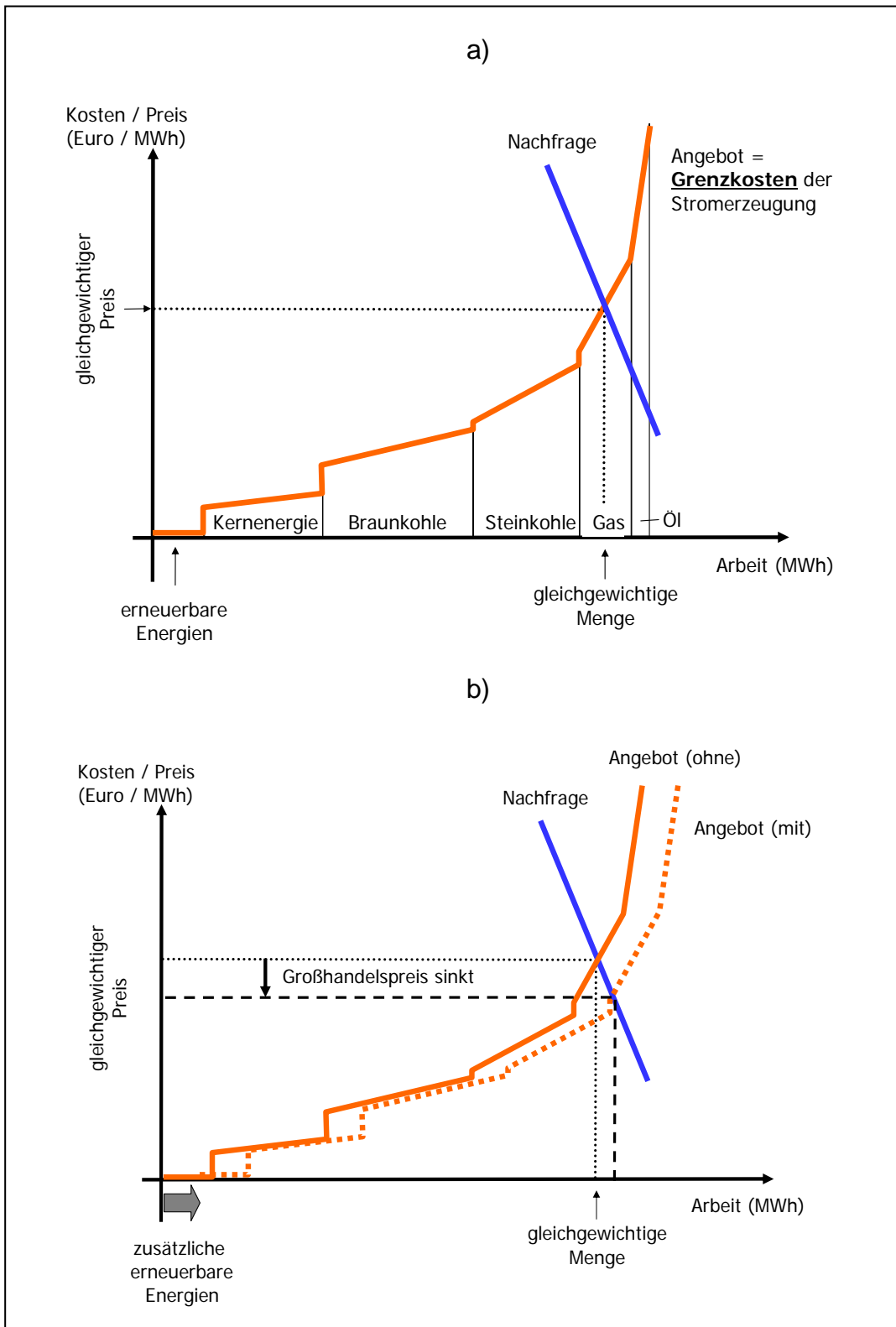


Abb. 3: Preisbildung auf dem Strommarkt und Wirkung weiterer Windstromeinspeisung

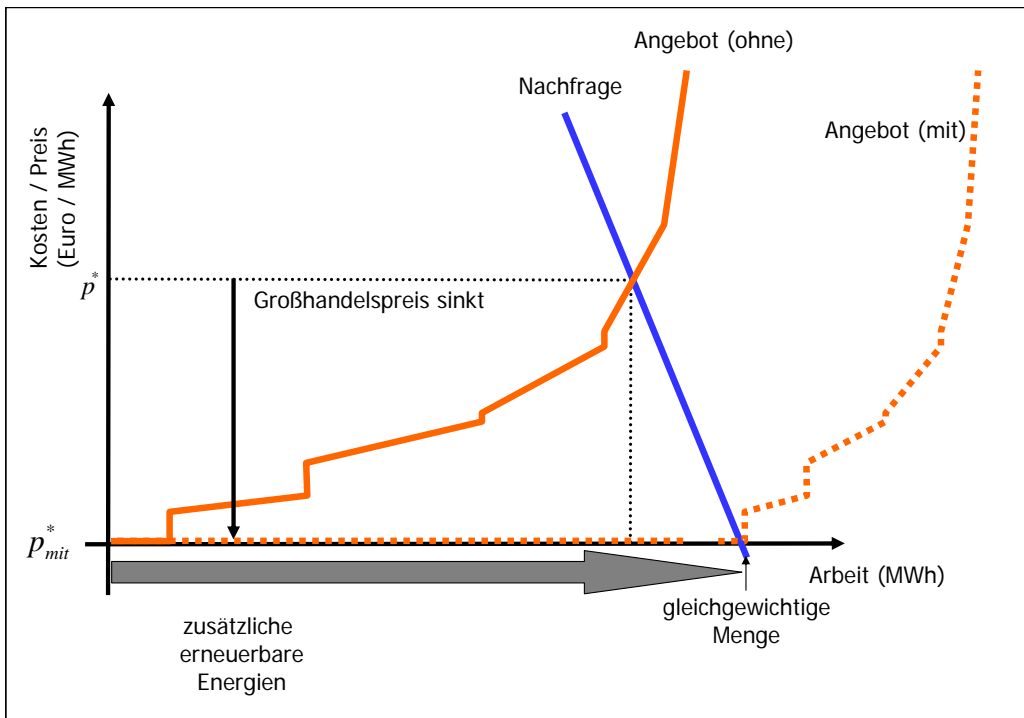


Abb. 4: Preissenkung (Extremfall) bei hoher Windstrom einspeisung