

# Strom- und Erdgasbeschaffenheit im liberalisierten Energiemarkt

Andrea Möller und Michael Schröter

Die Kosten für die Versorgung von Gebäuden und Liegenschaften mit Energie sind in den vergangenen Jahren ständig gestiegen. Auch die aktuelle energiepolitische Diskussion in Deutschland (Stichpunkt „Energiewende“) bewirkt eher steigende Preise für den Energiebezug. Dieser Artikel gibt einen Überblick der Möglichkeiten zur Reduzierung der Energiekosten von Strom und Erdgas für Letztverbraucher durch einen strukturierten Energieeinkauf. Auf die vielen Möglichkeiten zur Verbesserung der Energieeffizienz wird hier nicht eingegangen. Verantwortungsbewusste Energieeinkäufer werden nicht nur preisorientiert Energie beschaffen sondern auch den laufenden Energieverbrauch durch effizienzsteigernde Maßnahmen reduzieren, um die Bezugskosten zu senken.

Die Liberalisierung der nationalen und europäischen Energiemärkte bietet für den Energieeinkauf sowohl Chancen als auch Risiken. Der Einkauf von Strom und Erdgas wird von Jahr zu Jahr komplexer und damit für den Endverbraucher undurchsichtiger. Denn seit Beginn der Liberalisierung haben sich die Marktmechanismen erheblich verändert und sie ändern sich auch weiterhin.

## Strom- und Erdgasmarkt

Energien im Sinne des Energiewirtschaftsrechts sind Strom und Erdgas, soweit diese zur leitungsgebundenen Energieversorgung verwendet werden. Das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) wurde erstmalig im Jahr 1935 in Deutschland eingeführt. Die Energieversorgung wurde bis Mitte der 1990'er Jahre als ein natürliches Monopol angesehen. 1998 wurde das Energierecht neu geregelt und den Vorgaben der EU-Binnenmarkttrichtlinie für Elektrizität angepasst. Kernpunkt war die Liberalisierung des Strommarktes durch teilweisen Wegfall der Gebietsmo-



Bild 1. Zeitliche Entwicklung des Energiewirtschaftsgesetzes.

nopole und der diskriminierungsfreier Zugang zu den Stromnetzen. Die Vorschriften für den Gasmarkt wurden zunächst kaum verändert. Das EnWG hat bis heute vier Novellierungen erfahren, siehe Bild 1. Nunmehr ist Erdgas mit Strom gleichgestellt, der Netzzugang ist reguliert, Netzbetrieb und Vertrieb sind voneinander unabhängige Geschäftsfelder. Der Messstellenbetrieb ist liberalisiert, eine Kennzeichnungspflicht für Strom ist eingeführt und eine Regulierungsbehörde (Bundesnetzagentur BNetzA) wurde 2003 geschaffen.

Der deutsche Strommarkt hatte im Jahr 2010 ein Bruttovolumen von etwa 604 Mrd. kWh, siehe Bild 2. Die Erneuerbaren Energien haben dazu mit etwa 16,5% beigetragen.

Die Aufteilung des Stromverbrauchs auf die Primärenergieträger zeigt Bild 3.

Über 80% des deutschen Stromverbrauchs werden von vier Konzernen (RWE, Eon, Vattenfall und EnBW)

| Bilanz Deutschland 2010 (vorläufig)                     |                |
|---|----------------|
| Bruttostromerzeugung                                    | 621,0 Mrd. kWh |
| Saldo Stromaustausch mit Ausland                        | -17,0 Mrd. kWh |
| Stromverbrauch einschl. Netzverluste und Eigenverbrauch | 604,0 Mrd. kWh |

Bild 2. Auszug aus der Energiebilanz Deutschland.

Quelle: AG Energiebilanz

Dipl.-Geol. Andrea Möller, Gas-aktuell, Energiewirtschaftliche Beratung, Leipzig (Erdgas) und Dipl.-Ing. Michael Schröter, MEGAWATT Ingenieurgesellschaft für Wärme- und Energietechnik mbH, Paul-Lincke-Ufer 8b, 10999 Berlin, E-Mail: Michael.Schroeter@megawatt.eu – Erweiterte Fassung eines Vortrages am 19. Mai 2011 vor der Gesundheitstechnischen Gesellschaft in Berlin.

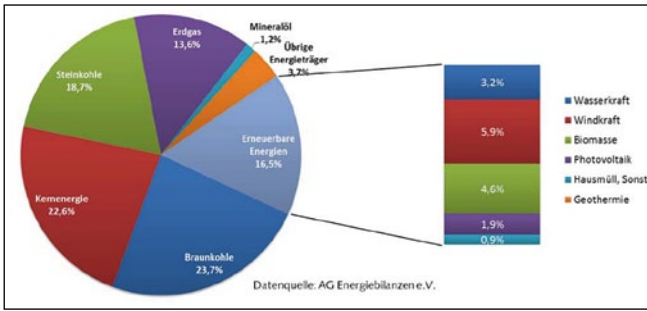


Bild 3. Aufteilung des Stromverbrauchs auf Primärenergieträger.

produziert. Diese verfügen verteilt in Deutschland über einen umfangreichen Kraftwerkspark.

Der *Erdgasmarkt* in Deutschland ist innerhalb der letzten 30 bis 40 Jahre kontinuierlich gewachsen und wurde damit laufend an die Versorgungsansprüche angepasst. Dieses Wachstum zog sich durch alle Kundengruppen (Haushalts- und Kleinverbraucher, Gewerbe, Industrie Kraftwerke). Zwischenzeitlich hat Erdgas eine gute Marktdurchdringung erreicht (im Bereich der Haushalts- und Kleinverbraucher von annähernd 100%). Aktuell stagniert das Wachstum bzw. ist sogar rückläufig, da sich die Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz

auswirken. Als Wachstumsmarkt wird aktuell nur noch der Erdgaseinsatz in Kraftwerken ausgewiesen.

Eng verbunden mit dem Wachstum im Erdgasbereich war die Anlegbarkeit des Erdgaspreises an die Ölpreisbindung, die sich in gewisser Weise manifestiert hat. Durch die Anlegbarkeit des Erdgaspreises an den Ölpreis sollte sichergestellt werden, dass der Erdgaspreis im Vergleich zu den Wettbewerbspreisen (Ölpreis, Kohlepreis) konkurrenzfähig bleibt. Diese Vertragspraxis galt nicht nur zwischen den Produzenten und Importeuren, sondern wurde gleichermaßen auch auf die nachgelagerten Vertriebsstufen verlagert. Nationale als auch internationale Einflüsse haben dafür gesorgt, dass die Ölpreisbindung durch die Preisbildung an den Erdgashandelsmärkten mehr und mehr ersetzt wird. Als Einflussfaktoren sind die Öffnung der langfristigen ölgebundenen Lieferverträge, zunehmende Bedeutung des Flüssiggas-Handels, die Erschließung unkonventioneller Erdgasressourcen und der Ausbau der Infrastruktur zu nennen.

### Infrastruktur

Über 80% des deutschen Stromverbrauchs werden von den vier großen Konzernen produziert: RWE, Eon, Vattenfall und EnBW. Diese verfügen

verteilt in Deutschland über einen umfangreichen Kraftwerkspark. In Deutschland sind etwa 290 Kraftwerke oder Kraftwerksblöcke mit einer Leistung von über 100 MW vorhanden. Die Nettoleistung von Kraftwerken größer 5 MW betrug im Jahr 2009 etwa 104000 MW, der Anteil der vier größten Erzeuger daran betrug knapp 80% (Quelle: Bundesnetzagentur).

Deutschland ist von einem dichten Stromnetz überzogen. Stromnetze werden nach der Spannung unterteilt, nach der Strom übertragen wird. Das Höchstspannungsnetz befindet sich im Besitz von vier Unternehmen, die sich den Markt für die Übertragung von Strom untereinander aufteilen. Diese Netzbetreiber sind Amperion (RWE), Tennet, 50 Herz und EnBW. Über die untergeordneten Netze wird der Strom bis zum Letztverbraucher übertragen.

Die Erdgasnetze verteilen sich von den ca. 15 Importpunkten nach Deutschland über mehrere Verteilnetze innerhalb Deutschlands (Importnetz, Regionalnetz, Stadtwerknetz).

Das Erdgasaufkommen in Deutschland belief sich 2010 auf 1081 Mrd. kWh, das entspricht einem Wachstumsplus von 1,5% bezogen auf 2009. Die Importe nach Deutsch-

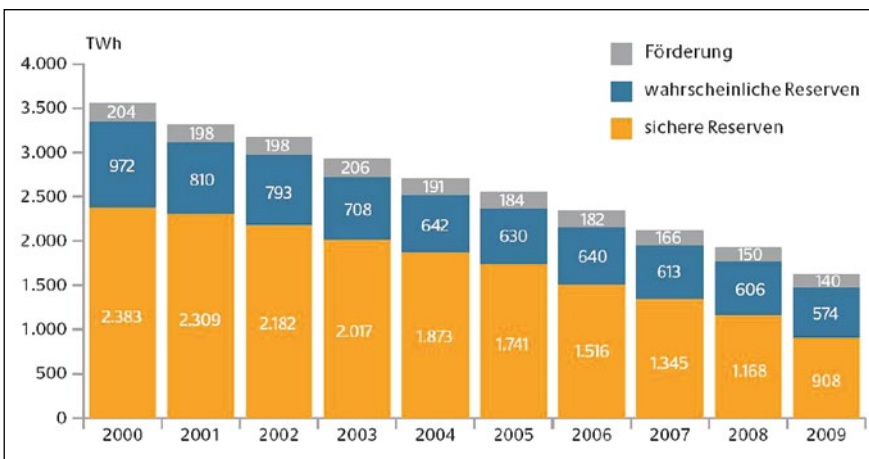


Bild 4. Monitoringbericht 2010. Quelle: BNetzA

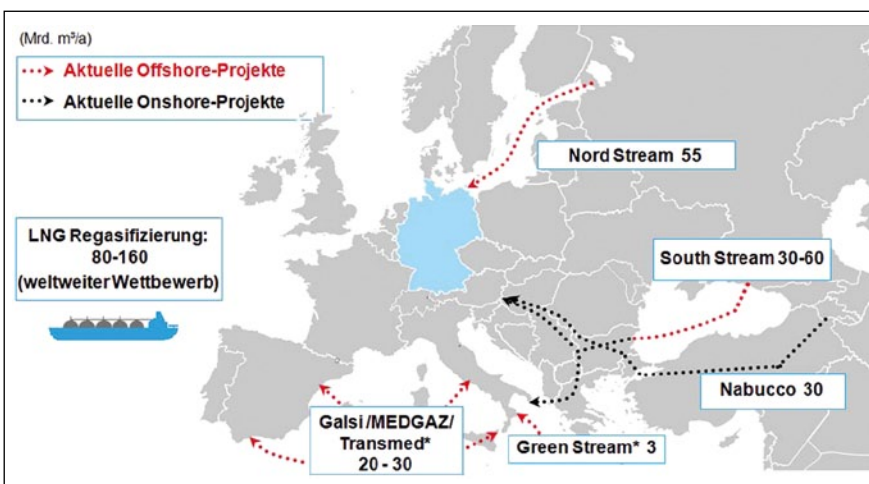


Bild 5. Internationaler Gastransport. Quelle: WINGAS

land stiegen um ca. 4% auf jetzt 89%. Nur 11% des Gesamtbedarfs in Deutschland wird durch die eigene Förderung (mit rückläufiger Tendenz) gedeckt.

Erdgas als Primärenergieträger ist „endlich“, das zeigt auch der Rückgang der Förderung in Deutschland, siehe *Bild 4*. Prognosen weisen aus, dass sich im Jahr 2020 die Eigenförderung auf ca. 3% des deutschlandweiten Verbrauchs verringern wird und die Importe auf 97% ansteigen werden. Damit steigt die Importabhängigkeit dramatisch an. Deutschland steuert mit dem Ausbau von Anlagen zur Biomethanproduktion gegen diesen Trend.

Die Infrastruktur für den Bezug und die Verteilung von Erdgas wird aktuell massiv ausgebaut. Zu nennen sind da die „Nordstream“, die „OPAL“, die „NEL“ sowie LNG-Terminals in England, Niederlande, Polen am Mittelmeer und der Adria Küste (*Bild 5*).

Begründet durch den Rückgang der Eigenproduktion und der Importzunahme wächst der Bedarf an notwendiger Speicherkapazität für Erdgas an. Die notwendige Strukturierung kann nicht mehr durch die Förderung der europäischen Quellen („vor der Haustür“) erfolgen, sondern nur über die Inanspruchnahme von Speichern.

(Gaspool und Net Connect Germany) gehandelt. Die Preisentwicklung des „Year Ahead-Futures“ für das Erdgas-Marktgebiet „Gaspool“ gibt *Bild 7* wider. Innerhalb von nur zwei Handelsjahren bewegte sich der Erdgaspreis im Bereich zwischen knapp 15 €/MWh und 28 €/MWh bei einer Volatilität von über 80%.

## Handel und Vertrieb von Strom und Erdgas

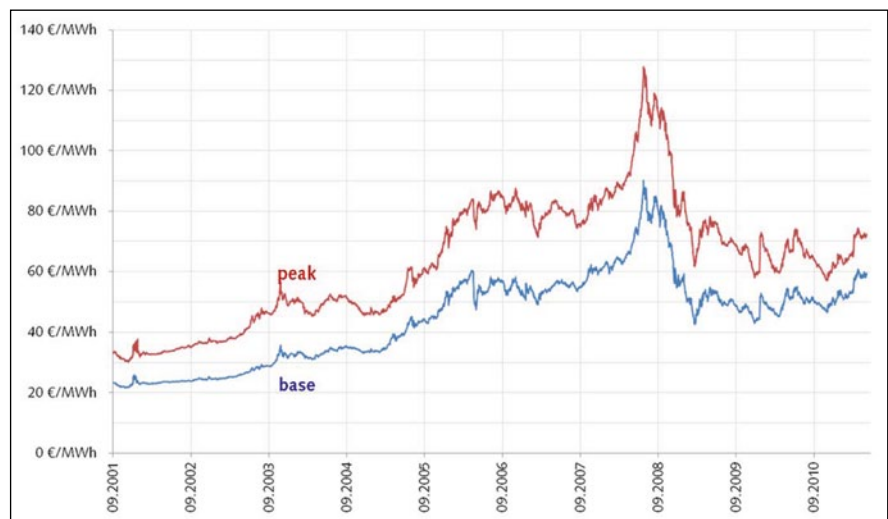
Der Stromhandel findet am Großhandelsmarkt (Energiebörsen, außerbörslicher Handel) statt. Stromhandel ist nicht mit dem Stromvertrieb gleichzusetzen, dieser bedient den Endkundenmarkt. In Deutschland sind über 1000 Stromlieferanten aktiv, davon ca. 700 Stadtwerke. In den meisten Gebieten können die Endkunden unter mehr als 50 Stromlieferanten wählen. Bei Anfragen und VOL-Ausschreibungen für eine Stromlieferung an Sondervertragskunden beteiligen sich oft mehr als 20 Interessenten, von denen die meisten auch Lieferangebote einreichen.

### Energiebörse

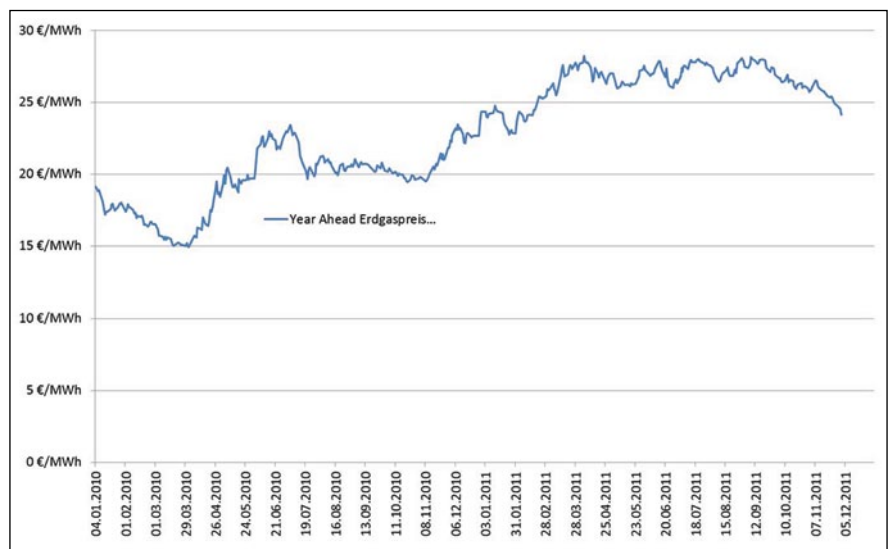
Ein Großhandelsmarktplatz für Energie und energienaher Produkte ist die Leipziger Börse EEX, die seit Mitte 2001 betrieben wird. Handelsprodukte sind vor allem Strom- und Erdgas-Futures, Strom- und Erdgas-Optionen, Emissionsrechte (CO<sub>2</sub>-Zertifikate) und Kohle. Im Terminmarkt können Geschäfte auf bis zu 6 Jahre in die Zukunft abgesichert werden.

Das Stromhandelsvolumen betrug im Jahr 2009 am Spotmarkt ca. 203 Mrd. kWh, am Terminmarkt ca. 1025 Mrd. kWh. Das Handelsvolumen am Terminmarkt betrug damit etwa das Doppelte des bundesdeutschen Stromverbrauchs. Für die Strombeschaffung sind die EEX-Terminprodukte „Phelix Baseload Year Futures“ (base) und „Phelix Peakload Year Futures“ (peak) wichtig. Die Strom-Preisentwicklung für das jeweilige Frontjahr seit Beginn des Börsenhandels zeigt *Bild 6*. In den letzten 10 Jahren ist der mittlere Energiepreis für Strom von ca. 2,5 ct/kWh auf heute ca. 6,1 ct/kWh angestiegen. Der Kurvenverlauf zeigt auch die spekulative Phase und die weltweite Krise im Jahr 2008, in der Höchstpreise von über 13 ct/kWh für den Jahreskontrakt bezahlt werden mussten.

Erdgas wird heute an der EEX für die beiden verbliebenen Marktgebiete



**Bild 6.** Strompreisentwicklung seit 2001.



**Bild 7.** Erdgaspreisentwicklung seit 2009.

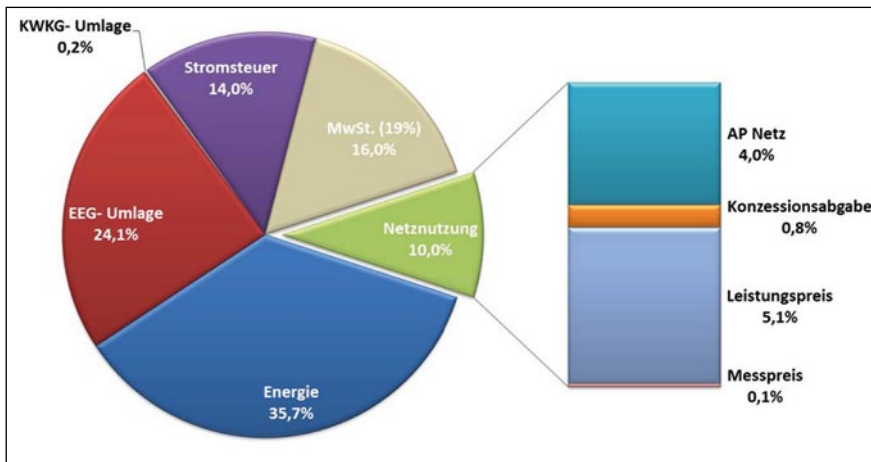


Bild 8. Preisbestandteile Strom, beispielhaft.

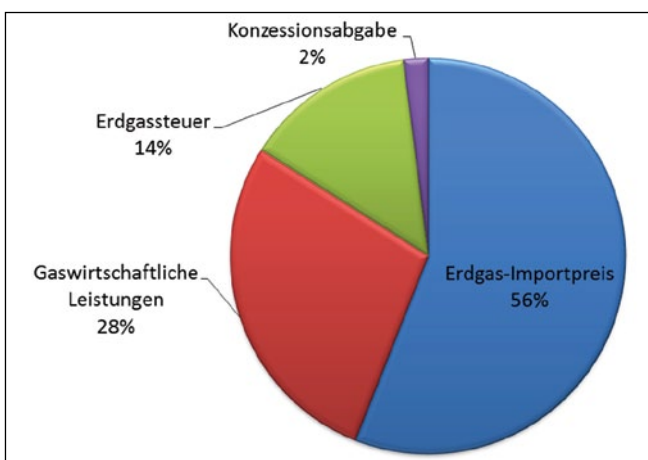


Bild 9. Preisbestandteile Erdgas, beispielhaft.

Die Anbieter von Erdgas haben sich seit Beginn der Liberalisierung stark verändert. In der Vergangenheit versorgten ausschließlich die traditionellen deutschen Versorger, in Form von Ferngasgesellschaften, Regionalversorgern oder Stadtwerken (z. B. RWE, Eon, MITGAS, Stadtwerke München u. a.). Inzwischen liefern ausländische Gesellschaften mit starker Verankerung im Heimatmarkt (z. B. ENI Gas & Power, GdF SUEZ, DONG Energy Sales, EconGAS, Sempra, EGL) und die Erdgasproduzenten selbst (z. B. Shell, BP, Mobil). Daneben bieten auch die Stadtwerke Erdgasprodukte für den Letztverbraucher an.

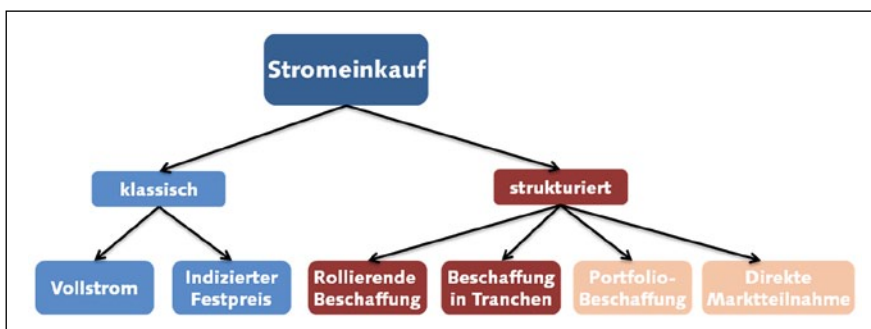


Bild 10. Strategien zur Energiebeschaffung.

## Energiepreise

Nur der reine Energiepreis Strom ist durch den Beschaffungsprozess beeinflussbar. Je nach Abnahmestruktur sind das etwa 35–45% des Stromendpreises, siehe *Bild 8*. Alle anderen Preisbestandteile sind staatlich festgelegt oder durch die Bundesnetzagentur reguliert. *Bild 8* zeigt beispielhaft die Stromendpreise, die Umsatzsteuer mit 19% ist berücksichtigt.

Die Preisbestandteile des Erdgaspreises waren bisher: Arbeitspreis, Leistungspreis und Steuern. Heute werden bei einem transparenten Liefervertrag diese um weitere Preisbestandteile ergänzt, wie z. B. Regelenergieumlage, Strukturierungsbeitrag, Bioerdgaswälzungsbeitrag, Konvertierungsentgelt, Hubentgelt und Netznutzungsentgelt, siehe *Bild 9*. Auch hier ist wie beim Strom nur der reine Energiepreis durch den Beschaffungsprozess beeinflussbar.

## Möglichkeiten der Strombeschaffung

Im Folgenden werden verschiedene Strategien für die Beschaffung von Strom aufgezeigt und kommentiert. Heute übliche Möglichkeiten des Stromeinkaufs sind (siehe auch *Bild 10*):

- Klassische Vollstromversorgung
- Indizierte Strombeschaffung mit Festpreis
- Strukturierte Strombeschaffung mit automatischer Preisfixierung
- Tranchenbeschaffung
- Portfoliobeschaffung
- Direkte Marktteilnahme

Die Portfoliobeschaffung und die direkte Marktteilnahme erfordern einen hohen Personalaufwand verbunden mit hohen Transaktionskosten. Beide Beschaffungsstrategien sind nur für Letztverbraucher mit sehr hohem Stromverbrauch (> 100 GWh) wirtschaftlich interessant. Auf eine weitere Kommentierung wird hier nicht eingegangen.

Bei der klassischen Vollstromversorgung wird zu einem Stichtag der für die gesamte Lieferperiode benötigte Strom zu einem zuvor festgelegten Preis eingekauft. Dieser Preis beinhaltet alle Strombeschaffungspreise, häufig auch die Netznutzungsentgelte, ausgedrückt als Arbeitspreis (HT- und NT-Tarif) und Leistungspreis (höchste Jahresleistungsspitze). In den Strompreis sind Risikoprämien eingepreist, die Preisstruktur ist wenig transparent. Der Stromkunde hat in der Regel einen Festpreis über die gesamte Vertragslaufzeit, kein Strukturierungsrisiko und kein Mehr- oder Minderpreisrisiko. Er benötigt kein

besonderes „Know-How“ für den Stromeinkauf. Nachteilig sind die hohen Risikozuschläge des Lieferanten für Verbrauchs- und Preisrisiko und die mangelnde Kostentransparenz.

Die indizierte Strombeschaffung mit Festpreis ist ein erster Schritt zur strukturierten Strombeschaffung. Wesentliches Merkmal ist, dass der Zuschlag an einen Stromlieferanten vom Tag der Fixierung des Strompreises entkoppelt wird. Die Preisfestlegung erfolgt innerhalb eines zuvor vereinbarten Zeitraums, jedoch vor Lieferbeginn, abhängig von der Entwicklung der EEX-Großhandelspreise und nach besonderer Festlegung. Die Netznutzungsentgelte können 1:1 zusätzlich berechnet werden. Der Strompreis steht damit erst zum Indizierungszeitpunkt fest. Nachteilig ist hier die geringe Flexibilität.

Bei der strukturierten Strombeschaffung mit automatischer Preisfixierung ist ebenfalls der Zuschlag vom Tag der Preisfixierung getrennt. Aus dem Stromlastgang des Kunden wird durch den Lieferanten ein festes base-/peak-Mengenverhältnis für den Lieferzeitabschnitt ermittelt. Die Anzahl der Zeitpunkte für die Preisfixierung wird mit dem Kunden vereinbart, üblich sind Börsenhandelstage, Monate oder Quartale. Die entsprechenden Teilmengen werden dann durch den Lieferanten zu den Börsenschlusskursen automatisch beschafft. Der Strompreis ergibt sich als mengengewichteter Durchschnitt am Ende des Beschaffungszeitraums. Die Netznutzungsentgelte werden 1:1 zusätzlich berechnet. Die Dienstleistungen des Lieferanten werden mit einem zuvor vereinbarten Entgelt abgegolten. Das Preisrisiko ist bei geringer Flexibilität überschaubar. Wegen der „automatischen“ Beschaffung durch den Lieferanten muss der Einkäufer nur über ein Basiswissen im Strommarkt verfügen.

Die Tranchenbeschaffung ist mit der strukturierten Beschaffung vergleichbar, jedoch mit dem Unterschied, dass die Preisfixierung der Teilmengen nicht automatisch erfolgt. Die zuvor mit dem Lieferanten vereinbarten Teilmengen werden durch den Einkäufer zu einem selbst gewählten Zeitpunkt preislich fixiert. Die Mitteilungen für die Preisfixierungen erfolgen schriftlich an die Handelsabteilung des Lieferanten. Das Marktpreisrisiko wird mit Hilfe der Tranchenbeschaffung signifikant reduziert. Dennoch ist durch dieses Vorgehen nicht sichergestellt, dass der durchschnittliche Strom-Marktpreis unterschritten wird. Die Verteilung der Beschaffungsmenge auf mehrere Tranchen bietet ein hohes Maß an Flexibilität und die Möglichkeit, an der Marktentwicklung teilzuhaben. Der Stromeinkäufer muss über fundierte Kenntnisse im Strommarkt verfügen und laufend den Markt beobachten. Die Tranchenbeschaffung bedarf einer klaren und abgestimmten Einkaufsstrategie, damit die notwendigen Entscheidungen schnell getroffen werden können.

|                                  |   |
|----------------------------------|---|
| <b>Vollenergie-liefervertrag</b> | <ul style="list-style-type: none"> <li>• AP- und LP-Preis, incl. Risikoprämien</li> <li>• Inklusive Netznutzung, jedoch nicht immer transparent</li> <li>• Preis gilt i.d.R. für die gesamte Vertragslaufzeit</li> <li>• Keine Risikostreuung und Flexibilität</li> <li>• Energiepreis ergibt sich zum Beschaffungszeitpunkt</li> </ul> |
| <b>Indizierter Festpreis</b>     | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Energiepreis</li> <li>• Netznutzung wird zusätzlich berechnet</li> <li>• Preis gilt i.d.R. nur ein Jahr</li> <li>• Keine Risikostreuung, geringe Flexibilität</li> <li>• Energiepreis ergibt sich zum Zeitpunkt der Preisfixierung</li> </ul>  |
| <b>Rollierende Beschaffung</b>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Energiepreis</li> <li>• Netznutzung wird zusätzlich/separat berechnet</li> <li>• Laufende Beschaffung an jeden Börsen-Handelstag</li> <li>• Kein Preisrisiko und keine Flexibilität</li> <li>• Energiepreis ergibt sich als durchschnittlicher Börsenpreis</li> </ul>                          |
| <b>Beschaffung in Tranchen</b>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Energiepreis</li> <li>• Netznutzung wird zusätzlich/separat berechnet</li> <li>• Aufteilung der Beschaffung in mehrere Zeiträume</li> <li>• Streuung des Preisrisikos bei großer Flexibilität</li> <li>• Energiepreis nach Index-Formel</li> </ul>   |

Bild 11. Eigenschaften der verschiedenen Beschaffungsstrategien.

| Einkaufsstrategie        | Cal-11 2010   |      |
|--------------------------|---------------|------|
| Rollierende Beschaffung  | 51,3690 €/MWh | 110% |
| Quartalstranchen         | 51,4360 €/MWh | 110% |
| Festpreis im Frühjahr    | 54,3880 €/MWh | 117% |
|                          | 46,6150 €/MWh | 100% |
| Bestmögliche Beschaffung | 47,0440 €/MWh | 101% |

Bild 12. Beispielhafte Preisvolatilität unterschiedlicher Beschaffungsstrategien.

Die wesentlichen Eigenschaften der Beschaffungsstrategien sind in Bild 11 zusammengefasst.

Die Zusammenfassung (Bild 12) zeigt beispielhaft eine Preisvolatilität verschiedener Beschaffungsstrategien, dargestellt für das Frontjahr 2011. Der Energiepreis Strom variierte hier um ca. 10%, je nach gewählter Einkaufsstrategie.

### Einkaufsmöglichkeit Erdgas

Vor Liberalisierung des Marktes waren die Erdgaslieferverträge durch eine lange Laufzeit (bis zu 10 Jahren und mehr) und einer Vollversorgung durch einen Lieferanten gekennzeichnet. Die Bezugspreise waren i.d.R. an leichtes Heizöl (HEL) oder an schweres Heizöl (HS) indiziert und sehr intransparent.

Die Erdgaslieferverträge in der liberalisierten Welt haben sich stark verändert. So sind heute die Laufzeiten auf 1 bis max. 3 Jahre festgeschrieben und die Vollversorgung durch einen Lieferanten wird immer mehr in Frage



Bild 13. Europäische Handelspunkte für Erdgas.

gestellt. Je nach Bezugsmenge werden die Bezüge diversifiziert (mehrere Lieferanten) und mit Standardprodukten (z. B. der EEX) und Lieferung der Residualmenge gestaltet. Eine andere Einkaufsmöglichkeit ist der Einkauf in mehreren Tranchen zu unterschiedlichen Zeitpunkten, um das Risiko zu minimieren, ähnlich wie beim Strom.

Auch kann das Erdgas direkt am Handelspunkt (Bild 13) bezogen werden, wobei zwischen physischen und virtuellen Handelspunkten unterschieden wird, siehe dazu Bild 13.

Die gehandelten Mengen an den ausgewiesenen Handelspunkten sind in den letzten Jahren stetig gestiegen, auch wenn anfänglich der eine oder andere Handelspunkt für den Erdgashandel nicht liquid genug war. In 2010 wurden ca. 100 TWh an Handelspunkten innerhalb Deutschlands gehandelt und ca. 120 TWh an ausländischen Handelspunkten gehandelt.

Auch wenn das „Rund-um-sorglos“-Paket beim Erdgaseinkauf noch für viele Kunden ein „Ruhekissen“ darstellt, ist die Kombination von verschiedenen Handelsprodukten eine Alternative (siehe Bilder 14 und 15). Im ersten Schritt sollte auf Standardprodukte (z. B. Jahresband, Sommerband, Winterband, Quartalsband) abgestellt werden, bevor sich der Kunde ganz der strukturierten Beschaffung öffnet. Ziel der eigenen Beschaffung sollte immer sein, dass ausreichend Flexibilität gegeben ist und auf Marktveränderungen reagiert werden kann.

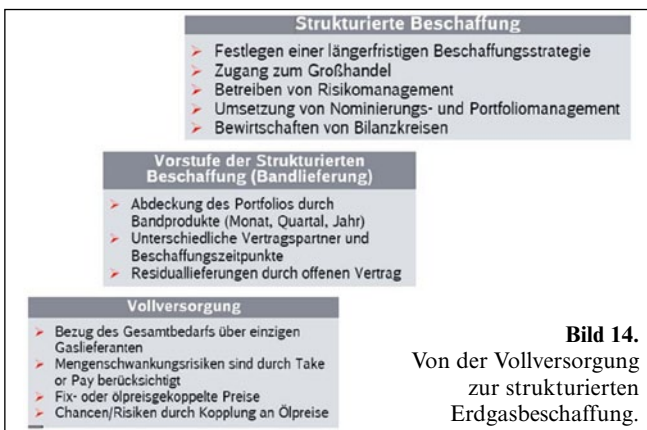


Bild 14. Von der Vollversorgung zur strukturierten Erdgasbeschaffung.

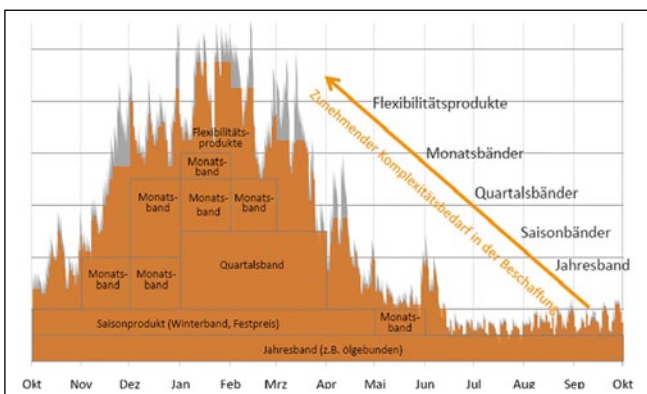


Bild 15. Beispiel strukturierter Erdgasbeschaffung.

### Einflüsse auf den Energiemarkt

Die Einflüsse auf die Großhandelspreise für Strom und Erdgas sind vielfältig, siehe Bild 16. Die letzten Jahre waren durch eine globale Rezession gekennzeichnet. Der aktuelle Energiemarkt ist durch den Ausstieg aus der Kernkraft und den europäischen Finanzkrisen geprägt. Der Energiemarkt ist ein globaler Markt, daher spiegelt dieser Markt auch die globalen und nationalen Einflüsse wider, wie z.B.

- Kurzer und heftiger Ausverkauf an den Märkten für Rohöl Anfang Mai 2011
- Rohstoffmärkte befinden sich aktuell in einer Konsolidierungsphase
- Grenzübergangspreise für Erdgas steigen kontinuierlich
- Japan will Strategie für Energiepolitik und den Ausstieg aus der Kernkrafttechnik prüfen
- Europäischen Schulden- und Währungs Krise ist wieder im Vordergrund
- Aktuell eingetrübte Erwartungen bezüglich der wirtschaftlicher Entwicklung in Europa
- Nachfrage
- Änderungen der globalen Temperaturen
- CO<sub>2</sub>-Preise
- OPEC Entscheidung über die Ölfördermengen



Bild 16. Haupteinflüsse auf den Energiepreis.

- Politische Stabilität der Förderregion
- Einschätzung der Speicherkapazitäten
- Volatilität der Handelsmärkte
- Spekulation an den Energie-Handelsmärkten
- Wechselkursverhältnis US\$ in EUR

### **Fazit**

Im liberalisierten Energiemarkt sind detaillierte Marktkennntnisse und eine laufende Marktbeobachtung ein ent-

scheidender Faktor für einen erfolgreichen Einkauf von Strom und/oder Erdgas. Die „richtige“ Wahl des Zeitpunktes für den Einkauf von Strom oder Erdgas hat den größten Einfluss auf den Energiepreis, gefolgt von der Optimierung des Lastprofils. Dagegen ist der Einfluss auf die Energiepreise durch Verhandlung des Angebotes oder durch Wechsel des Lieferanten eher gering. Bei der Wahl des Beschaffungsmodells muss gleichzeitig eine Risikoabsicherung erfolgen. Der Einsatz von kompetenten Beratern erscheint sinnvoll.