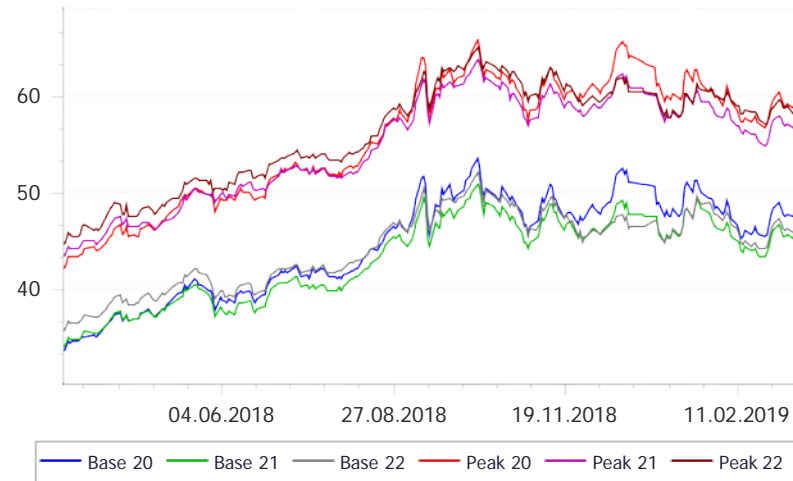


Strom-Jahresfutures EEX	Base in €/MWh		Peak in €/MWh	
	Value	% Change	Value	% Change
Kalenderjahr 20	45,42		56,47	
Veränderung zur Vorwoche	-2,09	-4,4%	-2,33	-4,0%
Veränderung zum Vormonat	-0,33	-0,7%	-0,97	-1,7%
Kalenderjahr 21	43,53		54,74	
Veränderung zur Vorwoche	-1,86	-4,1%	-1,94	-3,4%
Veränderung zum Vormonat	-0,51	-1,2%	-1,41	-2,5%
Kalenderjahr 22	44,00		56,22	
Veränderung zur Vorwoche	-1,90	-4,1%	-2,04	-3,5%
Veränderung zum Vormonat	-0,54	-1,2%	-2,26	-3,9%

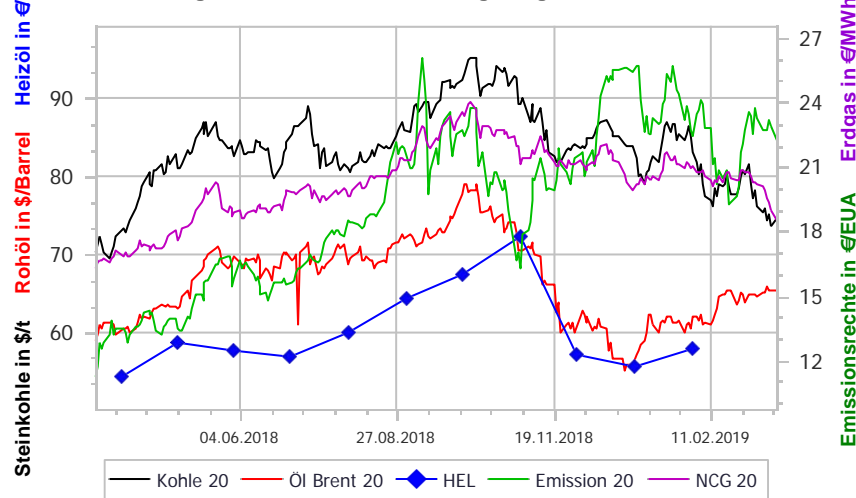
Die Trendpfeile geben die Einschätzung für die Entwicklung der 12. Kalenderwoche wieder.

Primärenergien und CO ₂ -Zertifikate	Oil Brent 20 in \$/Barrel (ICE)	Kohle API#220 in \$/t (EEX)	Erdgas NCG 20 in €/MWh (EEX)	Emissionsrechte 20 in €/EUA (EEX)
Stand am 19.03.2019	65,31	74,40	18,519	22,21
Veränderung zur Vorwoche	0,34 0,5%	-0,85 -1,1%	-1,542 -7,7%	-0,50 -2,2%
Veränderung zum Vormonat	0,47 0,7%	-4,15 -5,3%	-1,772 -8,7%	1,78 8,7%

Entwicklung der Strom-Jahresfutures an der EEX



Entwicklung verschiedener Primärenergieträger und Emissionsrechte



Der Ölpreis konnte sich in der Berichtswoche deutlich erholen. Neueste Inventurdaten der USA zeigten einen Rückgang der Lagerbestände. Hinzu kamen Beteuerungen aus Saudi-Arabien, denen zufolge das Land das Abkommen zur Eingrenzung der Förderquoten noch mindestens bis Ende des Jahres verlängern wolle. Brent stieg daraufhin im Laufe der Woche um 1,4 \$/barrel an. Diese Entwicklung konnte derweil den stetigen Verfall der Gasnotierungen nicht bremsen. Zu stark waren Hinweise auf eine Überversorgung Europas und gut gefüllte Gasspeicher nach dem relativ warmen Winter. Notierte der day-ahead am TTF am Montag noch auf 16,9 €/MWh, rutschte die Notierung zum Freitag auf 14,9 €/MWh ab und fand auch dort keinen erkennbaren Boden. In ähnlicher Weise ermäßigten sich auch die Terminmarktkurse – gleichwohl für Sommer- und Winterprodukte – in allen Marktgebieten. Das Frontjahr kostete am Freitag im NCG-H gerade noch 18,8 €/MWh. Der Strommarkt blieb über die gesamte Berichtswoche erneut von sehr viel Windenergie versorgt. Gleichzeitig war das Temperaturniveau aber deutlich geringer als in der Vorwoche. Die Spotpreise bewegten sich am Montag noch in einzelnen Stunden knapp unter 20 €/MWh im Minimum, zogen aber bedarfsgetrieben trotz Windeinspeisung in einen vergleichsweise festen Korridor zwischen 35 und 50 €/MWh. Über die Woche verstärkte sich der Wind dann mehrfach wieder und sorgte am Freitag in der 23. Einzelstunde an der EPEX für den deutschen Markt für einen Preis von Null Euro. Wesentlich geringer waren die Auswirkungen – wie in der Vorwoche – am niederländischen und französischen Markt. In Frankreich führten Streiks an Kraftwerksanlagen zu Leistungsdefiziten, die von der Windenergie ausgeglichen wurden. Fallende Kohlepreise und über die Woche auch leicht rückläufige EUA-Notierungen gaben den Terminmarktpreisen wenig Unterstützung. Sie pendelten für das Frontjahr im Base um 47 €/MWh mit einer gewissen Entlastung bei Peak-Notierungen. Letzteres war Effekt der massiv fallenden Gaspreise und sich erfreulich entwickelnder Margen für Gaskraftwerke. [MG]

Quellen: EEX, konzerninterne Quellen, Statistisches Bundesamt