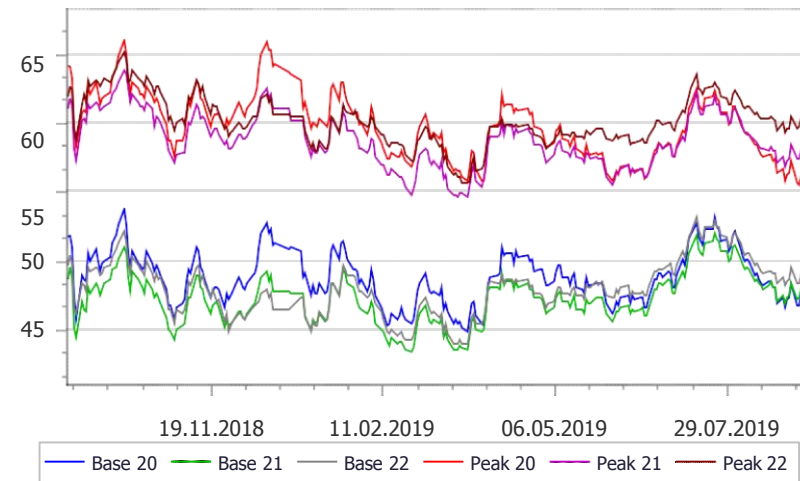


Strom-Jahresfutures EEX	Base in €/MWh		Peak in €/MWh	
Kalenderjahr 20	47,60 →		56,29 →	
Veränderung zur Vorwoche	0,90	1,9%	0,67	1,2%
Veränderung zum Vormonat	-2,40	-4,8%	-2,87	-4,9%
Kalenderjahr 21	48,51 ↗		58,34 ↗	
Veränderung zur Vorwoche	1,28	2,7%	1,03	1,8%
Veränderung zum Vormonat	-0,88	-1,8%	-0,82	-1,4%
Kalenderjahr 22	49,39 ↗		60,41 →	
Veränderung zur Vorwoche	1,06	2,2%	0,93	1,6%
Veränderung zum Vormonat	-1,13	-2,2%	-0,70	-1,1%

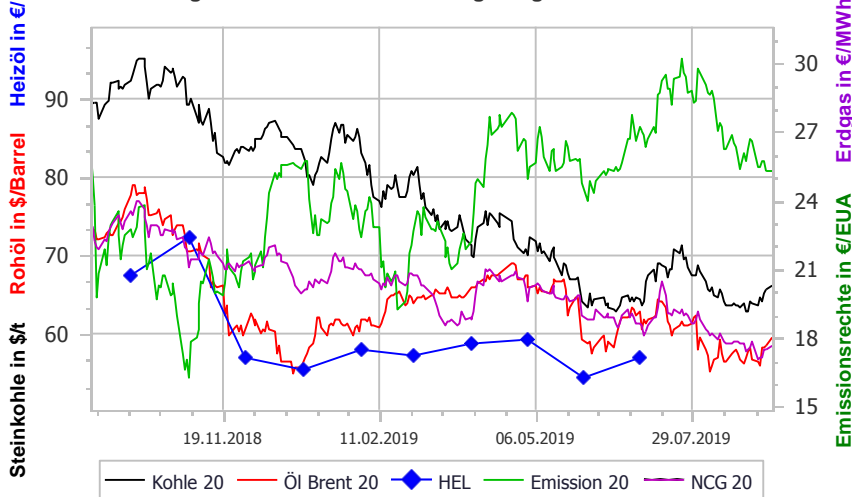
Die Trendpfeile geben die Einschätzung für die Entwicklung der 37. Kalenderwoche wieder.

Primärenergien und CO ₂ -Zertifikate	Öl Brent 20 in \$/Barrel (ICE)		Kohle API#220 in \$/t (EEX)		Erdgas NCG 20 in €/MWh (EEX)		Emissionsrechte 20 in €/EUA (EEX)	
Stand am 10.09.2019	59,56		66,23		17,655		25,24	
Veränderung zur Vorwoche	3,14	5,6%	2,53	4,0%	0,558	3,3%	-0,20	-0,8%
Veränderung zum Vormonat	2,65	4,7%	1,28	2,0%	-0,436	-2,4%	-3,17	-11,2%

Entwicklung der Strom-Jahresfutures an der EEX



Entwicklung verschiedener Primärenergieträger und Emissionsrechte



Viel untertägige Volatilität, sehr rege Marktaktivitäten seitens Portfoliobewirtschaftern auf der Retailseite und einer gleichzeitig spürbaren Zurückhaltung bei der Bewirtschaftung von Peak-Positionen kennzeichneten das politisch turbulente Marktumfeld der Berichtswoche. Es könnten neben den immer neuen und widersprüchlicheren Nachrichten aus Großbritannien zum Brexit und wechselnder Marktnachrichten aus dem asiatischen Umfeld insbesondere auch das Wetter gewesen sein, dass den Markt in der letzten Woche bewegt hat. Der wenig zutreffenden Prognose für die Wetterlage in Deutschland und seinen Nachbarländern war es zu verdanken, dass sich die Day-ahead-Preise im Strom – handelnd in einem engen Band um 36 €/MWh - von den realisierten Intradaypreisen teils stark unterschieden. Dabei war zumindest das EUA-Umfeld im Vergleich zu früheren Wochen sehr stabil. Die ganze Woche wurden die Emissionszertifikate um 25 €/t gehandelt. Der Gasmarkt erhielt nach langer Zeit in der zweiten Wochenhälfte wieder Auftrieb durch die kühlere Witterung, vielmehr aber begünstigt durch den steigenden Ölpreis. Ein Anstieg im Frontjahr am TTF von 16,8 €/MWh zu Wochenbeginn bis auf über 17 €/MWh zum Wochenausklang ist unseres Erachtens besonders auf die festeren Rohölnotierungen zurückzuführen, die Folge glaubhafter Zugeständnisse in Richtung verminderter Förderquoten und Importzuwächsen nach China neben den in den USA schrumpfenden Bestandsdaten waren. Der Terminmarkt für Strom bewegte sich in einem Auf und Ab mit Tagesschwankungen sogar in liquiden Produkten von mehr als 1 €/MWh. Auffallende Zurückhaltung im Peakhandel führen wir auf den ungebremsten Ausbau der Solarenergie zurück, der eine Bewertung der Strukturkosten in Profilen für Marktteilnehmer immer schwieriger werden ließ. [MG]

Quellen: EEX, konzerninterne Quellen, Statistisches Bundesamt