

EXPLORER gasmarkt

SEPTEMBER 2010

09. Ausgabe XIII. Jahrgang

AUS DEM INHALT

- GAS
- ÖL
- KOHLE
- EMISSIONEN
- STROM
- SPREADS

- MARKT news
- TERMINE
- Impressum



MARKTKOMMENTAR

Die Preise an den europäischen Spot- und Terminmärkten haben sich im Verlauf des Monats August uneinheitlich entwickelt.

Im Monatsdurchschnitt lagen die Spotkurse an der niederländischen TTF sowie an den deutschen virtuellen Handelspunkten NCG und Gaspool zwar um mehr als einen Euro unterhalb des Wertes des Vormonats. Im Augustverlauf konnten sie jedoch einen Teil der starken Verluste der zweiten Juli-hälfte wettmachen und notierten zwischen 18,70-19,40 Euro/MWh.

Als Gründe wurden neben einer technischen Korrektur nach den Juliverlusten, Unsicherheiten bezüglich angekündigter Wartungsarbeiten an der norwegischen Förderinfrastruktur und der längerfristige Ausfall der TRG23-Pipeline zwischen Italien und der Schweiz genannt. Die deutschen Handelspunkte konnten dabei gegenüber der TTF stets ein Premium von bis zu 1 Euro/MWh halten.

Fundamentale Gründe für einen Preisanstieg waren auch im August angesichts der anhaltend guten Versorgung des europäischen Erdgasmarktes nicht offensichtlich. Ein hoher Füllstand der Erdgasspeicher auf dem Kontinent und weiter kontinuierlich eintreffende LNG-Tanker führten zu einem weiterhin entspannten Verhältnis zwischen Angebot und Nachfrage.

Dies spiegelte sich im Gegensatz zum Spotmarkt an den europäischen Terminmärkten in leicht zurückgegangenen Preisen wieder. Am kurzen Ende verloren die Monatsprodukte 1-1,50 Euro/MWh. Während dabei die Kurse an den deutschen Handelspunkten die Marke von 18 Euro halten konnten, durchbrach der Septemberkontrakt an der TTF die Marke zum Monatsende nach unten.

Die beiden Frontquartale für den kommenden Winter verloren seit Monatsbeginn handelspunktübergreifend 0,50-0,70 Euro/MWh. Während das Frontquartal den August an allen Handelspunkten bei 19,20-19,60 Euro/MWh abschloss, lag das Q1 2011 knapp oberhalb der 20 Euro/MWh-Marke.

Zum langen Ende hin verzeichneten die Produkte ebenfalls geringe Verluste. Die Jahresprodukte für die Lieferjahre 2013 und 2014 verloren 0,40-0,70 Euro/MWh an Wert und notierten am Monatsende bei 23,30-24,30 Euro/MWh.

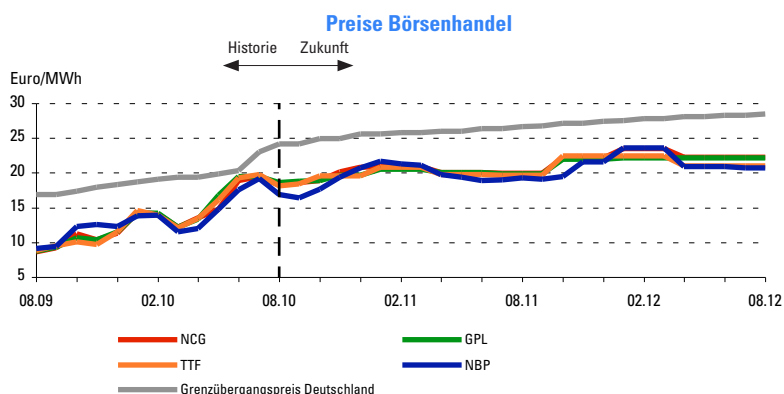
Als Impulsgeber nach unten dienten in diesem Monat auch die Ölpreise. Nach starken Gewinnen zu Monatsbeginn bis auf 85 US-\$/bbl verlor die Notierung der Nordseesorte »Brent« im weiteren Monatsverlauf deutlich an Boden. In den letzten Handelstagen lag sie 2 US-\$ unterhalb des Monatsdurchschnitts von 77,86 US-\$/bbl.

Überblick Energiepreise

		08.10	Änderung zum Vormonat
Erdgas Grenzübergangspreis Deutschland*	Euro/MWh	20,32	+ 2,5%
Erdgas Spotpreis NCG	Euro/MWh	18,26	- 6,2%
Rohöl Brent (ICE)	US-\$/bbl	77,86	+ 2,1%
Leichtes Heizöl (HEL) Rheinschiene**	Euro/hl	54,35	- 3,7%
Importkohle (deutsche Grenze)***	Euro/t SKE	86,34	+ 15,0%
Importkohle API2	Euro/t SKE	93,14	+ 0,4%
Strom (Phelix Base, EEX)	Euro/MWh	39,80	- 12,3%
CO2-Zertifikate (EEX)	Euro/t CO2	14,73	+ 2,7%
Wechselkurs Euro/US-\$	Euro/US-\$	0,77	- 1,2%

Erläuterungen: *letzter Preis veröffentlicht für 06.10; **letzter Preis veröffentlicht für 07.10; ***letzter Preis für 2. Quartal 2010.
Erdgas Grenzübergangspreis Deutschland > Monatlich veröffentlicht vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA); ohne Erdgassteuer. **NCG** > siehe Seite 2. **HEL** > Leichtes Heizöl, Rheinschiene; Lieferung im Tankkraftwagen an Verbraucher, 40-50 hl; monatliche Veröffentlichung des Statistischen Bundesamtes; inklusive MinÖl-Steuer und EBV, ohne Umsatzsteuer. **Brent** > siehe Seite 4. **Importkohle** > Durchschnittlicher Drittländerkraftwerkssteinkohlepreis frei deutsche Grenze; quartalsweise veröffentlicht vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA). **Importkohle API2** > Gehandelt an der EEX, Angabe des Monatsmittelwertes. **Strom** > siehe Seite 8. **CO₂** > siehe S. 7. **Wechselkurs Euro/Dollar** > Monatsmittelwert (Quelle: OANDA).

GAS



Preise Börsenhandel					
	NCG	GPL	TTF	NBP	GÜP
Monat	Euro/MWh	Euro/MWh	Euro/MWh	Euro/MWh	Euro/MWh
08.09	8,63	8,70	8,86	9,10	16,84
06.10	18,85	19,44	19,23	17,50	20,32
08.10	18,26	18,59	18,13	16,84	k.A.
09.10	18,62	18,78	18,37	16,39	k.A.
02.11	20,94	20,53	20,76	21,28	k.A.
08.11	19,94	19,89	19,66	19,29	k.A.

Erläuterungen: Spotmarktprodukte NCG, GPL, TTF, NBP > Monatsmittelwerte der Day-ahead-Preise (Quelle: EEX, Reuters). Terminmarktprodukte NCG, GPL, TTF, NBP > Monatsmittelwerte der Monats-, Quartals-, Season- und Jahresprodukte (Quelle: EEX, Reuters). Grenzübergangspreis Erdgas Deutschland > Monatlich veröffentlicht vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), ohne Erdgassteuer.

Preise OTC-Handel				
	NCG	GPL	TTF	NBP
Monat	Euro/MWh	Euro/MWh	Euro/MWh	Euro/MWh
08.09	8,71	8,84	8,70	8,67
08.10	18,33	18,40	18,13	17,60
09.10	k.A.	k.A.	18,37	16,44
02.11	k.A.	k.A.	20,75	21,08
08.11	k.A.	k.A.	19,66	19,20

Erläuterungen: Spotmarktprodukte NCG, GPL, TTF, NBP > Monatsmittelwerte der Day-ahead-Preise (Quelle: European Spot Gas Markets, Reuters). Terminmarktprodukte TTF, NBP > Monatsmittelwerte der Monats-, Quartals-, Season- und Jahresprodukte (Quelle: Reuters).

PREISENTWICKLUNG

Börsenhandel

An der European Energy Exchange (EEX) sank der Spotpreis für das Marktgebiet NetConnect Germany (NCG) im August gegenüber dem Vormonat auf durchschnittlich 18,26 Euro/MWh. Im Vergleich zum Vormonat ist das ein Rückgang um 6,2%, gegenüber dem Vorjahresmonat jedoch ein Anstieg um 111,6%.

Auch die Preise für das Marktgebiet Gaspool (GPL) nahmen im August ab und erreichten im Monatsmittel 18,59 Euro/MWh, ein Minus von 4,7% gegenüber dem Vormonat. Im Vergleich zum Vorjahresmonat ist ein Anstieg um 113,7% zu verzeichnen.

An der niederländischen Title Transfer Facility (TTF) sanken die Gaspreise im August ebenfalls auf 18,13 Euro/MWh (-8,3% gegenüber dem Vormonat, +104,6% gegenüber dem Vorjahresmonat).

Die Preise am britische National Balancing Point (NBP) folgten ebenfalls diesem Trend und nahmen auf 16,84 Euro/MWh ab (-12,2% im Vergleich zum Vormonat, +85,1% gegenüber dem Vorjahresmonat).

Der zuletzt vom BAFA veröffentlichte Grenzübergangspreis (GÜP) für Erdgas lag im Juni 2010 bei 20,32 Euro/MWh, was einem Anstieg um 2,5% gegenüber Mai entspricht.

OTC-Handel

Die Entwicklung der OTC-Preise zeigte im August ebenfalls nach unten. Im Monatsmittel wurde am NCG ein Spotmarktpreis von 18,33 Euro/MWh erreicht, was einem Rückgang um 7,0% gegenüber dem Vormonat und einem Anstieg von 110,4% gegenüber dem Vorjahresmonat entspricht.

Für das Marktgebiet GPL ging der Marktpreis im Monatsdurchschnitt um 6,5% nach unten auf 18,40 Euro/MWh. Im Vergleich zum Vorjahresmonat bedeutet das einen Zuwachs um 108,1%.

An der niederländischen TTF fiel der Preis um 7,5% auf 18,13 Euro/MWh (+108,4% zu August 2009).

Der durchschnittliche Monatsspotpreis am britischen NBP lag im August bei 17,60 Euro/MWh (-6,1% im Vergleich zum Vormonat, +103,0% gegenüber dem Vorjahresmonat).



HANDELSVOLUMINA

Börsenhandel

Im August wurden an der EEX 567 GWh im Spothandel und 1.040 GWh im Terminhandel für das Marktgebiet NCG umgesetzt. Das waren im Spothandel 164 GWh mehr als im Vormonat, während am Terminmarkt ein Abfall um 5.841 GWh zu verzeichnen war.

Für das Marktgebiet Gaspool wurden demgegenüber im August 133 GWh am Spot- und 137 GWh am Terminmarkt verzeichnet. Dabei stieg das Handelsvolumen im Spothandel im Vergleich zum Vormonat um 66 GWh, während das gehandelte Volumen im Terminhandel um 706 GWh fiel.

OTC-Handel

Wie üblich wurden auch im August an den OTC-Märkten wesentlich mehr Volumina gehandelt als an den Börsen. So wurden für das Marktgebiet NCG im Spothandel 10,0 TWh umgesetzt und am Terminmarkt 28,4 TWh. Im Vergleich zum Juli 2010 ist das ein Anstieg um 2,1 TWh am Spot- und ein Rückgang von 3,9 TWh am Terminmarkt.

Für das Marktgebiet GPL wurden 2,5 TWh am Spotmarkt und 6,7 TWh am Terminmarkt gehandelt. Damit wurden gegenüber dem Vormonat 0,5 TWh weniger im Spothandel und 4,6 TWh weniger im Terminhandel umgesetzt.

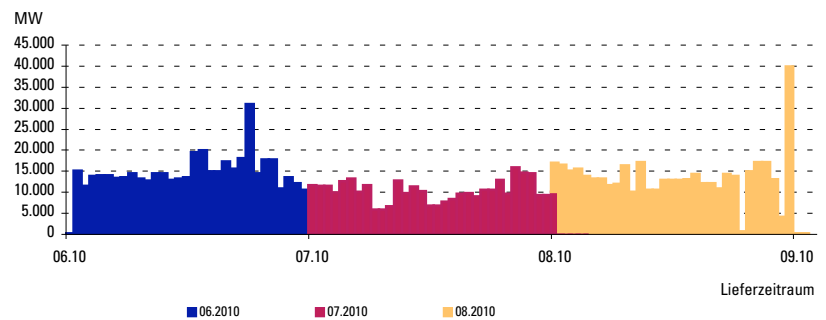
An der niederländischen TTF wurden im August 2010 insgesamt 14,7 TWh am Spot- und 313,3 TWh am Terminmarkt gehandelt. Damit wurde im Vergleich zum Juli am Spotmarkt ein Rückgang von 5,2 TWh verzeichnet und am Terminmarkt ein Rückgang um 69,5 TWh.

Die Marktgebetsbetreiber selbst veröffentlichten für den August 2010 Handelsvolumina von 53,7 TWh für H-Gas und 2,5 TWh für L-Gas am virtuellen Handelspunkt von NetConnect Germany sowie 37,6 TWh für Gaspool. Im Marktgebiet Aequamus wurden im August 7,5 TWh L-Gas gehandelt.

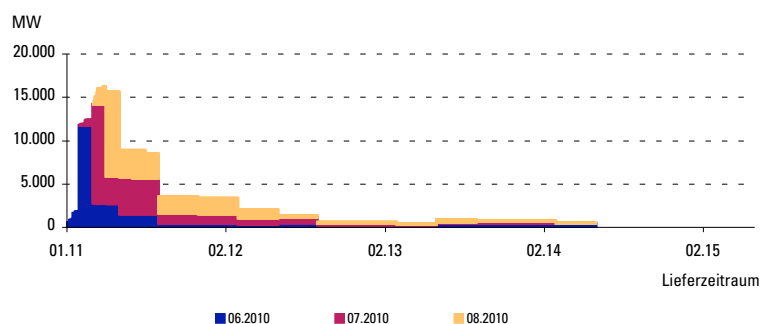
Handelsvolumina Börse				
	NCG Spotmarkt	NCG Terminmarkt	GASPOOL Spotmarkt	GASPOOL Terminmarkt
Monat	GWh	GWh	GWh	GWh
06.10	1.009	1.908	156	22
07.10	403	6.881	67	843
08.10	567	1.040	133	137

Erläuterungen: Spotmarkt > Das Handelsvolumen Spotmarkt umfasst alle Produkte, deren Liefertag bis zu 4 Tage nach dem Handelstag liegt (Quelle: EEX). **Terminmarkt** > Das Handelsvolumen Terminmarkt umfasst alle Produkte, deren Liefertag über 4 Tage nach dem Handelstag liegt (Quelle: EEX).

Volumina Spothandel NCG



Volumina Terminhandel NCG



Handelsvolumina OTC				
	NCG Spotmarkt	NCG Terminmarkt	GASPOOL Spotmarkt	GASPOOL Terminmarkt
Monat	GWh	GWh	GWh	GWh
06.10	10.831	36.253	4.429	16.483
07.10	7.914	32.300	3.006	11.278
08.10	9.993	28.404	2.522	6.672

Erläuterungen: Spotmarkt > Das Handelsvolumen Spotmarkt umfasst alle Produkte, deren Liefertag bis zu 4 Tage nach dem Handelstag liegt (Quelle: ESGM). **Terminmarkt** > Das Handelsvolumen Terminmarkt umfasst alle Produkte, deren Liefertag über 4 Tage nach dem Handelstag liegt (Quelle: ESGM).

ÖL

SPOTHADEL

Rohöl

Der Preis für Nordseeöl der Sorte Brent an der Londoner ICE stieg im August auf 77,86 US-\$/Barrel an (+2,1 % gegenüber dem Vormonat). Im Vergleich zum August 2009 entspricht das einem Anstieg um 6,7 %.

Der elf Rohölsorten umfassende OPEC-Korbpreis stieg im August ebenfalls und notierte bei 74,15 US-\$/Barrel. Dies entspricht einem Anstieg von 2,3 % gegenüber Juli und einem Anstieg um 3,8 % zum Vorjahreswert.

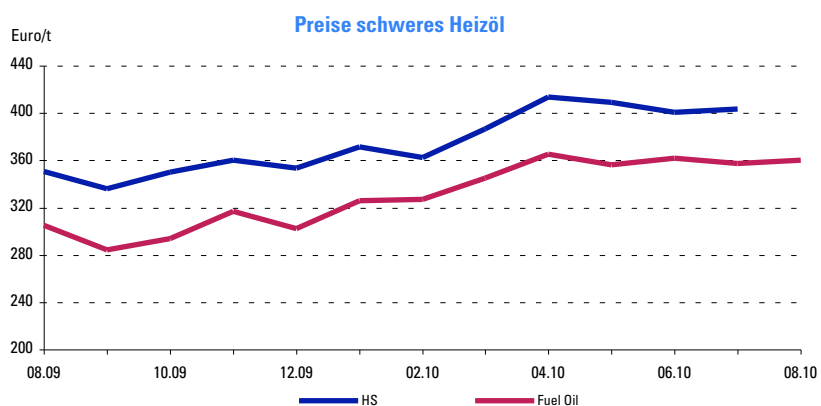
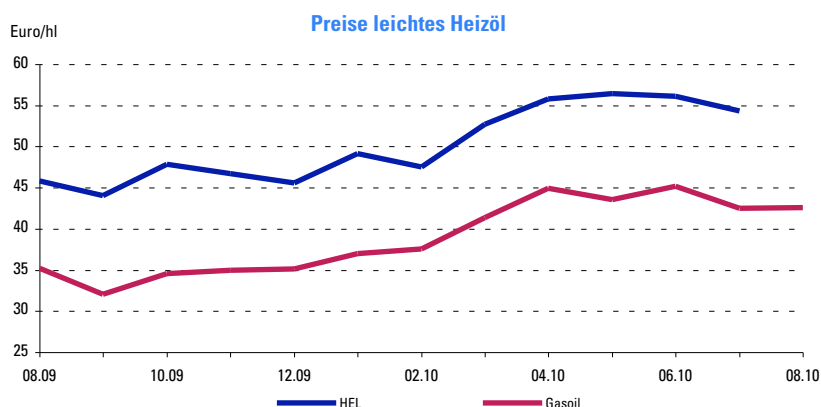
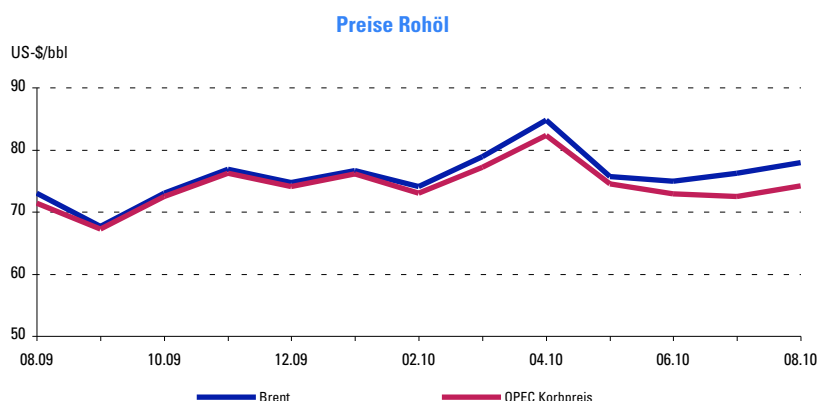
Ölprodukte

Der zuletzt veröffentlichte Preis für leichtes Heizöl (HEL) auf der Rheinschiene ging im Juli auf 54,35 Euro/hl zurück. Gegenüber dem Vormonat sank der Preis um 3,1 %, gegenüber dem Vorjahresmonat stieg er um 30,7 %.

Der Spotpreis für Gasoil in Rotterdam ist im August leicht gestiegen. Mit 42,57 Euro/hl liegt der Gasoilpreis um 0,1 % über dem Vormonatswert und um 20,8 % über jenem vom August 2009.

Der zuletzt im Juli veröffentlichte Preis für schweres Heizöl (HS) lag laut Statistischem Bundesamt bei 403,54 Euro/t. Gegenüber dem Vormonat ist das ein Anstieg um 0,7 %, gegenüber dem Vorjahresmonat legte die Notierung um 26,1 % zu.

Der Preis für Fuel Oil mit 1 % Schwefelgehalt hat im August auf 360,41 Euro/t zugelegt. Im Vergleich zum Vormonat ist das ein Anstieg um 0,9 %, gegenüber dem Vorjahresmonat ein Anstieg um 18,1 %.



	Rohöl		Produkte			
	Brent	OPEC-Korbpreis	HEL	Gasoil	HS	Fuel Oil
Monat	US-\$/bbl	US-\$/bbl	Euro/hl	Euro/hl	Euro/t	Euro/t
08.09	72,98	71,41	45,86	35,25	350,41	305,13
07.10	76,23	72,51	54,35	42,53	403,54	357,37
08.10	77,86	74,15	k.A.	42,57	k.A.	360,41

Erläuterungen: Brent > Monatsmittelwert (Quelle: Reuters). OPEC Korbpreis > 11 Sorten umfassender Referenzpreis für OPEC-Rohöl; Monatsmittelwert (Quelle: Reuters).

HEL > Leichtes Heizöl, Rheinschiene; Lieferung im Tankkraftwagen an Verbraucher, 40-50 hl; monatliche Veröffentlichung des Statistischen Bundesamtes; inklusive MinÖl-Steuer und EBV, ohne Umsatzsteuer.

HS > Schweres Heizöl, Deutschland; Lieferung im Tankkraftwagen an gewerbliche Verbraucher; Abnahme ab 15 t/Monat. monatliche Veröffentlichung des Statistischen Bundesamtes; inklusive MinÖl-Steuer, Heizölsteuer und EBV, ohne Umsatzsteuer.

Gasoil > 0,1%S, barges FOB ARA. Monatsmittelwert (Quelle: Reuters).

Fuel Oil > 1%S, barges FOB ARA. Monatsmittelwert (Quelle: Reuters).



PROGNOSE UND TERMINMARKT

LBD-Preisprognose leichtes Heizöl

Auf der Basis von an der Londoner ICE gehandelten Rohölfutures (Brent) prognostiziert die LBD den Preis für leichtes Heizöl. Der Hektoliter HEL wird demnach im September bei 44,80–50,20 Euro liegen. In der Folge steigt der Preis kontinuierlich an und erreicht im Dezember 2010 45,50–51,10 Euro/hl.

Im Kalenderjahr 2011 wird der HEL-Preis voraussichtlich zwischen 46,30 Euro/hl und 54,40 Euro/hl liegen, im Kalenderjahr 2012 zwischen 49,50 Euro/hl und 56,40 Euro/hl.

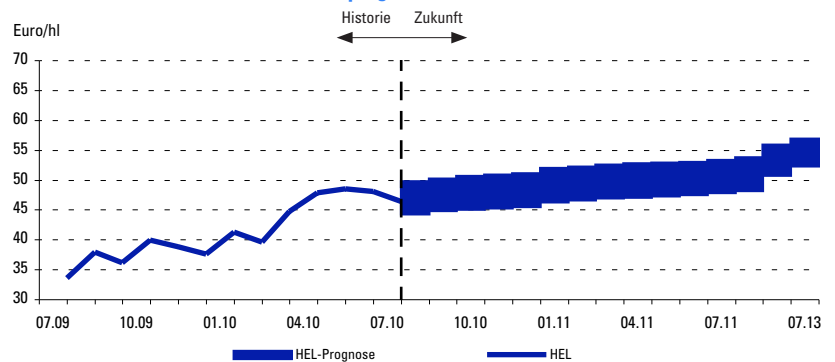
Terminmarkt

Der Rohölfuture (Brent) für September wurde an der Londoner ICE für 79,21 US-\$/bbl gehandelt. Die Futurepreise der Folgemonate lagen mit einem Tiefstwert von 77,16 US-\$/bbl im Oktober 2010 zunächst unter dem Preisniveau des Septemberfutures, stiegen anschließend jedoch wieder kontinuierlich an. Mit 94,26 US-\$/bbl war der Dezemberfuture 2018 am teuersten.

Der Gasoilfuture für September 2010 wurde für 654,16 US-\$/t gehandelt. Die Futurepreise der Folgemonate lagen alle über dem Preisniveau des Septemberfutures. Der Future für Juni 2015 kostete mit 771,44 US-\$/t am meisten.

Der Fuel Oil-Future für September 2010 lag im Monatsdurchschnitt bei 465,35 US-\$/t. Die Folgemonate wurden allesamt teurer gehandelt als der Septemberfuture. Mit 531,25 US-\$/t lag der Kurs des Dezemberfutures 2013 dabei am höchsten.

LBD-Preisprognose leichtes Heizöl



Future Öl			
	Future Rohöl Brent	Future Gasoil	Future Fuel Oil
Monat	US-\$/bbl	US-\$/t	US-\$/t
09.10	79,21	654,16	465,35
10.10	77,16	657,37	467,94
11.10	77,61	662,13	470,68
12.10	78,39	666,11	473,52
01.11	78,96	670,49	477,13
09.11	83,09	714,28	499,74
08.12	84,97	733,81	516,58
08.13	86,49	752,71	529,35

Erläuterungen: **HEL Forecast** > Preisprognose der LBD auf Basis der aktuellen ICE Brent Futures; ohne Mineralölsteuer und EBV. **Brent Future** > Monatsmittelwert (Quelle: Reuters). **Gasoil Future** > Monatsmittelwert (Quelle: Reuters). **Fuel Oil Future** > Monatsmittelwert (Quelle: Reuters).

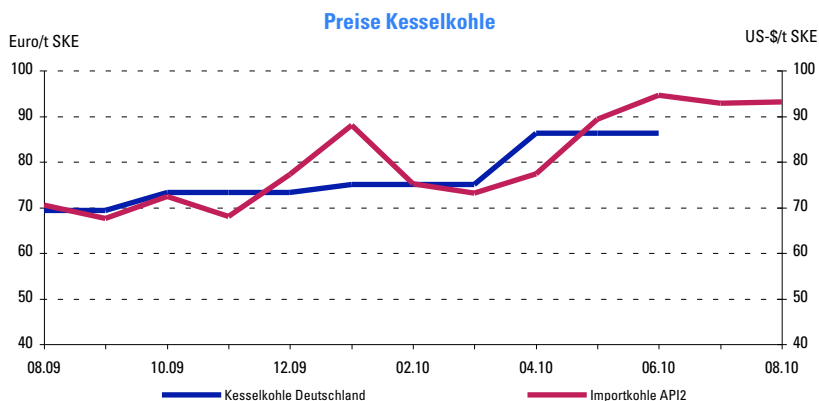
KOHLE

Der zuletzt vom BAFA veröffentlichte Grenzübergangspreis für Steinkohle lag im zweiten Quartal 2010 bei 86,34 Euro/t SKE (+ 15,0 % gegenüber dem Vorquartal).

Der Importkohlepreis API2 nahm im August leicht zu und notierte bei 93,14 US-\$/t (+0,4 %). Gegenüber dem Vorjahresmonat ist der API2 um 32,0 % gestiegen.

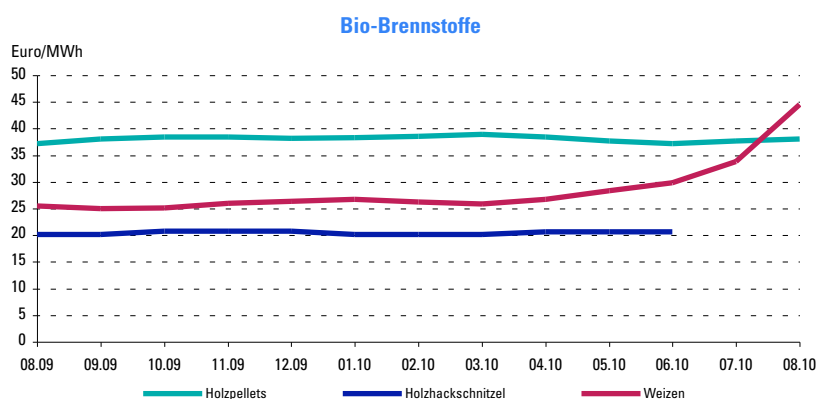
Der MCIS-Preisindex für Kesselkohle in Nordwesteuropa stieg im August auf 110,53 US-\$/t SKE. Gegenüber dem Vormonat ist das ein Zuwachs um 1,5 %, gegenüber dem Vorjahresmonat stieg der Preis um 34,1 %.

Erläuterungen: **Importkohle** > Durchschnittlicher Drittlandskraftwerksteinkohlepreis frei deutsche Grenze; quartalsweise veröffentlicht vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA). **API2** > ARA Coal Month Futures, gehandelt an der EEX. **Steam Coal** > MCIS Steam Coal Marker Prices cif NWE (Quelle: Verein der Kohleimporteure).



Kohlepreise		
	Kesselkohle Deutschland	Importkohle API2
Monat	Euro/t SKE	US-\$/ t SKE
08.09	69,36	70,56
02.10	75,06	75,16
05.10	86,34	89,32
08.10	k.A.	93,14

BIO-BRENNSTOFFE



Bio-Brennstoffe					
	Holzpellets	Holzhackschnittel	Weizen	Mais	Raps
Monat	Euro/MWh	Euro/MWh	Euro/MWh	Euro/MWh	Euro/MWh
08.09	37,25	20,19	25,55	19,60	35,89
07.10	37,64	k.A.	33,82	27,44	49,80
08.10	38,02	k.A.	44,55	33,23	50,56

Der Preis für Holzpellets ist im August leicht gestiegen. Mit 38,02 Euro/MWh lag er um 1,0 % über dem Juliwert und 2,1 % über dem Vorjahreswert.

Der Preis für die Lieferung von 80 Schüttraummetern Holzhackschnitteln mit 35 % Wassergehalt ist im zweiten Quartal 2010 gestiegen. Mit 20,70 Euro/MWh lag er um 2,6 % über dem Vorquartalswert.

Der Deutschlandpreis für B-Weizen stieg im August deutlich und lag mit 44,55 Euro/MWh um 31,7 % über dem Vormonatswert. Mais kostete im August 33,23 Euro/MWh, der Rapspreis lag bei 50,56 Euro/MWh.

Erläuterungen: **Preis Holzpellets** > Lieferung von 5 t im Umkreis von 50 km inkl. Kosten für Wiegen und Transport, Monatspreis, Preise ohne MwSt., Brennwert: 5 MWh/t, Quelle: C.A.R.M.E.N. e.V. **Preis Holzhackschnittel** > mit 35 % Wassergehalt, Lieferung von 80 Schüttraummetern im Umkreis von 20 km, Quartalspreis, Preise ohne MwSt., Brennwert: 3,4 MWh/t, Quelle: C.A.R.M.E.N. e.V. **Weizen Spotpreis** > ermittelt aus den Wochenpreisen fünf verschiedener Lieferorte in Deutschland, Qualität: B-Gruppe mit 12 % Protein, Transportkosten inkl., Heizwert: 4,72 MWh/t, Quelle: Reuters. **Mais Spotpreis** > Monatsmittelwert auf Basis von Wochenpreisen frei Fuhre/Waggon, prompte Lieferung, Lieferregion Südwestdeutschland Brennwert: 5,94 MWh/t, Quelle: Mannheimer Produktenbörse. **Raps Spotpreis** > Monatsmittelwert auf Basis von Wochenpreisen frei Fuhre/Waggon, prompte Lieferung, Preise franko Großraum Hamburg/Holstein, Brennwert: 7,35 MWh/t, Quelle: Produktenbörse Hamburg.

EMISSIONEN



EUA-ZERTIFIKATE

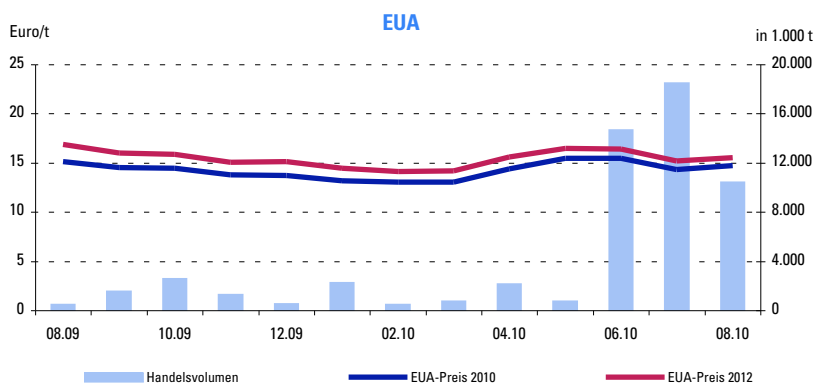
Der EEX-Terminmarktpreis für den Jahresfuture 2010 stieg im August leicht und lag im Monatsdurchschnitt bei 14,73 Euro/t CO₂ (+ 2,7%).

Im Vergleich zum Vorjahreswert fiel der Preis um 2,6 %. Das Handelsvolumen an der EEX ist nach einem enormen Anstieg im Juni und Juli wieder etwas gesunken. Es wurden 7,7 Mio. t CO₂ gehandelt.

Auch der Preis für Emissionszertifikate des Jahresfutures 2011 ist im Vergleich zum Vormonat um 2,7% auf 15,04 Euro/t CO₂ gestiegen. Gegenüber dem Vorjahresmonat sank der Preis um 4,9%. Das Handelsvolumen lag bei 1,9 Mio. t CO₂.

Der Preis des Jahresfutures 2012 betrug im August bei einem Handelsumsatz von 600.000 t CO₂ 15,54 Euro/t CO₂. Im Vergleich zum Vormonat stellt dies einen Preisanstieg in Höhe von 2,2% dar. Im Vergleich zum Vorjahresmonat gab der Preis um 7,9% nach.

Die im Juli erstmals gehandelten Jahresfutures der Jahre 2013 und 2014 (3. Handelsperiode) notierten bei 16,68 Euro/t CO₂ (2013) bzw. 17,62 Euro/t CO₂ (2014). Lediglich vom Future für das Jahr 2013 wurde ein Volumen von 200.000 t CO₂ umgesetzt.

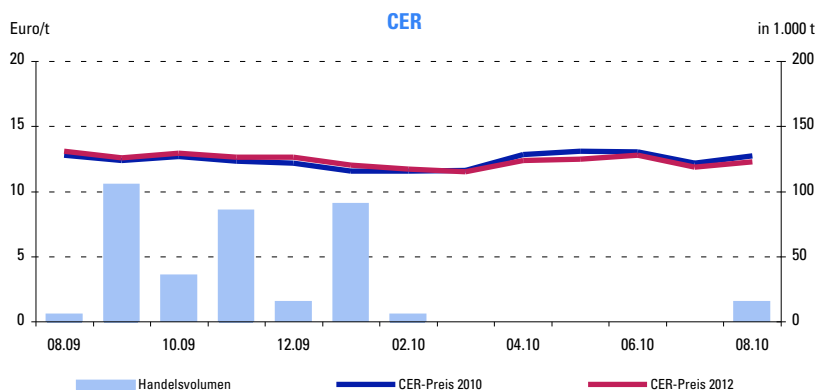


Jahr	EUA		CER	
	Preis 08.10 Euro/t	Volumen 08.10 1.000 t	Preis 08.10 Euro/t	Volumen 08.10 1.000 t
2010	14,73	7.704	12,74	10
2011	15,04	1.879	12,32	5
2012	15,54	588	12,27	-
2013	16,68	200	-	-
2014	17,62	-	-	-
Gesamt		17.875		25

CER-ZERTIFIKATE

Der Jahresfuture 2010 der CER kostete im August an der EEX 12,74 Euro/t CO₂. Dies entspricht einem Anstieg um 4,7% gegenüber dem Vormonat. Die Preise für die Jahresfutures 2011 und 2012 lagen bei 12,32 Euro/t CO₂ (2011) und 12,27 Euro/t CO₂ (2012). Dies entspricht Preisanstiegen gegenüber dem Vormonat um 3,7% bzw. 3,3%.

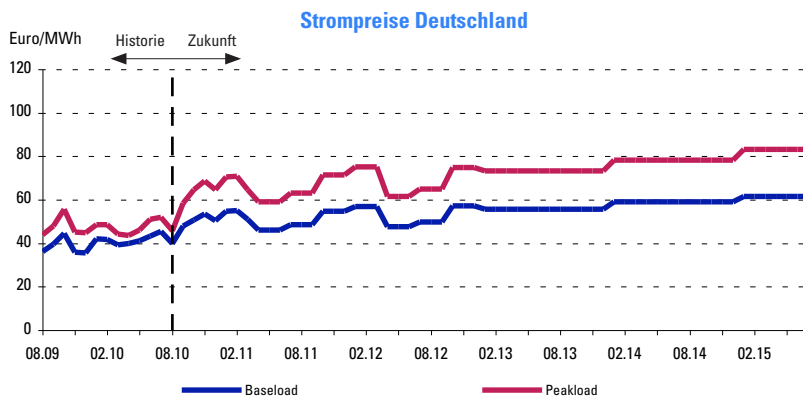
Im August wurden geringe Handelsmengen von 10.000 t CO₂ des Jahresfutures 2010 und 5.000 t CO₂ des Jahresfutures 2011 umgesetzt.



Erläuterungen: **EUA** > EU-Allowances, Monatsmittelwert des Settlement Price; Handelsvolumina inkl. OTC für Early-December- und Mid-December-Jahresfuture, gehandelt an der EEX in Euro/EUA; 1 EUA berechtigt zum Ausstoß von 1 t CO₂ bzw. 1 t CO₂-Äquivalent.

CER > Zertifikate des internationalen Emissionshandels, Monatsmittelwert des Settlement Price; Handelsvolumina inkl. OTC, gehandelt an der EEX in Euro/CER; 1 CER berechtigt zum Ausstoß von 1 t CO₂ bzw. 1 t CO₂-Äquivalent.

STROM



Strompreise Deutschland		
	Baseload (Phelix base/ Future base)	Peakload (Phelix peak/ Future peak)
Monat	Euro/MWh	Euro/MWh
08.10	39,80	45,64
09.10	47,79	58,40
03.11	51,15	64,60
01.13	55,79	73,32
01.14	58,96	78,13

Erläuterungen: **Phelix base** > Angabe des Monatsmittelwertes. **Future base** > Angabe des Monatsmittelwertes.
Phelix peak > Angabe des Monatsmittelwertes. **Future peak** > Angabe des Monatsmittelwertes
 (Quelle: alle Werte EEX).

Die Spotmarktpreise an der EEX sind im August nach einem kontinuierlichem Anstieg in den letzten vier Monaten erstmals wieder gesunken. So betrug der Preis für Grundlaststrom (Baseload) 39,80 Euro/MWh (- 12,3%), der Preis für Spitzenlaststrom (Peakload) lag bei 45,64 Euro/MWh (- 12,2%).

Die Futurepreise für September und Oktober wurden für 47,79 Euro/MWh und 50,69 Euro/MWh (Baseload) bzw. für 58,40 Euro/MWh und 64,61 Euro/MWh (Peakload) gehandelt.

Der am teuersten gehandelte Monat im Jahr 2010 war der November mit 53,47 Euro/MWh (Baseload) und 68,60 Euro/MWh (Peakload). Grundlaststrom für Dezember wurde demgegenüber um ca. 3 Euro/MWh günstiger gehandelt. Beim Peakload lag der Preisvorteil bei etwa 4 Euro/MWh.

Für das 1. Quartal des Kalenderjahres 2011 wurden 51,15 Euro/MWh bis 55,16 Euro/MWh (Baseload) bzw. 64,60 Euro/MWh bis 70,71 Euro/MWh (Peakload) bezahlt. Die Preise für die Sommermonate lagen beim Grundlaststrom mit 46,18 bis 48,43 Euro/MWh unter dem Niveau des ersten Quartals. Die Spitzenlast für den Sommer 2011 kostete 59,10 bis 62,97 Euro/MWh. Im vierten Quartal lag Grundlaststrom auf dem Preisniveau der ersten drei Monate des Jahres 2011, während Spitzenlaststrom dieses Niveau etwas übertraf.

Baseloadstrom für das Jahr 2012 wurde zwischen 47,49 Euro/MWh und 57,33 Euro/MWh umgesetzt. Spitzenlaststrom für das Jahr 2012 kostete 61,53 Euro/MWh bis 74,87 Euro/MWh.

Die Jahresfutures 2013 und 2014 kosteten im Monatsdurchschnitt 55,79 Euro/MWh bzw. 58,96 Euro/MWh (Baseload) und 73,32 Euro/MWh bzw. 78,13 Euro/MWh (Peakload).

SPREADS

MARGENTWICKLUNG KRAFTWERKE

Auf Basis der variablen Kosten für Brennstoffe, CO₂-Zertifikate, Hilfs- und Betriebsstoffe sowie O&M-Kosten ermittelt die LBD den Deckungsbeitrag (DB) von vier ausgewählten Steinkohle- und GuD-Kraftwerken in Deutschland. Aus diesem DB sind die kapitalgebundenen und fixen betriebsgebundenen Kosten zu decken.

Grundlage für die Kalkulation bildet für jeden Handelstag eine aktuelle Kombination aus Frontjahresprodukten für Brennstoffe, CO₂-Preisen und Strom. Aus letzteren wird zunächst eine Hourly Price Forward Curve (HPFC) und dann der Kraftwerkseinsatz (8.760 h) berechnet.

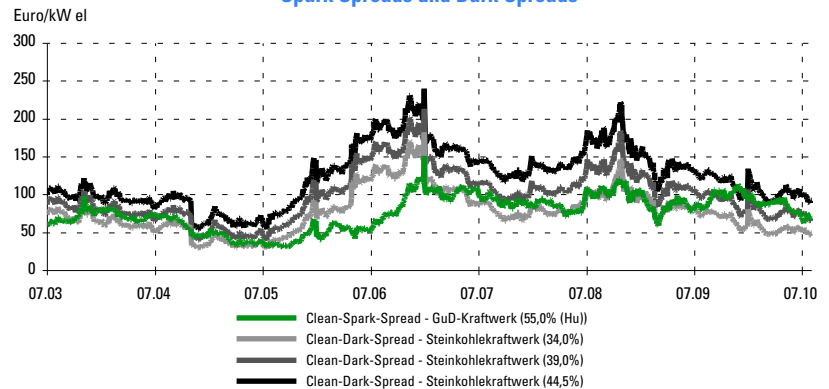
Die Kalkulation ergibt für den Clean-Spark-Spread der GuD-Anlage im Durchschnitt für den August 2010 einen DB von 68,89 Euro/kW_{el}, ein leichter Anstieg um 0,60 Euro/kW_{el} oder 0,9% gegenüber dem Vormonat. Die Clean-Dark-Spreads der Steinkohlekraftwerke lagen im August zwischen 50,85 Euro/kW_{el} bei einem Wirkungsgrad von 34% und 97,50 Euro/kW_{el} bei 44,5%. Auch dies stellt einen Anstieg zum Vormonat von 0,13 Euro/kW_{el} (+0,3%) bzw. 2,19 Euro/kW_{el} (+2,3%) dar.

SUBSTITUTION STEINKOHLKRAFTWERKE

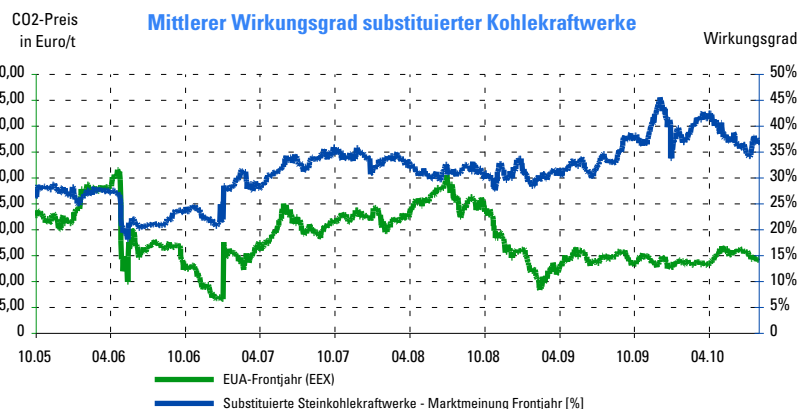
Der Gleichgewichtspreis zwischen Steinkohle- und GuD-Kraftwerken, bei dem die jeweiligen Grenzkosten im Gleichgewicht sind, wird gemäß Fuel-Switch-Methode von dem Preis für CO₂-Zertifikate bestimmt. Dieser Preis beeinflusst, ab welchem Wirkungsgrad ein Steinkohlekraftwerk im Vergleich mit einer modernen GuD-Anlage konkurrenzfähig ist.

Für August 2010 ergibt sich so ein Spanne von 35,2% bis 36,8% für den Wirkungsgrad, ab dem Kohle- gegenüber GuD-Anlagen bevorzugt eingesetzt würden.

Spark Spreads und Dark Spreads



Erläuterungen: In jedem Handelsjahr wird das jeweilige Frontjahr betrachtet. **Standorte** > jeweils Binnenland; GuD-Kraftwerk im Marktgebiet NCG. **Datenbasis** > Strom: Phelix Base und Peak; Gas: TTF/NCG; Kohle: Importkohle API2; CO₂: EUA; TTF bis Juli 2007 Frontjahr von Reuters, alle weiteren Angaben Frontjahre an der EEX auf Tagesbasis.



Erläuterungen: **Strom** > Phelix Base und Peak (EEX). **Gas** > TTF (bis Juli 2007, Reuters)/NCG (EEX). **Kohle** > Importkohle API2 (EEX). **CO₂** > EUA (EEX). Alle Werte für Frontjahre auf Tagesbasis.

MARKT news

VERTRIEB: NEUE WETTBEWERBER

Auch im August wurde der Wettbewerb auf dem Erdgasmarkt für Endkunden durch neue Anbieter belebt. Neben zwei neuen bundesweiten Gasanbietern, gas.de und proWatt, bietet nun auch HAMBURG ENERGIE auf regionaler Ebene Gas an.

Die gas.de Versorgungsgesellschaft möchte sich als mittelständischer, konzernunabhängiger Energieversorger auf dem Gasmarkt etablieren. Der bundesweit agierende Versorger bietet die Tarife »gas.de basic« und »gas.de garant« an.

Der Basistarif bietet eine 6-monatige Preisgarantie sowie einen Neukundenbonus. Der Tarif »gas.de garant« bietet eine 12-monatige Preisgarantie und ebenfalls einen Neukundenbonus. Bisher war gas.de in der Energiewirtschaft in den Bereichen Anbieterwechsel und Kundenservice aktiv, jetzt bietet das Unternehmen auch selbst Gas für Privatkunden an.

Mit dem Versorgungsunternehmen proWATT aus Leipzig tritt ein weiterer Newcomer in den Markt ein. Das Angebot des Versorgers richtet sich in erster Linie an private Haushalte und Filialbetriebe,

VOR 10 JAHREN

REAKTIONEN AUF DIE VERBÄNDEVEREINBARUNG GAS

Die vor gut zwei Monaten unterzeichnete »Verbändevereinbarung zum Netzzugang bei Erdgas« ist weiterhin sehr umstritten. Aus offensichtlichen Gründen scheint Ruhrgas mit der bisherigen Entwicklung zufrieden zu sein, während Wingas das Tempo der praktischen Umsetzung als »sehr schleppend« bezeichnet.

Nach Meinung vieler Kritiker, zu denen insbesondere Enron, aber auch EFET (Europäischer Verband der Energiehändler) und der Broker Ampere AG gehören, wurde die bereits bei der »VV Strom« bewährte Verzögerungstaktik auch bei der »VV Gas« erfolgreich angewandt: Sie ist nicht vollständig, kompliziert und somit wettbewerbshemmend. Daher gibt es jetzt auch wieder häufiger die Forderung, eine Regulierungsbehörde zu schaffen. Enron spricht von einer hohen Verfügbarkeit von Gas unterschiedlicher Herkunft im deutschen Markt, bemängelt aber die Schwierigkeiten beim Transport. Nach eigenen Angaben hat Enron deshalb bis heute erst einen Gastransportvertrag (wahrscheinlich mit Ruhrgas) abgeschlossen. Die Ampere AG verkündet den »ersten Gas-Pool Deutschlands« und erwartet dafür trotz aller Schwierigkeiten »Einsparungen bis 20%«.

In einem offenen Brief an Wirtschaftsminister Müller hat die EFET ihre Kritikpunkte zusammengefasst und bittet

darum, in die nächste Verhandlungsrunde ab September als 5. Verband einbezogen zu werden. Der weitere Zeitplan des Bundesministeriums für Wirtschaft sieht bis Ende 2000 eine einvernehmliche Lösung aller Beteiligten zu folgenden Punkten vor: transparentere Netzzugangsregeln, diskriminierungsfreie Speicher- und Netzzugang sowie diskriminierungsfreie Zuteilung knapper Kapazitäten. Bis Mitte 2001 soll dann der Netzzugang vereinfacht, das Drei-Stufen-Modell gestrafft und Lastprofile für Haushaltskunden vorbereitet werden.

Auch die EU-Energiekommissarin de Palacio zeigt sich mit der bisherigen Entwicklung in Deutschland höchst unzufrieden, hat aber vorerst – nach massiven Protesten der Bundesregierung – von der Einleitung eines Verfahrens wegen mangelnder Liberalisierung gegen Deutschland abgesehen.

Kritisiert wird vor allem fehlendes »Unbundling« (Entflechtung und getrennte Rechnungslegung von Mischunternehmen), aber auch die Netzzugangsbedingungen. Das Drei-Stufen-Modell benachteiligt insbesondere ausländische Gasanbieter, die sich durch ein undurchsichtiges Preissystem arbeiten müssen, um ihr Gas anzubieten. Verzögerungen wie im Strommarkt will die EU-Kommission nicht akzeptieren.



Wohnungsbaugesellschaften und Gewerbebetriebe ohne Leistungsmessung. Die Tarife "proGAS privat", "proGAS gewerbe" und "proGAS immo" sind jeweils nur mit einem Arbeitspreis ausgestattet, die Mindestvertragslaufzeit beträgt 1 Jahr.

Neben diesen bundesweiten Anbietern ist auch HAMBURG ENERGIE in den Gasvertrieb gestartet. Knapp ein Jahr nach dem Start in den Strommarkt, können zur kommenden Heizperiode Privatkunden in Hamburg und Umgebung ihr Gas beim städtischen Energieversorger beziehen, so das Unternehmen. Der Gasanbieterwechsel zu HAMBURG ENERGIE sei schon jetzt möglich. Alle Kunden erhielten eine 12-monatige Preisgarantie. Besonderes Augenmerk des ökologisch orientierten Anbieters liegt dabei auf dem Biogasanteil. Das Produkt ANKER enthalte mindestens 1%, das Produkt FLAGGE mindestens 10% Biogas.

EGT/OGE: VERMARKTUNG VON GASIMPORTKAPAZITÄTEN

Zukünftig wird E.ON Gastransport (EGT), Ferngastochter der E.ON Ruhrgas, nach den Vorgaben des 3. EU-Energiebinnenmarktpakets in einen unabhängigen Fernleitungsnetzbetreiber umgewandelt. Dies umfasst auch die Umfirmierung in die »Open Grid Europe GmbH«, wie die Essener Ferngasgesellschaft mitteilte.

Auch im Hinblick auf die Vermarktung von Gasimportkapazitäten haben sich Neuerungen ergeben. Eigenen Angaben zufolge hat die OGE noch vor Umfirmierung langfristig buchbare Transportkapazitäten angeboten, die von E.ON Ruhrgas zurückgegeben wurden. Während die an den Einspeisepunkten Bocholtz und Emden (NPT und EPT) zur Verfügung gestellten Kapazitäten bereits nahezu komplett vermarktet worden seien, können Transportkunden an den übrigen 12 Einspeisepunkten noch in größerem Umfang Kapazitäten erwerben. Nach Abschluss eines Markttests durch die EU-Kommission sind im Rahmen einer Verpflichtungszusage feste frei zuordenbare Kapazitäten an einzelnen Einspeisepunkten im L-Gas-Marktgebiet der E.ON Gastransport und im H-Gas-Marktgebiet

der NetConnect Germany verfügbar geworden. Diese Kapazitäten seien von E.ON Gastransport über das Online-Buchungssystem Entrix zunächst für den Zeitraum der Vermarktungsphase I (1. Oktober 2010 bis 1. Oktober 2012) angeboten worden. E.ON Gastransport werde in einem zweiten Schritt Kapazitäten für den Zeitraum ab 1. Oktober 2012 (Vermarktungsphase II) mit einer Vorlaufzeit von 6 Monaten nach den geltenden Regeln des nationalen Regulierungsrechts vermarkten.

NEUE GASNZV BESCHLOSSEN

Das Bundeskabinett hat eine neue Gasnetz-zugangsverordnung beschlossen, teilte das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie mit. Mit den Regelungen würden die Bedingungen für flächendeckenden Wettbewerb auf dem Gasmarkt verbessert, die sich in der Vergangenheit häufig als Hemmnis für Wettbewerbsangebote erwiesen haben. Insbesondere der Zugang zum Gasnetz habe für Wettbewerber bisher eine Hürde für den Markteintritt dargestellt. Teilweise hätten benötigte Kapazitäten im Netz nicht erworben werden können, weil diese langfristig ausgebucht waren. Dies hätte es insbesondere neuen Anbietern schwer gemacht, als Wettbewerber aufzutreten, so das BMWi.

Durch die neue GasNZV werde die Zahl der Marktgebiete von derzeit 6 auf höchstens 2 bis zum Jahr 2013 reduziert. Des Weiteren werde es eine Erleichterung des Zugangs zu knappen Transportkapazitäten geben, indem Kapazitäten künftig diskriminierungsfrei versteigert werden. Gas-kraftwerke sollen leichter ans Netz gehen können, da die Betreiber nun wie bei der Kraftwerksnetzanschlussverordnung im Strombereich das Recht erhalten, die Kapazitäten gegen angemessene Gebühr für maximal 3 Jahre zu reservieren.

Auch der Bundesverband Neuer Energieanbieter (bne) begrüßt die neue GasNZV. Das Problem der knappen Transportkapazitäten vermöge sie allerdings nicht zu lösen.

LBD-Beratungsgesellschaft mbH

Stralauer Platz 34
EnergieForum
(D) 10243 Berlin

KONTAKT

Tel.: +49 (0)30. 617 85 310
Fax: +49 (0)30. 617 85 330
www.lbd.de
gasmarkt@lbd.de

Ansprechpartner:
Adam Janik

IMPRESSUM

V.i.S.d.P.: LBD-Beratungsgesellschaft mbH
Redaktion: Hilmar Kobel, Adam Janik

TERMINE

7. Erfahrungsaustausch Vertrieb

mit Claudia Schlemmermeier und Thomas Imber
Datum | Ort 23. und 24. September 2010
im EnergieForum (Berlin)
Veranstalter LBD-Beratungsgesellschaft mbH

14. Erfahrungsaustausch Marketing

mit Claudia Schlemmermeier und Thomas Imber
Datum | Ort 30. September und 01. Oktober 2010
im EnergieForum (Berlin)
Veranstalter LBD-Beratungsgesellschaft mbH

1. Erfahrungsaustausch Asset Service

mit Andreas Gnilka und Dirk-Florian Müggenburg
Datum | Ort 25. und 26. November 2010
im EnergieForum (Berlin)
Veranstalter LBD-Beratungsgesellschaft mbH

7. Erfahrungsaustausch Messen und Zählen

mit Andreas Gnilka und Jonna Meyer-Spasche
Datum | Ort 24. und 25. Februar 2011
im Radisson Blu Hotel (Berlin)
Veranstalter LBD-Beratungsgesellschaft mbH

11. Erfahrungsaustausch unabhängiger Stadtwerke-Kooperationen

Der Erfahrungsaustausch ist ein Expertenforum für Führungskräfte von Kooperationsgesellschaften, das jährlich stattfindet. Diese Informationsplattform ist für interessierte Teilnehmer aus Stadtwerke-Kooperationsgesellschaften offen.

Datum | Ort 05. und 06. Mai 2011 in Münster
Veranstalter LBD-Beratungsgesellschaft und
SynergieKomm – Agentur für Nachhaltigkeit
und Innovation
Gastgeber ehw Energiehandelsgesellschaft West mbH

HERAUSGEBERIN Die LBD berät im Energiemarkt seit 1988. Sie ist inhabergeführt und unabhängig, sie wurde in Berlin gegründet und beschäftigt rund 40 Mitarbeiter. Unsere Kunden sind Erzeuger und Händler, Industrie, Stadtwerke, Dienstleister und Kommunen. Wir beraten sie bei der Gewinnung von Effizienz, in ihrem Geschäft mit Energie und Emissionen, bei ihrer Expansion und in den Endkundenmärkten – entlang der gesamten Wertschöpfungskette.