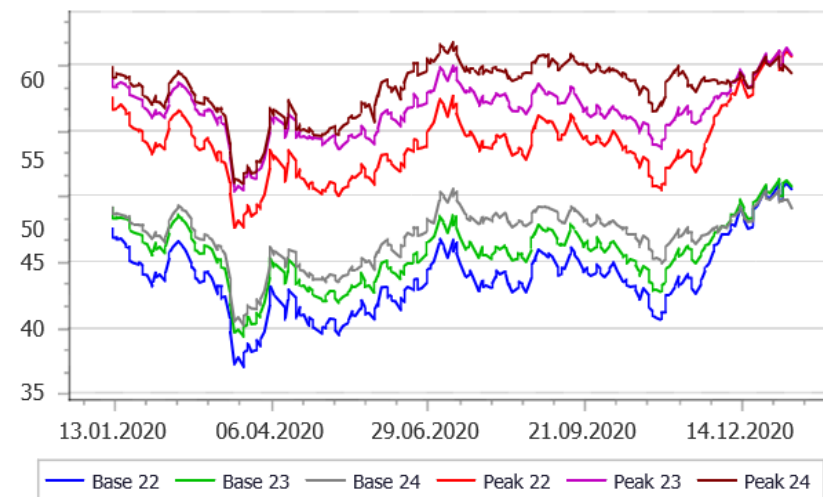


Strom-Jahresfutures EEX	Base in €/MWh		Peak in €/MWh	
	Kalenderjahr 22	50,40	↗	60,55
Veränderung zur Vorwoche	-0,52	-1,0%	-0,45	-0,7%
Veränderung zum Vormonat	2,67	5,6%	2,93	5,1%
Kalenderjahr 23	50,63	↗	60,62	↗
Veränderung zur Vorwoche	-0,62	-1,2%	-0,41	-0,7%
Veränderung zum Vormonat	2,10	4,3%	2,02	3,4%
Kalenderjahr 24	49,00	→	59,20	→
Veränderung zur Vorwoche	-1,43	-2,8%	-1,37	-2,3%
Veränderung zum Vormonat	0,56	1,2%	0,52	0,9%

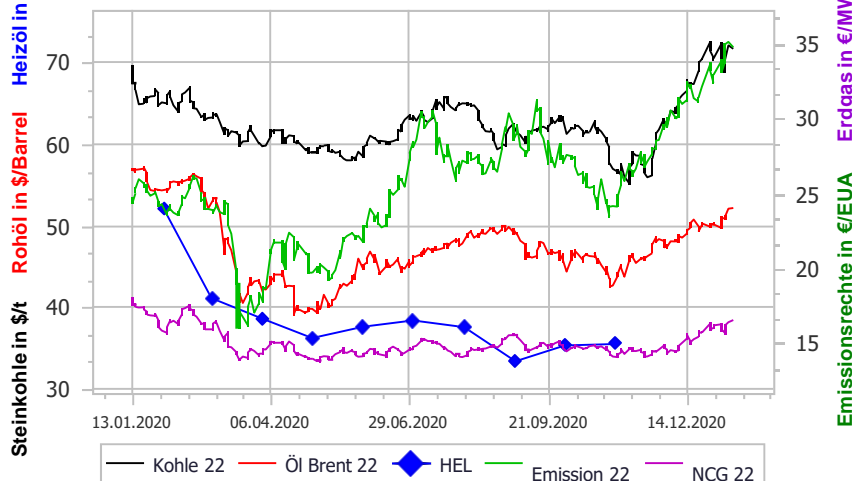
Die Trendpfeile geben die Einschätzung für die Entwicklung der 2. Kalenderwoche wieder

Primärenergien und CO ₂ -Zertifikate	Öl Brent 22 in \$/Barrel (ICE)		Kohle API#2 22 in \$/t (EEX)		Erdgas NCG 22 in €/MWh (EEX)		Emissionsrechte 22 in €/EUA (EEX)	
Stand am 12.01.2021	52,17		71,75		16,578		34,76	
Veränderung zur Vorwoche	2,45	4,9%	-0,65	-0,9%	0,271	1,7%	0,87	2,6%
Veränderung zum Vormonat	3,60	7,4%	5,73	8,7%	1,523	10,1%	3,78	12,2%

Entwicklung der Strom-Jahresfutures an der EEX



Entwicklung verschiedener Primärenergieträger und Emissionsrechte



Der kühlen und windarmen Witterung entsprechend zeigten sich die Spotmarktpreise im deutschen Day-Ahead- Handel verhältnismäßig fest mit noch moderaten Stundenpreisen zwischen 55 und 65 €/MWh im Peak-Zeitraum an den Tagen Montag bis Mittwoch. Insgesamt anziehende Commodity-Preise und sehr rasch wechselnde Ergebnisse der Wettermodelle setzten den Markt ab Donnerstag soweit unter Druck, dass die Stunden 8 bis 19 durchweg oberhalb 80 €, zum Teil sogar bis 110 €/MWh notierten. Sogar die Stundenpreisreihe am Wochenende unterschieden sich an beiden Tagen nicht von einem Winter-Werktag mit Preisen deutlich oberhalb 45 €/MWh sogar während der Nachtstunden. Der bereits zu Beginn der Woche recht feste Spothandel für Erdgas konnte von Montag auf Dienstag zunächst in allen Marktgebieten um 0,7 bis 0,9 €/MWh zulegen, nachdem Wetterdienste ihre Temperaturberechnungen für die Folgewoche für den Westen des Landes um rund 2 Grad nach unten berichtigt hatten. Ein Auf und Ab bei diesen Modellrechnungen zum Teil auch untertäglich und stark ansteigende LNG-Preise im Welthandel erhöhten die Liquidität an den Spothandelsplätzen, was zunächst eine Gegenbewegung auslöste. So fielen alle drei Marktgebiete NCG, Gaspool und TTF am Donnerstag auf ein Niveau um 17,5 €/MWh, um dann aber zum Wochenende steil bis über 20,4 €/MWh am TTF anzusteigen. Untertäglich und von Tag zu Tag gab es auch im Terminhandel beider Commodities reichlich Bewegung. Das Frontjahr konnte im Stromhandel die wichtige Marke von 50 €/MWh zunächst nicht über den schwächeren Handel am Dienstag und Mittwoch halten, legte dann aber zum Freitag auf 50,9 €/MWh zu und schloss damit exakt auf dem Settlement des Montag. In ganz ähnlicher Weise konnte auch Erdgas am Dienstag und Mittwoch eingetretene Kursverluste bis Freitag wieder komplett ausgleichen, so dass der TTF das Frontjahr mit 16,3 € etwas über dem Jahresendstand am 30.12. feststellte. [MG]

Quellen: EEX, konzerninterne Quellen, Statistisches Bundesamt