

STROMPREISE IM JAHR 2021 AUF REKORDNIVEAU

Wie Rekordpreise für Erdgas die Strompreise im Großhandel getrieben haben.
Eine Analyse mit dem EWI Merit-Order Tool

Dr. Eren Çam | Fabian Arnold | Konstantin Gruber

Gefördert durch die Gesellschaft zur Förderung des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln e. V.

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) gGmbH | Januar 2022

Zusammenfassung

Die Großhandelsstrompreise haben sich im Jahr 2021 im Vergleich zum Vorjahr mehr als verdreifacht: 2020 lag der Jahresmittelwert des Großhandelsstrompreises bei rund 30 EUR/MWh. Im Jahr 2021 beträgt der Mittelwert des Großhandelsstrompreises hingegen 97 EUR/MWh. Insbesondere Ende des Jahres stiegen die Preise auf Rekordniveau, mit Wochenmittelwerten von mehr als 250 EUR/MWh und stündlichen Preisspitzen von mehr als 500 EUR/MWh. In dieser Analyse wurden der Anstieg der Brennstoff- sowie Emissionszertifikatspreise und deren Auswirkungen auf die Grenzkosten konventioneller Kraftwerke untersucht. Diese Entwicklungen tragen maßgeblich zur Höhe der Großhandelspreise bei. Weitere Einflussgrößen für die Strompreise sind die residuale Stromnachfrage, die verfügbaren Kraftwerke und der Stromaußenhandel.



Die Preise für Erdgas waren im Jahr 2021 mit zeitweise mehr als 150 EUR/MWh so hoch wie noch nie. Gründe waren u.a. niedrige Gasspeichermengen in Europa, die Erholung der Nachfrage insbesondere in China und Asien sowie Ausfälle und Wartungsarbeiten an der Infrastruktur.



Mit zeitweise über 30 EUR/MWh erreichten die Preise für Steinkohle Rekordniveau. Preistreiber waren u.a. die weltweite Erholung der Stromerzeugung und Produktionsstörungen.



Der CO₂-Zertifikatspreis ist seit Anfang des Jahres von ca. 33 EUR/t CO₂ auf zeitweise fast 90 EUR/t CO₂ gestiegen. Dieser Preisanstieg fand vor dem Hintergrund der Verschärfung der europäischen Klimaziele sowie des steigenden Gaspreises statt.



Der Anstieg der Preise für Erdgas, Steinkohle und CO₂-Zertifikate führte zu höheren Grenzkosten der konventionellen Kraftwerke. Diese Grenzkosten sind der maßgebliche Treiber für die steigenden Großhandelsstrompreise 2021.

Die Entwicklung der Großhandelsstrompreise im Jahr 2021

Strompreise vervierfachen sich seit Anfang 2021

Wöchentlicher Mittelwert des deutschen Großhandelsstrompreises



- Zwischen Anfang 2021 und Ende 2021 hat sich der wöchentliche Mittelwert des deutschen Großhandelsstrompreises (Day Ahead) mehr als vervierfacht.
- Der Mittelwert des Großhandelsstrompreises für das gesamte Jahr 2021 lag bei 97 EUR/MWh, im Vergleich zu 30 EUR/MWh im Vorjahr und 38 EUR/MWh in 2019.
- Die Großhandelsstrompreise sind vor allem in der zweiten Jahreshälfte stark gestiegen. Die höchsten Preise zeigten sich im Dezember, mit stündlichen Rekordpreisen von mehr als 500 EUR/MWh und einem wöchentlichen Mittelwert in KW 51 von 293 EUR/MWh.
- Die Preise 2021 waren die höchsten seit mindestens 20 Jahren. ¹

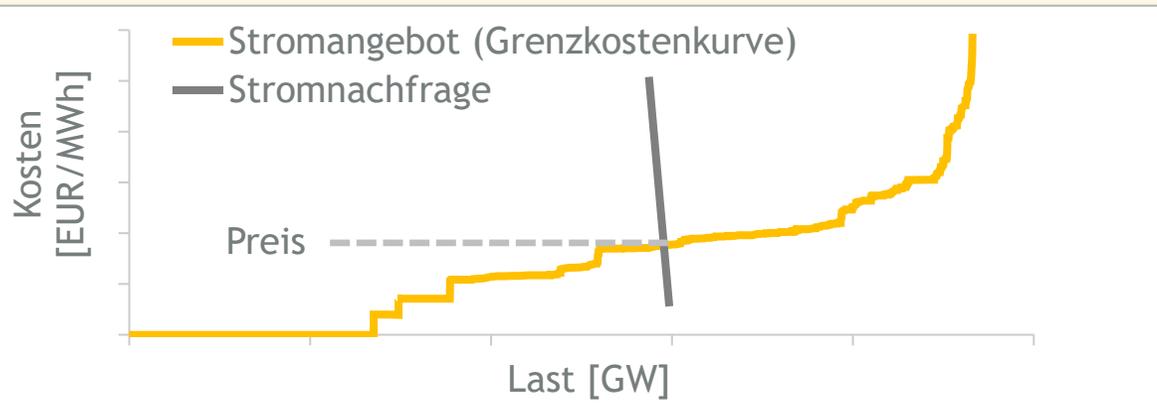
Quelle: [SMARD Strommarktdaten](#)

¹ Fraunhofer ISE (2022), [Energy-charts](#).

Welche Entwicklungen beeinflussen den Strompreis?

Die fundamentalen Einflussgrößen auf die Preisbildung am Strommarkt

Exkurs: Preisbildung an der Strombörse



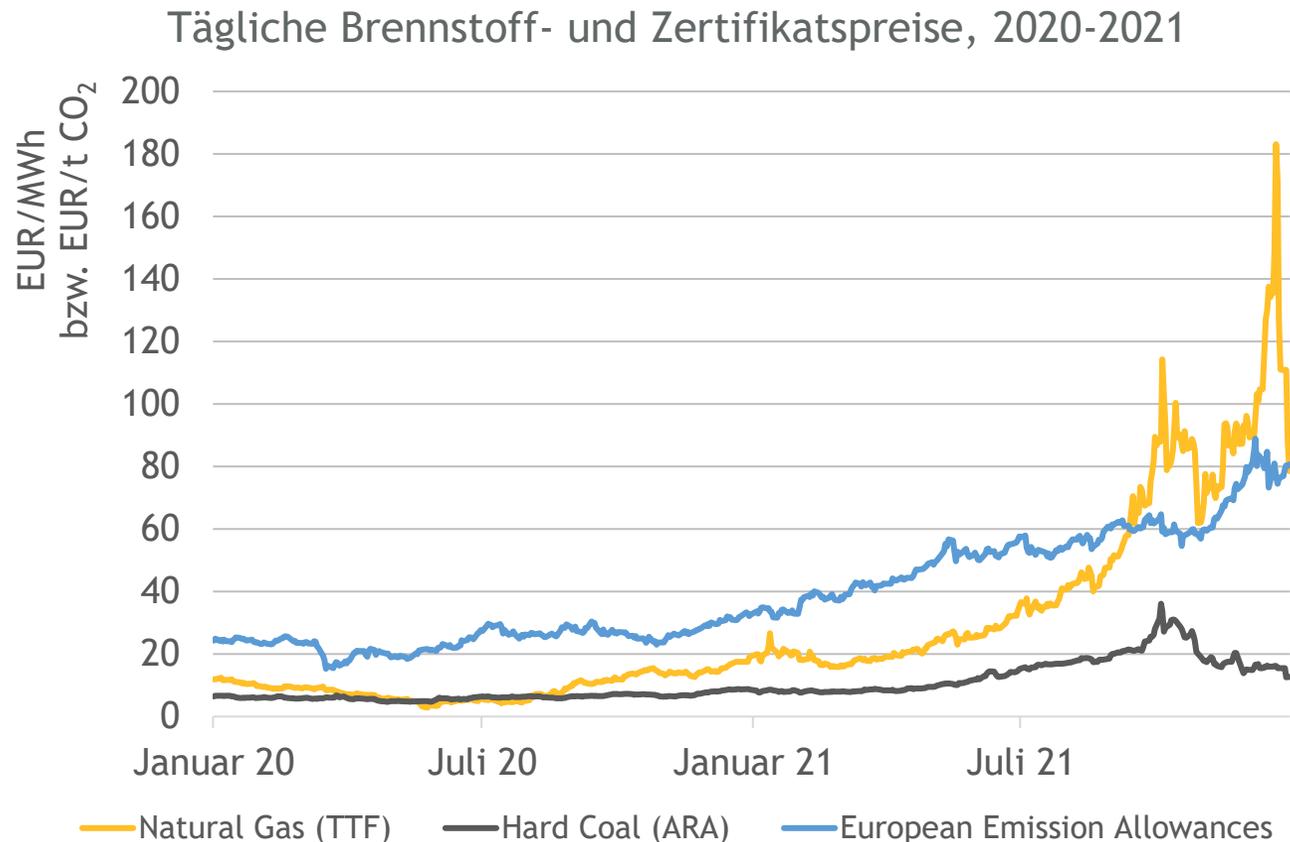
- In der Day-Ahead-Auktion wird Strom für jede Stunde des Folgetages gehandelt.
- Kraftwerke bieten ihre Erzeugungsleistung zum Preis ihrer Grenzkosten an. Dabei haben EE-Anlagen Grenzkosten nahe oder gleich null.
- Der Großhandelsstrompreis ergibt sich aus dem Schnittpunkt der Angebotskurve (Merit-Order) der Kraftwerke und der Nachfragekurve.
- Diese vereinfachte Beschreibung abstrahiert von den weiteren Stufen des Strommarktes wie Termin- und Intraday-Handel, sowie dem Einfluss von grenzüberschreitendem Handel auf die Preisbildung.

Die folgenden Faktoren beeinflussen die Strompreisbildung und werden im Folgenden näher untersucht:

1. Brennstoff- und Emissionszertifikatspreise
2. Grenzkosten und die Merit-Order der konventionellen Kraftwerke
3. Entwicklung der residualen Stromnachfrage (Im In- und Ausland)

1. Brennstoff- und Emissionszertifikatspreise

In 2021 brechen die Preise für Brennstoffe und CO₂-Zertifikate Rekorde



- Nach dem Einbruch des Gaspreises als Folge der Pandemie im Jahr 2020 stabilisierten sich die Preise Anfang 2021.
- In der zweiten Hälfte des Jahres erreichten die Gaspreise mit Preisen von mehr als 150 EUR/MWh Rekordwerte.
- Im Jahresmittel waren die Gaspreise in 2021 mit ca. 49 EUR/MWh mehr als 5x so hoch wie im Jahr 2020.

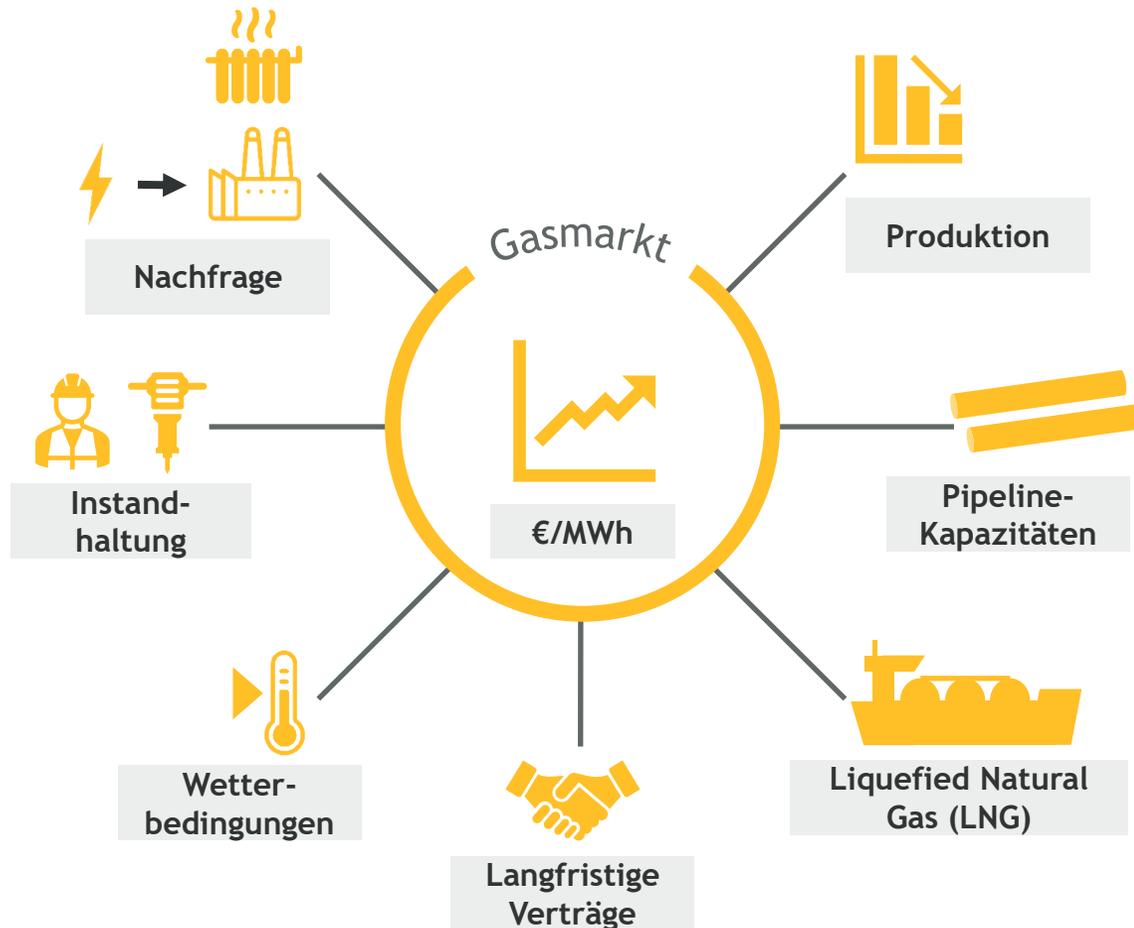
- Der Preis für European Emission Allowances (CO₂-Zertifikatspreis) kletterte seit Anfang des Jahres von ca. 33 EUR/t CO₂ auf ein Rekordniveau von fast 90 EUR/t CO₂ im Dezember 2021.
- Im Jahresmittel war der CO₂-Zertifikatspreis in 2021 mit ca. 52 EUR/tCO₂ mehr als doppelt so hoch wie in 2020.
- Der Preisanstieg fand vor dem Hintergrund der Verschärfung der europäischen Klimaziele sowie des steigenden Gaspreises statt. Höhere Gaspreise erhöhen die Nachfrage nach Kohle, bspw. in der Stromerzeugung, und damit die Nachfrage nach CO₂-Zertifikaten.

- Nach zwei Jahren sinkender Preise stiegen die Steinkohlepreise in der zweiten Jahreshälfte 2021 drastisch an.
- Mit Preisen von mehr als 30 EUR/MWh erreichte der Preis für Kohleimporte nach Europa im Oktober einen neuen Rekord.
- Im Jahresmittel waren Kohlepreise in 2021 mit ca. 15 EUR/MWh mehr als doppelt so hoch wie in 2020.

Quellen: [Ember Carbon Price Viewer](#), [EEX Transparency Platform](#), [marketwatch.com](#)

1. Brennstoff- und Emissionszertifikatspreise

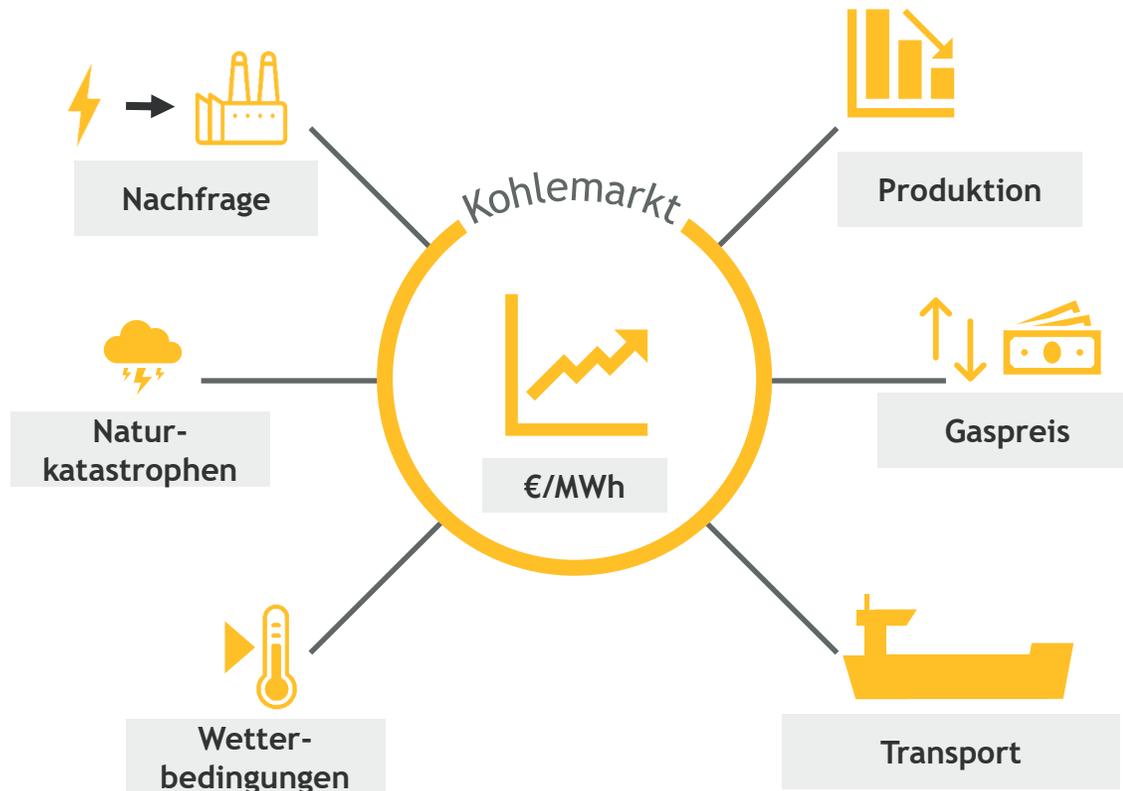
Gaspreisrally durch hohe Nachfrage sowie Liefer- und Produktionsengpässe



- Nach einem kalten Winter 2020/2021 wiesen Gasspeicher in Europa besonders niedrige Füllstände auf. Bis zum Beginn der diesjährigen Heizsaison blieben diese aufgrund der angespannten Marktbedingungen auf einem unterdurchschnittlichen Niveau.
- Die geringe Stromerzeugung aus Wasserkraft in Lateinamerika aufgrund einer besonders trockenen Sommersaison führte zu einer erhöhten LNG-Nachfrage, sodass LNG-Exporte aus den USA nach Lateinamerika statt nach Europa umgeleitet wurden.
- Hohe CO₂-Preise in der EU, verbunden mit Phasen geringer Winderzeugung, führten zu einem deutlichen Anstieg der Gasnachfrage im Stromsektor.
- Getrieben von der wirtschaftlichen Erholung in vielen Teilen der Welt nach den Abschwüngen im Jahr 2020 ist die Nachfrage insbesondere in Asien deutlich gestiegen. Vor allem der erhöhte Fokus auf Gaskraftwerke im chinesischen Strommix hat zu einem Anstieg der LNG-Nachfrage in China geführt. Europa konkurriert somit zunehmend mit Nordostasien um LNG-Ladungen.
- Der angespannte LNG-Markt, diverse Infrastrukturausfälle und -wartungen sowie weniger Lieferungen aus Russland als erwartet führten dazu, dass die Gasversorgung nach Europa begrenzt blieb.

1. Brennstoff- und Emissionszertifikatspreise

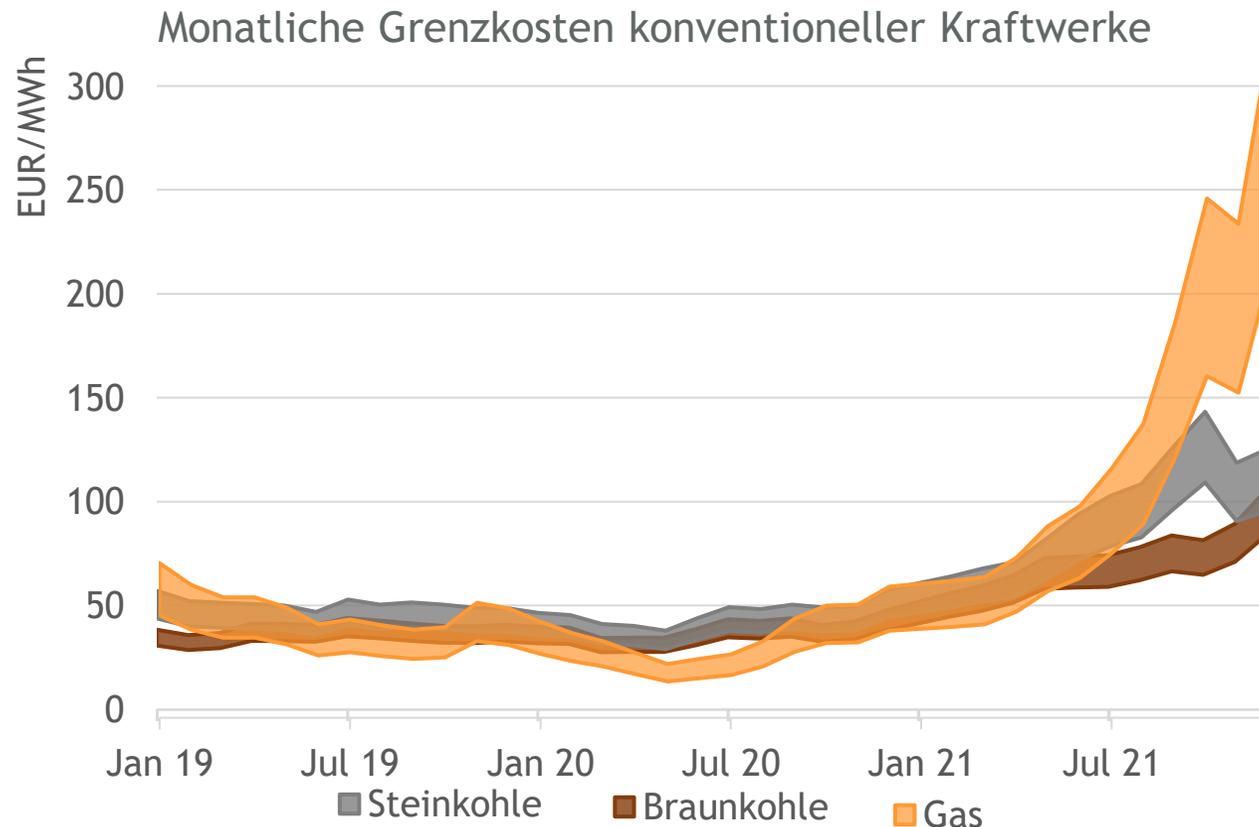
Im Kohlemarkt trifft hohe Nachfrage auf Engpässe auf der Angebotsseite



- Nach dem pandemiebedingten Rückgang der Kohlenachfrage in 2020 ist die Nachfrage in 2021 stark angestiegen. Die Nachfrage in China stieg 2021 vermutlich auf ein Rekordhoch. Auch in Indien und den USA erholte sich die Nachfrage.
- Der drastische Anstieg der Gaspreise unterstützte zusätzlich die Kohlenachfrage: Bspw. in der Stromerzeugung ist Kohle eine Alternative zu teurerem Gas.
- Die weltweit hohe Nachfrage traf in 2021 auf diverse Engpässe auf der Angebotsseite, verursacht bspw. durch Starkregen in Indonesien, Überflutungen in China und schwere Stürme in Australien und den USA.
- Dazu kamen logistische Probleme durch technische Störungen an Bahnen und Verladehäfen. Auch Maßnahmen zur Eindämmung der Pandemie verursachten in 2021 Verzögerungen im Schiffsverkehr, was zu steigenden Transportkosten führte.
- Insbesondere in China konnte die Kohleförderung in den ersten drei Quartalen nicht mit der Nachfrageentwicklung mithalten. Der Anstieg der heimischen Kohlepreise in China drückte ab Mitte des Jahres die internationalen Preise nach oben.
- Ab November 2021 sanken die Preise wieder. Zentraler Treiber hinter dieser Entspannung der Märkte war eine Ausweitung der Kohlefördermengen, insbesondere in China.

2. Grenzkosten der konventionellen Kraftwerke

Grenzkosten folgen den Rekordpreisen auf den Rohstoffmärkten



- Die Entwicklung der Brennstoff- und der CO₂-Zertifikatspreise spiegelt sich in den Grenzkosten der konventionellen Kraftwerke im Zeitverlauf wider.¹
- Niedrige Brennstoffpreise drückten 2020 die Grenzkosten. Nachdem die Grenzkosten von Gaskraftwerken in 2020 zeitweise unter die von Braunkohlekraftwerken fielen, stiegen sie aufgrund sich erholender Brennstoffpreise zu Ende 2020 wieder an.²
- 2021 stiegen die Grenzkosten von Kohle- und Gaskraftwerken entsprechend des Anstiegs der Brennstoff- und CO₂-Zertifikatspreise.
- Trotz steigender CO₂-Zertifikatspreise profitiert die Wettbewerbsfähigkeit von Braun- und Steinkohlekraftwerken gegenüber Gaskraftwerken vom Gaspreisanstieg.
- Daraus folgt ein höherer Anteil an Kohlestrom am deutschen Stromerzeugungsmix: 2020 lag der Anteil von Stein- und Braunkohle an der deutschen Stromerzeugung bei ca. 24%, 2021 bei ca. 30% (2019: ca. 29%) ([smard.de](https://www.smard.de)).

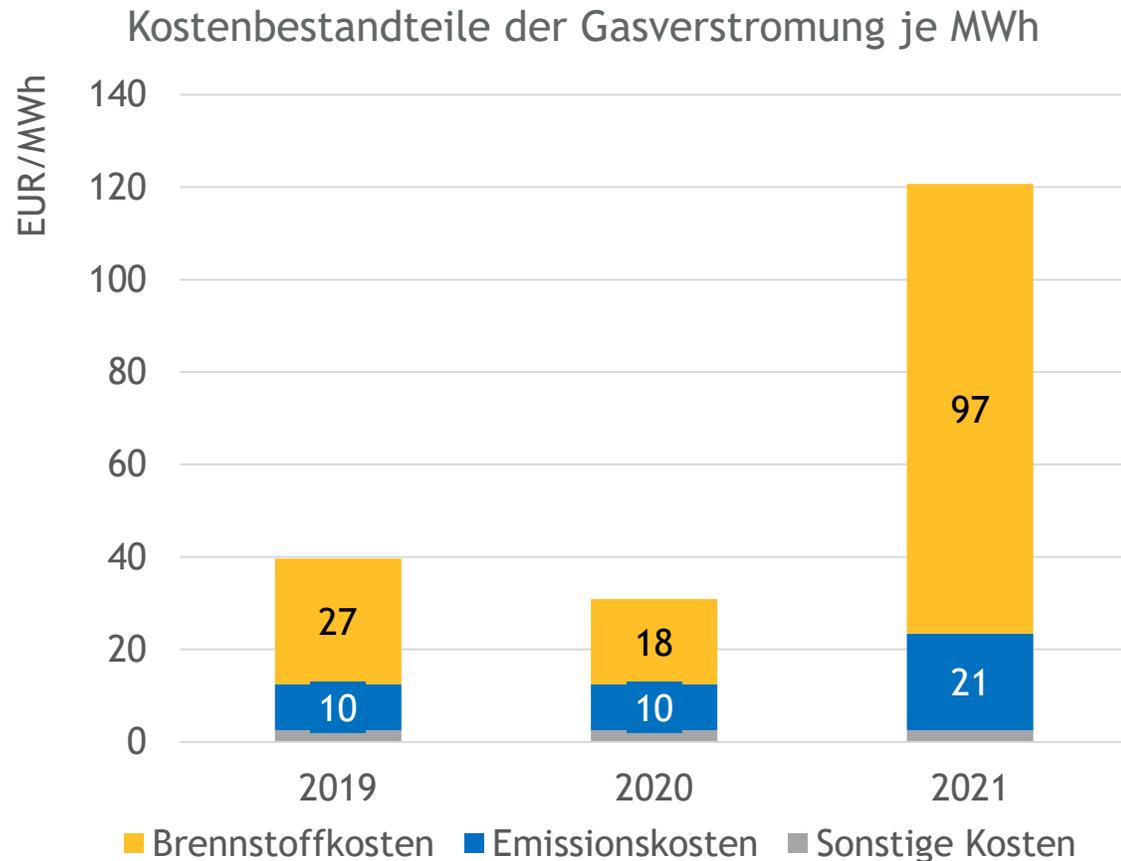
¹ Hierbei (und in den folgenden Folien) wird unterstellt, dass sich Veränderungen der Preise ohne Zeitverzug auf die Grenzkosten der Kraftwerke übertragen lassen.

² Die Veränderung der Grenzkosten konventioneller Kraftwerke im Jahr 2020 wurde detailliert untersucht in: [Schulte S., Arnold F., Gruber K., Der Strompreis in Zeiten von Covid-19, 2021.](#)

Angenommene elektrische Wirkungsgrade:
Steinkohle: 35-46 %, Braunkohle: 34-43 %, Gas: 40-61 %

2. Grenzkosten der konventionellen Kraftwerke

Zentraler Treiber der Grenzkosten ist der Gaspreis



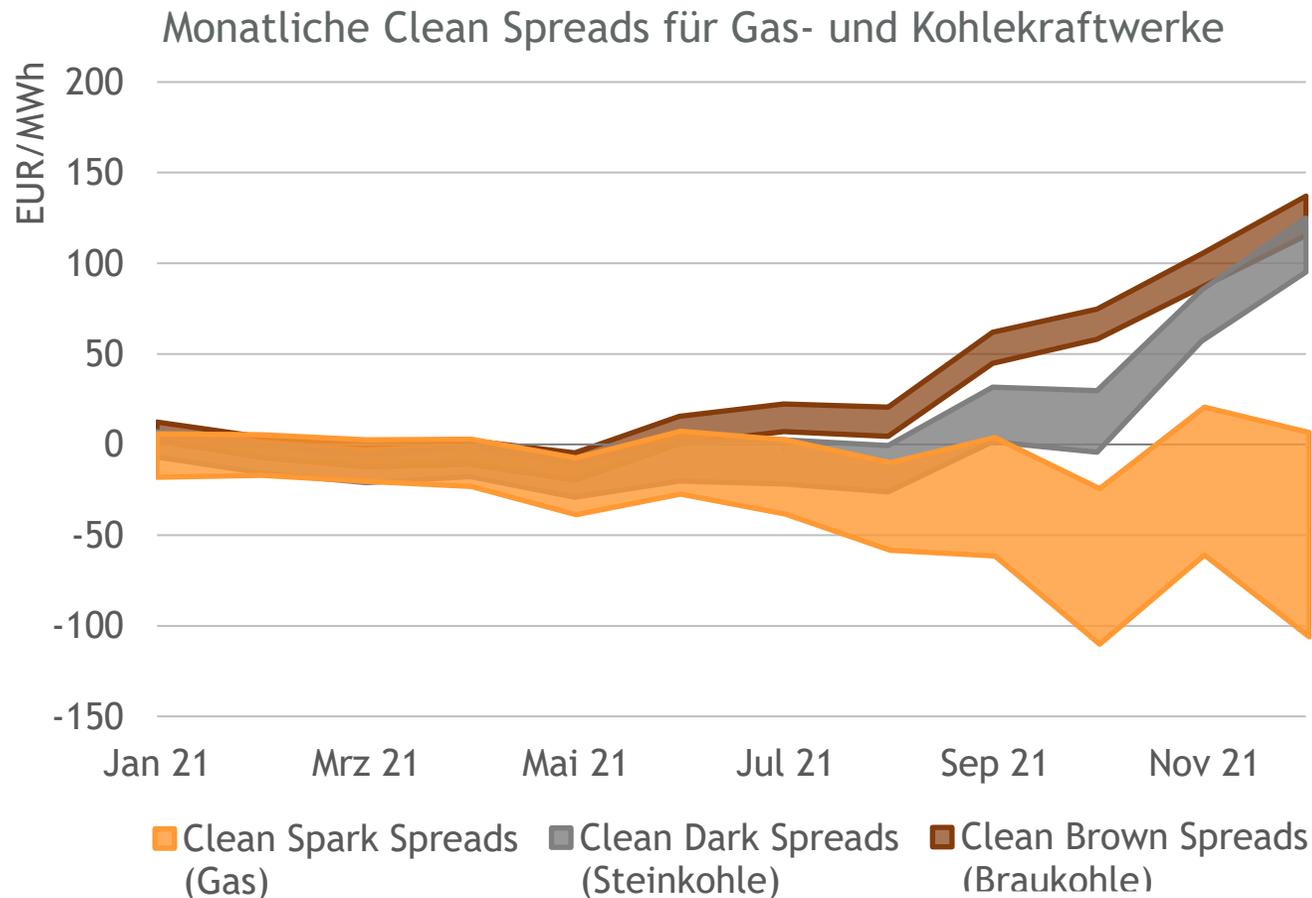
- Aufgrund der hohen Gaspreise waren Erdgas-befeuerte Kraftwerke im Jahr 2021 eine der teuersten Technologien am Strommarkt und in vielen Stunden preissetzend. Das bedeutet, dass die Grenzkosten der Gaskraftwerke einen zentralen Treiber der Strompreise darstellen.
- Die Grenzkosten setzen sich dabei aus zwei zentralen Bestandteilen zusammen: Den Brennstoffkosten und den Kosten zur Beschaffung der notwendigen Emissionszertifikate. Weitere Bestandteile umfassen Transportkosten der Brennstoffe oder sonstige variable Kosten des Kraftwerkbetriebs.
- Im Jahr 2021 war ein Großteil des Anstiegs der Grenzkosten von Gaskraftwerken auf den drastischen Anstieg des Gaspreises und damit auf die Brennstoffkosten zurückzuführen. Der ebenfalls starke Anstieg der Zertifikatspreise spielte eine untergeordnete Rolle.
- Im Dezember 2021 lassen sich im Mittel ca. 88% der Grenzkosten von Gaskraftwerken auf die Höhe der Brennstoffkosten zurückführen.

Quellen: [Ember Carbon Price Viewer](#), [EEX Transparency Platform](#), [marketwatch.com](#)

Angenommener elektrischer Wirkungsgrad: 50 %

2. Grenzkosten der konventionellen Kraftwerke

Kohlekraftwerke profitieren von hohen Gaspreisen



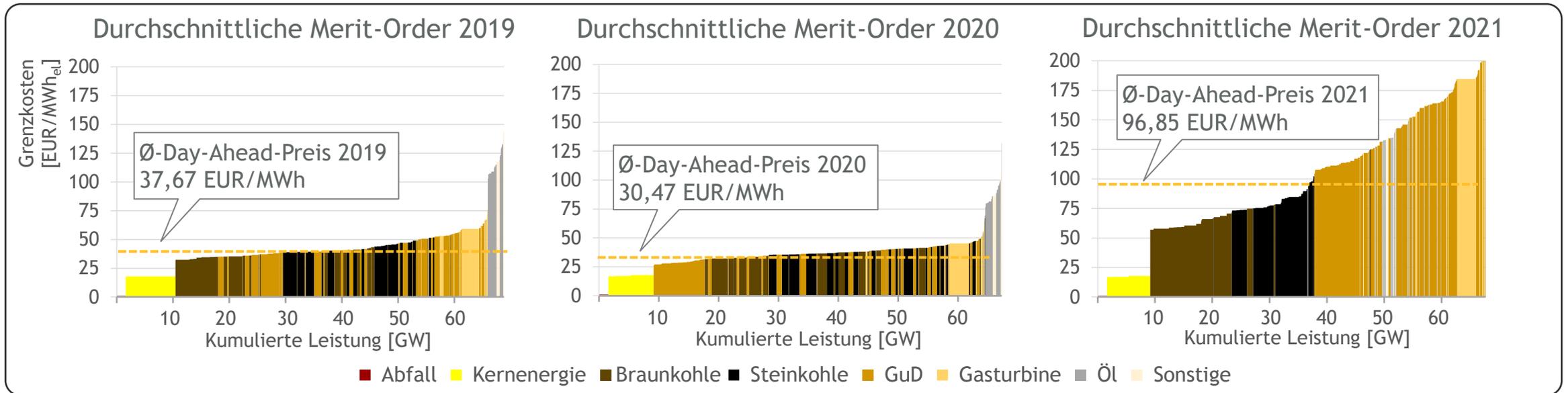
- Sog. Clean Spreads sind ein Indikator für die Wirtschaftlichkeit von Steinkohle- (Dark Spread), Braunkohle- (Brown Spread) und Erdgas- (Spark Spread) befeuerten Kraftwerken. Die hier ausgewiesenen monatlichen Spreads bilden dabei nicht die Volatilität der Preise innerhalb eines Monats ab und erlauben daher nur indikative Aussagen über die Wirtschaftlichkeit von Kraftwerkstypen.
- Der Indikator (S) setzt sich aus der Differenz zwischen den Großhandelsstrompreisen (P), den Stromerzeugungskosten (SK) sowie den Emissionskosten (EK) des jeweiligen Kraftwerkstyps zusammen: $S = P - SK - EK$
- In der zweiten Jahreshälfte erreichten monatlichen Clean Brown und Dark Spreads Werte von über 100 EUR/MWh. Kohlekraftwerke profitierten dabei vom Rekordniveau der Großhandelsstrompreise.
- Die Profitabilität von Gaskraftwerken war auf Grund der hohen Gaspreise im Vergleich deutlich geringer. Die monatlichen Clean Spreads für Gaskraftwerke mit niedrigen Wirkungsgraden waren für den Großteil des Jahres negativ.

Angenommene elektrische Wirkungsgrade:
 Steinkohle: 35-46 %, Braunkohle: 34-43 %, Gas: 40-61 %
 S = Clean Spread je Technologie; SK = Stromerzeugungskosten
 P = Großhandelsstrompreis; EK = Emissionskosten

Quellen: [Ember Carbon Price Viewer](#), [EEX Transparency Platform](#), [marketwatch.com](#), [SMARD Strommarktdaten](#)

2. Die Merit-Order der konventionellen Kraftwerke

Mittlere Merit-Order für das Jahr 2021 verdeutlicht Anstieg der Grenzkosten

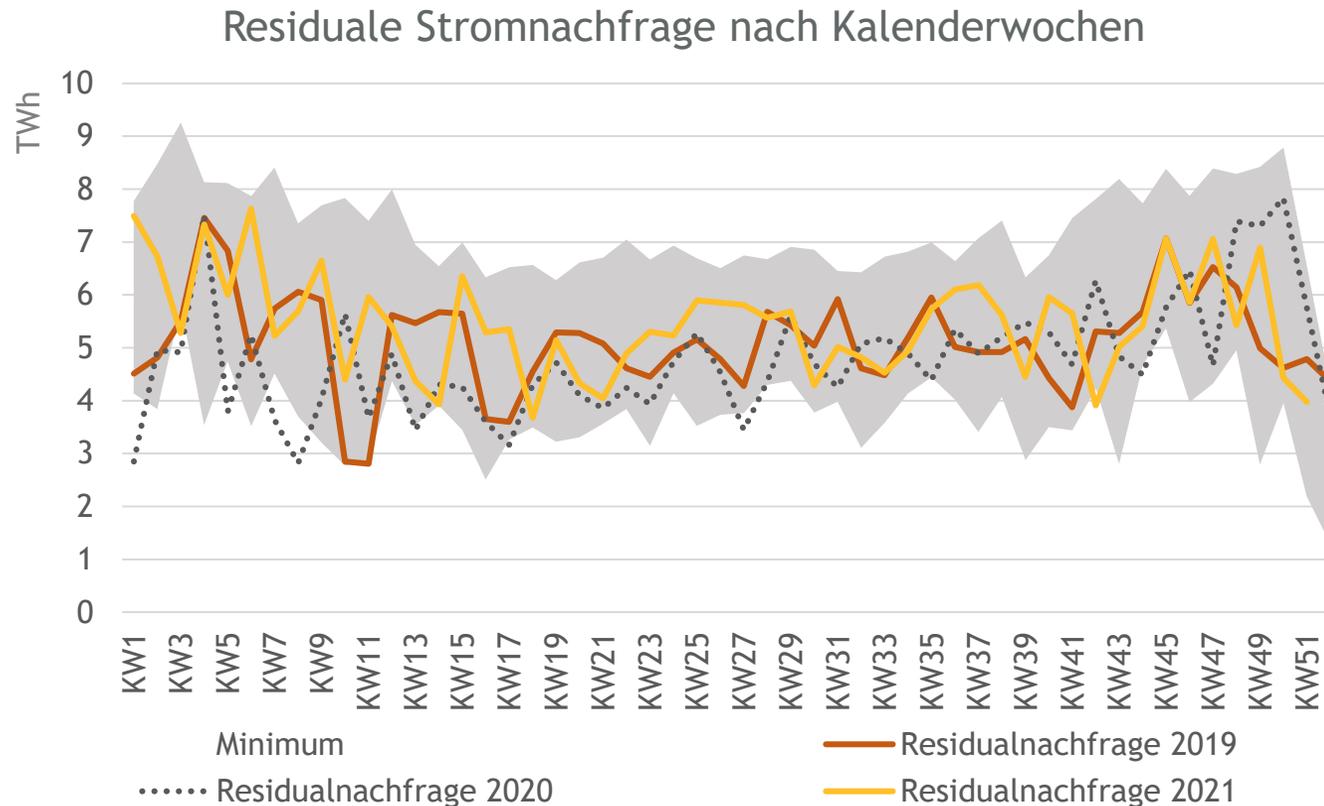


- ➔ Als Folge des Anstiegs der Brennstoff- und Zertifikatspreise im Jahr 2021 sind die Grenzkosten der Kraftwerke in 2021 (Grafik rechts) deutlich höher als in den vergangenen zwei Jahren.
- ➔ Die Kohlekraftwerke profitierten von den hohen Gaspreisen und stehen trotz des Anstiegs in den Zertifikats- und Kohlepreisen in der Einsatzreihenfolge vor den Gaskraftwerken.
- ➔ Die durchschnittliche Merit-Order der konventionellen Kraftwerke 2020 (Grafik in der Mitte) ist flacher als 2019 (Grafik links). Grund dafür sind niedrige Brennstoff- und Zertifikatspreise im Jahr 2020 aufgrund der Covid-19 Pandemie.

Quelle: [EWI Merit-Order Tool 2022](#), [SMARD Strommarktdaten](#)

3. Entwicklung der residualen Stromnachfrage

Geringe erneuerbare Einspeisung 2021 stützt Strompreise zusätzlich



- Die residuale Stromnachfrage bezeichnet die Differenz zwischen der Stromnachfrage und der Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen.
- 2021 fiel die Erzeugung aus erneuerbaren Quellen (215 TWh; ohne Pumpspeicher) niedriger aus als in 2020 (233 TWh) und 2019 (224 TWh). Entsprechend war die Residualnachfrage höher als in diesen beiden Jahren. Insbesondere im Juni/Juli 2021 hat relativ niedrige Einspeisung den Strompreis zusätzlich gestützt. Insgesamt bewegt sich die Residualnachfrage 2021 aber in der Spanne der Werte der vergangenen Jahre.
- Die reine Betrachtung der deutschen Residualnachfrageentwicklung greift allerdings zu kurz: Auch die Stromnachfrage und -erzeugung im europäischen Ausland beeinflusst über Stromimporte und -exporte den Strompreis in Deutschland. Bspw. wurde der deutsche Strompreis im Dezember 2021 zusätzlich zu den beschriebenen Entwicklungen auch durch Entwicklungen im Ausland gestützt:
 - Niedrige Erzeugung aus Windenergieanlagen im Vereinigten Königreich.
 - Der Ausfall von vier französischen Atomreaktoren mit jeweils 1,5 GW installierter Leistung.

Quelle: [ENTSO-E Transparency Platform](https://www.entsoe.eu/en/transparency)

KONTAKT

Dr. Eren Çam

eren.cam@ewi.uni-koeln.de

+49 (0)221 277 29 213

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) gGmbH