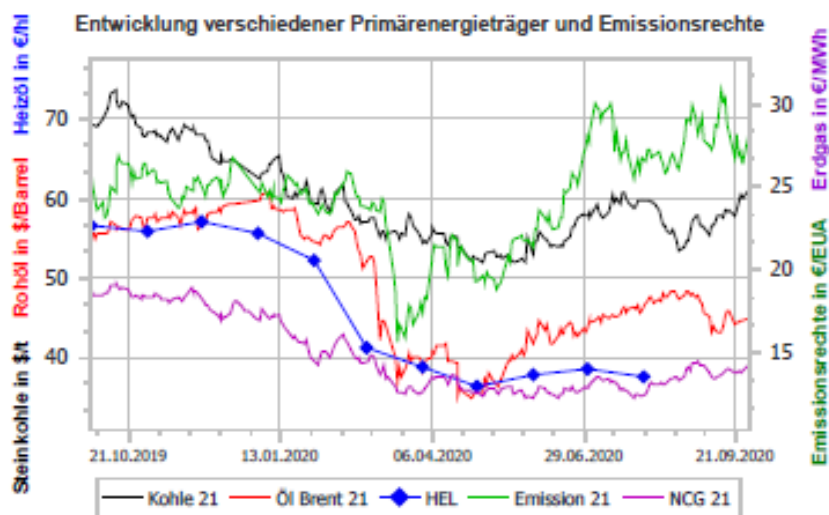
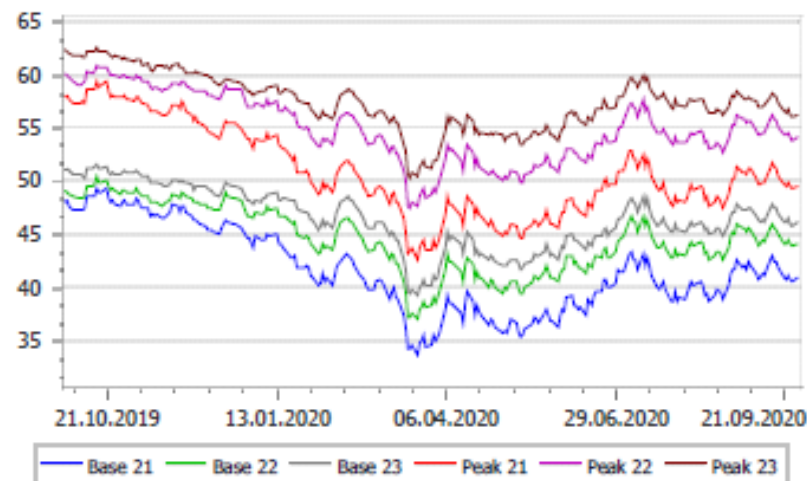


Strom-Jahresfutures EEX	Base In €/MWh		Peak In €/MWh	
Kalenderjahr 21	40,96 →		49,55 →	
Veränderung zur Vorwoche	-0,01	0,0%	-0,18	-0,4%
Veränderung zum Vormonat	-1,68	-3,9%	-1,81	-3,5%
Kalenderjahr 22	44,15 →		54,13 →	
Veränderung zur Vorwoche	-0,02	0,0%	-0,17	-0,3%
Veränderung zum Vormonat	-1,77	-3,9%	-2,01	-3,6%
Kalenderjahr 23	46,12 →		56,27 →	
Veränderung zur Vorwoche	-0,11	-0,2%	-0,28	-0,5%
Veränderung zum Vormonat	-1,68	-3,5%	-2,22	-3,8%

Die Trendpfeile geben die Einschätzung für die Entwicklung der 40. Kalenderwoche wieder

Primärenergien und CO <sub>2</sub> -Zertifikate	Öl Brent 21 in \$/Barrel (ICE)		Kohle API#2 21 in \$/t (EEX)		Erdgas NCG 21 in €/MWh (EEX)		Emissionsrechte 21 in €/EUA (EEX)	
Stand am 29.09.2020	44,74		60,88		14,170		27,92	
Veränderung zur Vorwoche	0,58	1,3%	3,13	5,4%	0,474	3,5%	1,26	4,7%
Veränderung zum Vormonat	-3,31	-6,9%	3,78	6,6%	-0,182	-1,3%	-1,96	-6,6%

### Entwicklung der Strom-Jahresfutures an der EEX



Bei mäßigem bis teilweise sogar stärkerem Wind zeigte sich der Day-Ahead-Handel im Strommarkt in der vergangenen Woche nicht mehr so angespannt wie in der Vorwoche. Bis auf eine preisliche Spitze von 86 €/MWh am Dienstag (19. Stunde) haben sich auch die Stundenpreise am Morgen und am frühen Abend entspannt. Die PV-Einspeisung am Donnerstag sorgte über Mittag sogar für ein Niveau um 30 €/MWh. Es ist inzwischen offenbar landesweit genügend PV-Leistung installiert, um an offenen Tagen auch im Herbst noch drei bis vier Stunden zur Lastdeckung beitragen zu können. Die empfindlich kühle Witterung in der zweiten Wochenhälfte, die im Alpenraum sogar mit den ersten Schneefällen einherging, unterstützte den Gasspöthandel insbesondere im Marktgebiet Gaspool, das mit knapp 12 €/MWh am Donnerstag den bisherigen Höchstwert erreichte. Verbesserungen in der Verfügbarkeit norwegischer Systeme entlasteten dagegen den TTF-Handel, wobei die Märkte über die gesamte Handelswoche oberhalb der Bewertung im witterungsseitig etwas lastschwächeren Marktgebiet NCG schlossen. Damit blieb der seltene Marktzustand erhalten, in dem nicht TTF die vergleichsweise günstigsten Handelspreise notiert. Ein Blick auf die Settlement-Preise am Terminmarkt zeigt für das Frontjahr im Base eine relativ unauffällige Bandbreite zwischen 40,6 €/MWh am Freitag und 41,2 €/MWh am Mittwoch. Die untertägigen Preisverläufe waren jedoch zum Teil von starken Schwankungen betroffen und folgten dabei oft den Bewertungen der EUA. Nicht selten stiegen die Preise in der letzten Handelsstunde um bis zu 1 €/MWh an. Erdgas wurde an den Terminmärkten in ähnlicher Weise deutlich volatil und sehr rege gehandelt, schloss aber ebenso über die Woche in einer recht engen Bandbreite zwischen 13,7 und 13,9 €/MWh (NCG, Frontjahr). [MG]

Quellen: EEX, konzerninterne Quellen, Statistisches Bundesamt