

Editorial

Komplexe Systeme unterliegen in der Regel einem permanenten Wandel und erfahren nur selten grundlegende Umbrüche. So auch der deutsche Strommarkt, der mit der Liberalisierung im April 1998 zum letzten Mal eine radikale Neudefinition seiner Struktur und Marktlogik erfahren hat.

Nun, gut 15 Jahre nach diesem einschneidenden Ereignis steht wieder ein Umbruch ins Haus. Zurecht? Ja. Denn das Zusammenspiel von Marktdesign und Energiepolitik hat zu akuten Problemen geführt, die das System „Strommarkt“ selbst nicht mehr heilen kann: Zum einen machen die fallenden Börsenpreise - befeuert durch das wachsende Angebot an regenerativ erzeugtem Strom und dessen Einspeisevorrang - den Betrieb von konventionellen Kraftwerken zunehmend unwirtschaftlich. Zum anderen wird die EEG-Umlage, die zum Jahreswechsel nochmals um 18% ansteigt, zu einer untragbaren finanziellen Belastung für die Endverbraucher, was neben den reinen Förderkosten besonders auf den Rückgang der Börsenstrompreise und die Industrieprivilegien zurückzuführen ist.

Wie aber könnte dieser Umbruch aussehen? Und wie tief muss er greifen? Forderungen und Ideen scheint es jedenfalls reichlich zu geben, wie die Debatte über ein neues Strommarktdesign zeigt. Verschiedene Interessengruppen haben im Umfeld der Bundestagswahl Position bezogen und versuchen nun, die eigenen Interessen geltend zu machen. Drei Modelle werden dabei besonders häufig diskutiert: das Quotenmodell, das Marktintegrationsmodell und der Kapazitätsmarkt.

Ob sich eines dieser Modelle gegen die übrigen durchsetzen kann oder ob es eine Mischlösung geben wird, ist nach wie vor offen. Klar ist aber schon jetzt, dass sich aus einer neuen Marktlogik nicht zwangsläufig niedrigere Strompreise für die Verbraucher ergeben, sondern, zumindest kurzfristig, mit weiteren Mehrkosten gerechnet werden muss.



Dr. Dietmar Polster
-Vorstand-

Seite 1

» Editorial

Seite 2

» EEG-Umlage: Moderater Anstieg auf 6,24 ct/kWh

» Strommarkt: Ansätze für ein neues Marktdesign

Seite 3

» Versorger drohen mit Kraftwerksabschaltungen: Wirkung auf die Strompreise

» Solarförderung: Weniger als 10 Cent für Neuanlagen

Seite 4

» KWK-Index Q3/2013: Mehr Geld für Anlagenbetreiber

» Heizkosten: Modellvorhaben soll Einsparpotentiale aufdecken

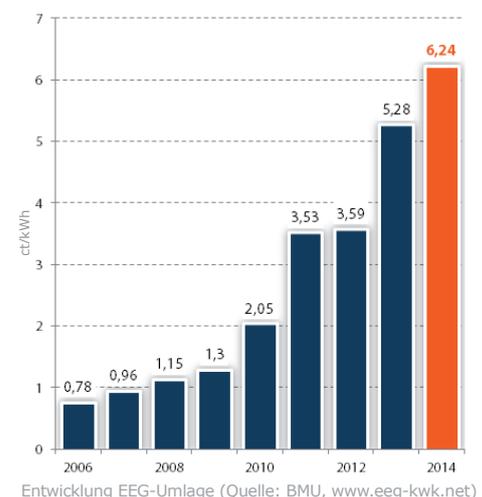
» Impressum

EEG-Umlage: Moderater Anstieg auf 6,24 ct/kWh

Es herrscht Klarheit. Denn wie üblich haben die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) Tennet TSO, 50Hertz Transmission, Amprion und TransnetBW zum Stichtag, dem 15. Oktober, die Höhe der EEG-Umlage (EEG = Erneuerbare Energien Gesetz) für das kommende Jahr bekanntgegeben. Sie liegt im kommenden Jahr bei 6,24 ct/kWh und erhöht sich damit um 0,963 ct/kWh gegenüber dem Vorjahr, was einen Anstieg von rund 18% bedeutet. Damit liegt sie knapp unter den Prognosen der letzten Wochen, welche einen Anstieg auf 6,307 ct/kWh angenommen hatten, wie die Nachrichtenagentur dpa Anfang Oktober meldete. Der neue Umlagensatz gilt ab 1. Januar 2014.

Berechnet wird die EEG-Umlage von den vier ÜNB. Basis der Berechnung sind eine Vielzahl von Faktoren, bspw. die erwartete Menge an erzeugtem Ökostrom, die Zahl der Stromkunden sowie die Börsenpreisentwicklung. Unter dem Strich ergebe sich so für das Jahr 2014 ein Umlagebetrag von rund 23,6 Milliarden Euro, so die ÜNB.

Der Rückgang der Börsenpreise sowie die Privilegien für die Industrie bilden mit jeweils rund einem Drittel den größten Anteil an der Steigerung, gefolgt vom Nachholbetrag für das Jahr 2013 und den reinen Förderkosten. Die mit Abstand geringsten Anteile ergeben sich aus der Liquiditätsreserve sowie der Marktprämie.



Strommarkt: Ansätze für ein neues Marktdesign

Der aktuelle rechtliche Rahmen im Strommarkt führt zu einer Reihe von Fehlentwicklungen. So lässt der ungebremste Zubau von Erneuerbare-Energie-Anlagen (EE-Anlagen) die EEG-Umlage immer weiter steigen. Parallel dazu drückt die Abnahmeverpflichtung von EEG-Strom die Großhandelspreise an der EEX, weshalb viele konventionelle Kraftwerke, allen voran die emissionsärmeren Gaskraftwerke, aktuell ihre Gestehungskosten nicht mehr decken können. Durch die Neuordnung der politischen Verhältnisse im Kontext der Bundestagswahl positionieren sich aktuell verschiedenste Organisationen mit Ideen und Forderungen zu einem künftigen Strommarktdesign. Drei Modelle werden dabei besonders oft diskutiert: Quotenmodell, Marktintegrationsmodell und Kapazitätsmarkt.

Quotenmodell

Funktionsweise: Der Staat verpflichtet Netzbetreiber und Energiehändler, eine bestimmte Quote im Energiemix sicherzustellen. Die zu erreichenden Quoten würden jährlich an die aktuellen Ausbauziele der Bundesregierung angepasst. Das bestehende System der EEG-Vergütungen wäre demnach überflüssig und würde entfallen.

Bewertung: Profitieren von einem solchen System würden in erster Linie Anlagen mit niedrigen Gestehungskosten (z.B. Wind-Onshore), auf die sich ein Großteil der Nachfrage konzentrieren würde. Ebenso würde sich die Attraktivität von ertragreichen Standorten im Norden weiter erhöhen. Verlieren würden vor allem neue, innovative Technologien ohne ausreichende Marktreife. Das Modell wurde von der Monopolkommission vorgeschlagen, jedoch von fast allen Verbänden zurückgewiesen. Eine Umsetzung ist daher eher unwahrscheinlich.

Auswirkungen: Für den Endkunden wäre das Quotenmodell die mit Abstand kostengünstigste Variante. Zwar würden die Netzentgelte durch den notwendigen Netzausbau (Schaffung neuer Stromautobahnen zwischen Nord und Süd) steigen, dem gegenüber stände jedoch der Wegfall der EEG-Umlage. Auch würden sich die Verkaufspreise für z.B. Wind-Onshore tendenziell an den Gestehungskosten des

teuersten Kraftwerks in der Merrit-Order-List orientieren, tendenziell jedoch sinken.

Marktintegrationsmodell

Funktionsweise: In Anlehnung an das bestehende Marktprämienmodell zur Direktvermarktung würde ein Verkauf von EEG-



Strom, z.B. über Auktionen, künftig für alle Anlagenbetreiber verpflichtend sein.

Bewertung: Die Erzeuger von erneuerbaren Energien würden so stärker gezwungen werden, ihre Produktion an die Marktnachfrage anzupassen. Starke Preisvolatilitäten an den Börsen würden sich in diesem Modell reduzieren, da Anlagen entweder abgeregelt werden oder in Speicher einspeisen. Anlagenbetreiber hätten selbst künftig das größte Interesse daran, marktgerechte Speicherlösungen zu entwickeln. Mit einer verbesserten Steuerung der Einspeisung würde sich auch der Bedarf an Reservekapazitäten verringern. Das Modell wird von vielen Marktteilnehmern, u.a. dem BDEW begrüßt. Die EEG-Anlagenbetreiber sind hingegen etwas zurückhaltender.

Auswirkungen: Das größere Angebot von Strom auf den Handelsplätzen dürfte tendenziell zu sinkenden Energiepreisen an der EEX führen. Da die Regelung nur künf-

tige EE-Anlagen betreffen würde, könnte eine Neugestaltung des EEG kostenneutral erfolgen.

Kapazitätsmarkt

Funktionsweise: Betreiber von konventionellen Kraftwerken würden künftig bereits für die Bereithaltung von Kraftwerksleistungen vergütet werden. Das heißt Betreiber würden neben der tatsächlich erzeugten Arbeitsleistung auch dafür vergütet werden, dass ihr regelbares Kraftwerk die fluktuierende Erzeugung aus erneuerbaren Energien ausgleicht, indem es entweder abgeschaltet oder angefahren wird.

Bewertung: Durch die Entlohnung von bereitgestellter Leistung würde sich für viele konventionelle Erzeuger der Betrieb ihrer Kraftwerke wieder lohnen. Vor allem die großen Kraftwerksbetreiber und der BDEW fordern daher den Kapazitätsmarkt. Gegen eine solche Lösung stellen sich der zuständige EU-Kommissar Oettinger sowie verschiedenste umweltnahe Verbände. Sofern das System technologieneutral ausgestaltet werden würde, dürften davon vor allem die alten Kohlekraftwerke profitieren. Viele Fürsprecher hat eine Lösung, in der sich Netzbetreiber vor Ort Kapazitäten mit einem Mix aus Kraftwerken, Speichern und abschaltbarer Leistung sichern.

Auswirkungen: Für den Endverbraucher wäre ein Kapazitätsmarkt als paralleles Instrument sicherlich die teuerste Lösung. Die an die Kraftwerksbetreiber zu zahlenden Entgelte würden entweder über die Netzentgelte oder eine neue Umlage in nicht geringem Umfang weitergereicht. Eine signifikante Entlastung bei anderen Preiskomponenten (wie z.B. den Erzeugungskosten) ist nicht zu erwarten.

Schlussfolgerung

Aktuell kann keines der genannten Modelle eine klare politische Mehrheit hinter sich vereinen. Das wahrscheinlichste Szenario für die Weiterentwicklung des Strommarktdesigns scheint daher eine Kombination verschiedener Ansätze mit einer grundsätzlichen Reduzierung der EEG-Vergütungssätze für Neuanlagen, einer Ausweitung des Anteils direktvermarkteten Stroms und einer Ausweitung der bereits vorhandenen Kapazitätsmechanismen im Rahmen der Regelergiebereitstellung.

Versorger drohen mit Kraftwerksabschaltungen: Wirkung auf die Strompreise

Auf ihrer Pressekonferenz zur Jahresprognose 2013 hatte RWE angekündigt, in Deutschland und den Niederlanden Kraftwerkskapazitäten mit insgesamt 3.100 Megawatt aus dem Markt zu nehmen. Außerdem werden Verträge über Steinkohlekraftwerke mit der Steag über 1.200 Megawatt nicht verlängert. Zuvor hatte bereits E.on angekündigt, dass europaweit Kraftwerke mit 11.000 Megawatt zur Disposition stehen. In der Süddeutschen Zeitung sagte daraufhin der Vorstand eines deutschen Versorgers, dass bis zu 20% der konventionellen Erzeugung in Deutschland zur Disposition stehen. Der Grund: Bei EEX-Preisen um 37€/MWh sind Steinkohlekraftwerke mit Gesteungskosten zwischen 50€ und 60€/MWh und vor allem Gaskraftwerke mit Gesteungskosten um 70€/MWh nicht mehr wirtschaftlich. Außerdem reduziert der Einspeisevorrang für erneuerbare Energien die Auslastungsgrade vieler konventioneller Kraftwerke auf ein Minimum.

Hintergründe

Blickt man auf den Zeitpunkt der Ankündigungen von RWE & Co., liegt die Vermutung nahe, dass an der Rhetorik nicht viel Substantielles dran ist. So musste RWE auf seiner Pressekonferenz in erster Linie ein schlechtes operatives Ergebnis verkaufen und seinen Aktionären durch die Ankündigung weitere Einsparungen in der Erzeugungssparte eine halbwegs positive Perspektive aufzeigen. Zudem wurden die Abschaltankündigungen in Zeiten des Wahlkampfes wohl vor allem zur Stimmungsmache für einen Kapazitätsmarkt genutzt, der die gefährdete Vormachtstellung der großen Vier auf dem Erzeugermarkt wieder festigen soll. Kraftwerke sollen so nicht nur für die tatsächliche Einspeisung von Strom, sondern bereits für die Bereithaltung von Leistung vergütet werden. Auch sind bei der Bundesnetzagentur, welche

zur Disposition stehen. In der Süddeutschen Zeitung sagte daraufhin der Vorstand eines deutschen Versorgers, dass bis zu 20% der konventionellen Erzeugung in Deutschland zur Disposition stehen. Der Grund: Bei EEX-Preisen um 37€/MWh sind Steinkohlekraftwerke mit Gesteungskosten zwischen 50€ und 60€/MWh und vor allem Gaskraftwerke mit Gesteungskosten um 70€/MWh nicht mehr wirtschaftlich. Außerdem reduziert der Einspeisevorrang für erneuerbare Energien die Auslastungsgrade vieler konventioneller Kraftwerke auf ein Minimum.



in absehbaren Engpasssituationen die Stilllegung von Kraftwerken untersagen kann, bislang erst wenige Anträge zur Stilllegung eingegangen. Dies gilt eher als Anzeichen dafür, dass die angekündigten Kapazitäten nur temporär vom Netz genommen werden.

Auswirkungen

Allerdings sprechen auch einige Punkte dafür, dass sich durch die Abschaltungsankündigungen ein nachhaltiger Trend abzeichnet, der die Börsenpreise wieder steigen lassen

dürfte. So wurden viele der aktuell produzierten Strommengen bereits vor zwei oder drei Jahren am Terminmarkt, zu Preisen von über 60€/MWh, verkauft. Sprich, die aktuell geschlossenen Kontrakte zu Preisen um 37€/MWh für die Jahre 2014 bis 2016 werden dafür sorgen, dass auch auf absehbare Zeit mit konventioneller Erzeugung kein Geld verdient werden kann. Auch wird mit den angekündigten Abschaltungen scheinbar bereits auf die sich abzeichnende Zustimmung der EU-Mitgliedsstaaten zum Backloading (Verknappung der CO₂-Zertifikate) reagiert, welches die Erlössituation vieler kohlebasierter Kraftwerke weiter verschlechtern dürfte. Darüber hinaus wird die Ankündigung, vor allem alte Kohlekraftwerke abzuschalten, auch als ein sicheres Indiz gesehen, dass RWE & Co. früher oder später mit der Einrichtung eines Kapazitätsmarktes rechnen. Alte Kohlemeiler werden dann, zu Gunsten flexiblerer Gaskraftwerke, ohnehin weiter an Bedeutung verlieren.

Strompreisentwicklung

Nach Analyse der möglichen Auswirkungen von Kraftwerksabschaltungen auf die künftige Entwicklung des Strompreises, geht die Ampere AG davon aus, dass die, zumindest zeitweise, Reduzierung der Erzeugungskapazitäten die Preise mittelfristig stabilisieren und auf ein Niveau von deutlich über 40€ heben dürfte. Endkunden sollten daher die aktuelle Marktsituation nutzen, um sich die Tiefpreisstände möglichst für lange Laufzeiten zu sichern.

Solarförderung: Weniger als 10 Cent für Neuanlagen

Die Photovoltaik-Förderung sinkt erneut. Anlagen, die ab 1. Oktober dieses Jahres in Betrieb genommen werden, erhalten damit für ihren eingespeisten Strom zum Teil erstmals weniger als 10 Ct./kWh, so die Bundesnetzagentur (BNetzA).

Vergütungssätze

Die Einspeisevergütung verringert sich jeweils um 1,8% gegenüber dem Vormonat. Die Vergütungssätze für November 2013 bis Januar 2014 werden Ende Oktober bekannt gegeben.

Im Falle einer Bestandsanlagen-Erweiterung (vergütungsbezogene Zusammenfassung) erhält die gesamte Anlage den aktuell gültigen Vergütungssatz. Die Altanlage

kann folglich nicht zu den damaligen Sätzen weiterbetrieben werden. Weitere Informationen finden Sie auf den Seiten der BNetzA unter www.bundesnetzagentur.de

Art der Anlage	Größe in kWp	Vergütung (Ct./kWh)	Degression	Vergütete Strommenge
Dachanlage	bis 10	14,27	1,80%	100%
	10 bis 40	13,54		90%
	40 bis 1.000	12,08		100%
	1.000 bis 10.000	9,88		100%
Freiflächenanlage	bis 10.000	9,88		100%

Quelle: Bundesnetzagentur, 2013

KWK-Index Q3/2013: Mehr Geld für Anlagenbetreiber

Der Durchschnittspreis für Grundlaststrom steigt wieder, was besonders die Betreiber von Blockheizkraftwerken (BHKW) und KWK-Anlagen (Kraft-Wärme-Kopplung) freut, die entsprechend dem "üblichen Preis" einspeisen. Sie erhalten zukünftig mehr Geld.

Nachdem der Durchschnittspreis für Grundlaststrom in der letzten Zeit eine Talfahrt absolviert hatte, steigt er nun wieder an. Damit erhöht sich auch der an ihn geknüpfte KWK-Index, welcher gemäß KWK-Gesetz die Einspeisevergütung für KWK- und BHKW-Anlagen bestimmt. Um rund 19 Prozent legte der

Index im Vergleich zum vorherigen Quartal (April - Juni) zu. Er liegt derzeit bei 3,876 Ct/kWh. Neben dem „üblichen Preis“ besteht nach wie vor die Möglichkeit, die Ver-

gütung für den eingespeisten Strom über einen frei vereinbarten Preis zu bestimmen. Weitere Informationen finden Sie auf: www.eex.com oder www.bhkw-infozentrum.de

Ct./kWh



Quelle: BHKW-Infozentrum, 2013

**Förderung für Ihr Effizienz-Projekt gesucht?
Wir beraten Sie & machen Ihr Projekt zum Erfolg.**

**Jetzt anrufen:
030/28 39 33-80**

Heizkosten: Modellvorhaben soll Einsparpotentiale aufdecken

Aufgrund der Brennstoffpreisentwicklung und der kalten Winter, stiegen die Heizkosten in Deutschland seit 2012 um neun bis 22 Prozent an. Wie stark die Kosten im Einzelfall gestiegen sind, hängt dabei nicht nur vom Brennstoff und der geographischen Lage, sondern auch von der Größe und der Dämmung der Wohnung sowie der Heizung selbst ab.

Wie hoch die Einsparpotentiale bei Heizkosten sind, ist allerdings noch weitgehend unbekannt. Dies soll nun das „Modellvorhaben Bewusst heizen, Kosten sparen“ ändern, hinter dem die Deutsche Energie-Agentur GmbH, der deutsche Mieterbund e.V. und das Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBs) stehen. Grundlage für den breit angelegten Praxistest ist die Nutzung eines Energiedatenmanagements für Wärmeenergie.

Das Modellprojekt, an dem circa 200 Miets Haushalte aus den Regionen Berlin, München und Essen teilnehmen, bietet den Testhaus-

halten die Möglichkeit, ihr Heizverhalten über einen speziellen Zähler, der die Ener-



Senkung des Energieverbrauchs durch Verhaltensänderung, Quelle: <http://www.bewusst-heizen.de>, 2013

giedaten an ein Online-Portal übermittelt, nachzuvollziehen und entsprechend zu beeinflussen. Die gewonnenen Daten sollen aber nicht nur den Verbrauchern dienen, sondern auch Forschern bereitstehen, die diese wissenschaftlich auswerten und hinsichtlich Einsparpotentiale untersuchen. Ziele des Projektes sind:

- Energieeinspareffekte durch zeitnahe Visualisierung von Verbräuchen und Kosten zu demonstrieren und zu evaluieren.
- Die Wirtschaftlichkeit des Energiedatenmanagements für Mieter nachzuweisen.
- Mögliche Hemmnisse bei der Anwendung des Energiedatenmanagements zu identifizieren und Lösungsvorschläge für deren Überwindung zu entwickeln.

Das Projekt erstreckt sich über drei Heizperioden (2013-2016). Weitere Informationen zum Modellvorhaben finden Sie unter www.bewusst-heizen.de

Impressum

Die EnergieInfo ist eine Information der Ampere AG, Charlottenstraße 4, 10969 Berlin, Telefon: 030 28 39 33 0, Telefax: 030 28 39 33 11, E-Mail: mail@ampere.de. Registergericht: Amtsgericht Charlottenburg, Registernummer: HRB 78074, Redaktion: Klaus Schulze Temming