

Aktuelle Marktinformationen für Kunden und Interessenten im Mai 2012

Versorgungssicherheit und Preisbildung im Spannungsfeld von europaweiten Handelsmärkten und regionalen Engpässen

Aktuelle Untersuchungen der Bundesnetzagentur zur Situation der Energieversorgung im Winter 2011/12¹ zeigen, dass überregionale Handelsmärkte für Gas und Strom systembedingt nicht in der Lage sind, auf regionalem Niveau Anreize für die Beseitigung von Versorgungsengpässen zu liefern. Die energiewirtschaftliche Diskussion über die Einführung regional differenzierter Anreizsysteme für Kraftwerksinvestoren, in Ergänzung zu überregionalen Strommärkten, intensiviert sich daher. Diese enerviews diskutieren die Gründe für die Einführung eines solchen Anreizsystems.

Ein zentrales Ziel der Liberalisierung war die Schaffung von Wettbewerb bei der Bereitstellung von Strom und Gas. Hierzu wurden regionale Gebietsmonopole in große, nationale und tendenziell sogar europaweite, Handelsmärkte überführt. Die entstehenden Märkte ermöglichen eine höhere Liquidität, basieren aber auf einem Preisbildungsmechanismus vollkommen losgelöst von regionalen Angebotsengpässen.

Die Annahme einer solchen „Kupferplatte“ für den Stromtransport stellt jedoch bei gleichzeitiger Existenz von ausgeprägten Netzengpässen eine Fiktion dar: Den weiterhin der Regulierung unterliegenden Netzbetreibern und den zuständigen Regulierungsbehörden verbleibt die Aufgabe, den notwendigen Ausgleich zwischen dem Markt und den physikali-

schen Notwendigkeiten des Netzbetriebes herzustellen. Die durch den regionalen Ausgleich entstehenden Kosten werden von den Stromverbrauchern über die Netznutzungsentgelte getragen.

Strukturelles Ungleichgewicht

Seitdem das Kernkraft-Moratorium in Kraft getreten ist, besteht ein strukturelles Leistungsdefizit bei der Stromerzeugung in Süddeutschland. Durch den vollständigen Ausstieg aus der energetischen Nutzung der Kernenergie bis 2022 wird sich dies vermutlich verschärfen. Darüber hinaus besteht die Gefahr, dass weitere konventionelle Kraftwerke in den betroffenen Regionen außer Betrieb gehen.

	2009	2010	2011
Reservekraftwerke [MW]	0	0	1.645
Marktbezogene Maßnahmen 50 Hertz [TWh]	1,8	1,8	3,8

Abbildung 1: Exemplarische Indikatoren des Bedarfs an regionalem Ausgleich – bzgl. Energie und Leistung.

Die Übertragungsnetzbetreiber sichern bisher auf Anweisung der Bundesnetzagentur durch die Einrichtung einer Kraftwerksreserve im Umfang von 1.645 MW (vgl. Abbildung 1, erste Zeile) provisorisch die Versorgungssicherheit in Süddeutschland.

Zusätzliche regionale Ungleichgewichte von Erzeugung und Verbrauch entstehen durch den im Schwerpunkt lastfernen Ausbau der regenerativen Stromerzeugung. Der Ausbau der Netzinfrastruktur bleibt bisher hinter den Planungen zurück und kann diese Entwicklung nicht vollständig ausgleichen.

¹ BNetzA: „Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/12“; 2012

Als ein Resultat dessen müssen die Netzbetreiber zunehmend durch Redispatch von Kraftwerken in den Strommarkt eingreifen (vgl. Abbildung 1, zweite Zeile). Beispielsweise hat sich der Umfang der marktbezogenen Eingriffe im Netz der 50 Hertz AG in 2011 gegenüber 2010 etwa verdoppelt. Im Netzgebiet der 50 Hertz AG lag in diesem Zeitraum der Schwerpunkt der Redispatchmaßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber.

Beschleunigt durch den Ausbau der Erneuerbaren und den Kernenergieausstieg stellen sich also vermehrt regionale Fragen zur Versorgungssicherheit. Der physikalisch notwendige Ausgleich regionaler Defizite wird bisher aus dem Bereich der liberalisierten Märkte ausgeklammert und in den Aufgabenbereich der regulierten Akteure unter Aufsicht der zuständigen Behörden verschoben.

Regionale Versorgungsengpässe im Februar 2012

Im Februar 2012 war die Situation der Versorgungssicherheit in Süddeutschland besonders kritisch. Neben den genannten strukturellen Gründen für regionale Ungleichgewichte war ein zentraler Auslöser eine mehrwöchige Kältewelle, die über mehrere Effekte negativ auf die Sicherheit der Versorgung mit Erdgas und Strom in Süddeutschland wirkte.

Die niedrigen Temperaturen führten zu Fehlprognosen des Stromverbrauchs des Folgetages. Daraus folgte ein hoher Bedarf an Ausgleichsenergie und relativ hohe Stromexporte in das europäische Ausland bei gleichzeitiger Kapazitätsknappheit. Der Import von Erdgas aus Russland nach Süddeutschland wurde zur Deckung des russischen Eigenverbrauchs reduziert und führte so u.a. zu einem Engpass in der Versorgung von Kraftwerken in Süddeutschland.

Diese kritische Situation im letzten Winter zeigt exemplarisch, dass überregionale Marktgebiete systembedingt nicht in der Lage sind auf regionalem Niveau die Versorgungssicherheit zu garantieren. Einheitliche Marktpreise setzen keinen Anreiz regionale Erzeugungsdefizite auszugleichen. Die operativen Reserven des Stromnetzes sind weitgehend ausgeschöpft und unerwartete Situationen werden schnell(er) kritisch.

Fehlanreize durch nationale Einheitspreise

Ein Einheitspreis für den Stromhandel in Deutschland bei gleichzeitiger Existenz von Netzengpässen ist fiktiv. Aus energiewirtschaftlicher Perspektive hat Strom in einem Marktgebiet mit Engpässen durchaus eine unterschiedliche Wertigkeit in Abhängigkeit der Region. Dieser ortsabhängige Wert findet jedoch keinen Eingang in das betriebswirtschaftliche Kalkül der Marktakteure. Relevant wird die Differenz von nationalen Marktpreisen und der regionalen ener-

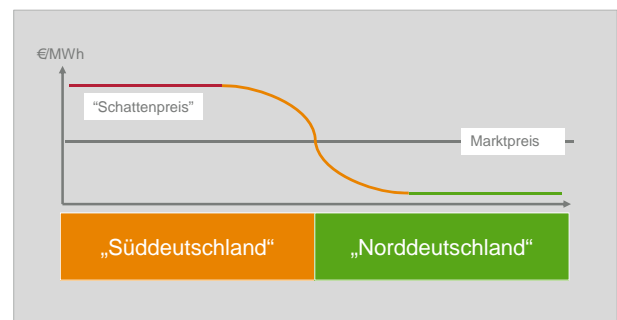


Abbildung 2: "Marktpreis" vs. "Schattenpreis" (schematisch)

giewirtschaftlichen Wertigkeit des Stroms jedoch erst, wenn Netzengpässe in einem deutlichen zeitlichen Umfang auftreten.

Dies wird anhand von Abbildung 2 erläutert. Geht man von einer Situation aus, in der in Süddeutschland regionale Defizite und in Norddeutschland regionale Stromüberschüsse existieren, so ist der energiewirtschaftliche Wert („Schattenpreis“) von Strom im Norden geringer als im Süden. Strom der im Norden erzeugt wird, bekommt jedoch einen Einheits-

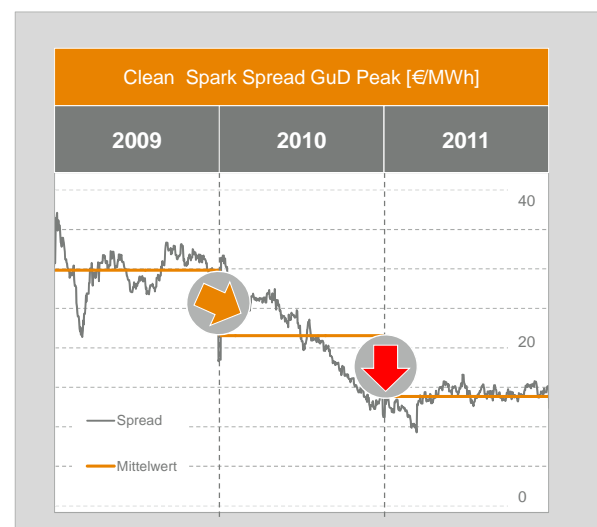


Abbildung 3: Clean Spark Spread 2009-2011

preis ausgezahlt, der über dem „angemessenen“ energiewirtschaftlichen Wert in der Region liegt. Umgekehrt bekommen Erzeuger im Süden von Deutschland (und damit tendenziell auch in Österreich und der Schweiz) einen Einheitspreis ausgezahlt, der unter dem energiewirtschaftlichen Wert in der Region liegt.

Der Einheitspreis eines überregionalen Marktes setzt somit systembedingt keine regional differenzierten Anreize für Einsatz- oder Investitionsentscheidungen. Während diese Fehlanreize in Hinsicht auf den Kraftwerkseinsatz relativ effizient durch kostenbasierten Redispatch außerhalb des Marktes korrigiert werden können, gilt dies nicht für Ineffizienzen in Hinsicht auf die Investitions- bzw. Standortentscheidungen der Marktakteure.

Eine Vergleichmäßigung der Marktanreize über die Fläche des Marktgebietes führt dazu, dass regionale Knappheiten, wie im Winter 2011/12 in Süddeutschland beobachtet, nicht über den Markt für die Investoren sichtbar werden. Gezielte regionale Anreize für Investitionen entstehen nicht. Beispielhaft hierfür zeigt Abbildung 3 den Verlauf des Clean Spark Spreads in den Jahren 2009 - 2011; der regionale Bedarf in Süddeutschland schlägt sich nicht in höheren Anreizen für Gaskraftwerke nieder.

Fazit

Verstärkt durch den Kernenergieausstieg und den Ausbau der Erneuerbaren, stellen sich regionale Fragen zur Versorgungssicherheit. Integriert in die Diskussion über die Einführung von Kapazitätsmechanismen intensiviert sich aktuell auch die Diskussion über regional differenzierte Anreizsysteme für den Kraftwerkszubau.

Im aktuellen deutschen Marktdesign werden regionale Ungleichgewichte bisher nur provisorisch und nur für Bestandskraftwerke durch regulatorische Eingriffe in den Markt korrigiert. Regional differenzierte Anreizmechanismen könnten helfen den regional unterschiedlichen energiewirtschaftlichen Wert des erzeugten Stroms in die Investitionsentscheidung von Kraftwerksinvestoren einzubeziehen.

Die Praxis des nationalen Einheitspreises stellt tendenziell eine Besserstellung der Kraftwerke in Überschussregionen und gleichzeitig eine Schlechterstellung der Kraftwerke in Defizitregionen dar – jeweils

im Vergleich zu einer regional differenzierten Bewertung des Stroms. Zusätzliche Erlöse für Kraftwerke in Defizitregionen (z.B. eine „G-Komponente“) wären daher grundsätzlich energiewirtschaftlich angemessen und könnten eine effiziente Ortsentscheidung der Investoren unterstützen. Auch eine Finanzierung der ausgezahlten Entgelte durch Kraftwerke in Überschussregionen könnte eventuell gerechtfertigt werden, da diese bisher vom Einheitspreis profitieren.

Im Zusammenhang mit der Einführung von regional differenzierten Erlösbestandteilen stellen sich daher komplexe Verteilungsfragen – enervis unterstützt sie hier gern mit weiteren Analysen.

Ansprechpartner bei enervis

Bernhard Lokau	bernhard.lokau@enervis.de Tel. +49 30 695 175 11
Julius Ecke	julius.ecke@enervis.de Tel. +49 30 695 175 17

Nachdruck oder Veröffentlichung, ganz oder teilweise, nur mit schriftlicher Zustimmung der enervis energy advisors GmbH. Es wird keinerlei Gewähr für die Richtigkeit, Aktualität oder Vollständigkeit der hier bereitgestellten Informationen übernommen.