

# Aktuelle Marktsituation

Fokus:  
Auswirkungen der Coronakrise auf den Energiemarkt

09.06.2020, Rudolf Herick

# Agenda

1. **Commodity Charts**
2. **Power Charts**
3. **Covid-19 Einfluss auf die Stromnachfrage**

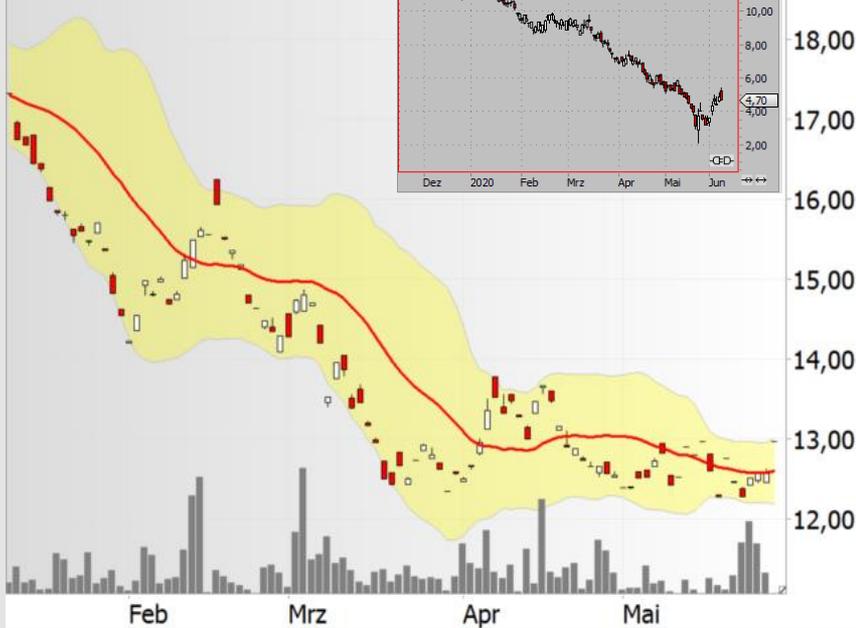
# CO2



European Union Allowances **handelten Ende März auf einem bisherigen Jahrestief bei 14,50 Euro/Tonne.** Seitdem haben sich die Kurse erholt und CO<sub>2</sub> handelt derzeit auf dem Vor-Corona-Niveau bei etwa 23,00 Euro/Tonne. Der Grund für den Kursverlust lag in der Corona-Pandemie, der dadurch **niedrigen Nachfrage und den Auswirkungen auf den gesamten Energiemarkt.** Darüber hinaus drückten auch **niedrige Gaspreise** auf die Notierungen. **Die Erholung der Finanzmärkte sorgte wieder für Unterstützung.** Die Fundamentaldaten zeigen derzeit jedoch wieder leicht nach unten und auch Marktteilnehmer schätzen **EUAs als eher "überkauft"** ein.

# Gas

TTF 2021



Auch der Gasmarkt wurde vom Schock der Lockdowns getroffen – **neben ohnehin schon vollen Speichern und einem anhaltenden Überangebot.** In der Folge **fiel der Spotmarkt** von etwa 9,00 Euro/MWh Anfang März bis auf rund **2,00 Euro/MWh** Ende Mai. Seitdem hat sich der Markt aber wieder etwas erholt und handelt bei etwa 5,00 Euro/MWh. **Reduzierte Gasflüsse aus Russland gehörten zu den unterstützenden Faktoren.** Qatar veröffentlichte ein Statement, LNG-Lieferungen nicht zu reduzieren. **Derzeit deuten etwas stärkere Energiedaten und einige LNG-Stornierungen einen neutralen bis bearishen Ausblick an.**

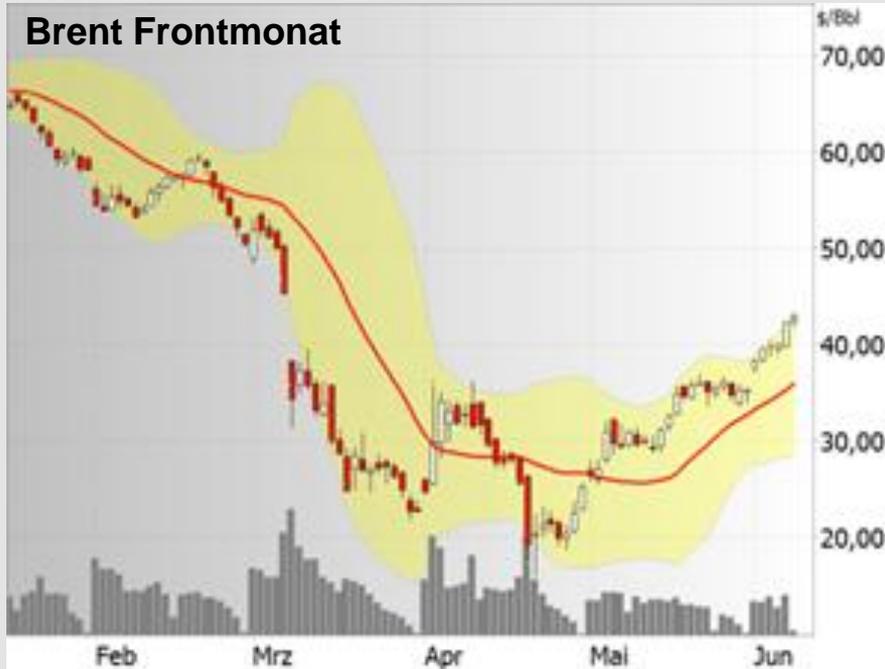
# Kohle



Kohle handelte seit Anfang März in einer Range von 52,00-59,00 \$/t und **erreichte ein diesjähriges Tief bei 51,65 \$/t**. Auch hier machte sich die **niedrige Stromnachfrage** aufgrund der Lockdowns bemerkbar. Unterstützung kam lediglich von niedrigen CO<sub>2</sub>-Notierungen, die Kohleverstromung profitabler werden ließen. Dämpfend wirkten hingegen die niedrigen Gaspreise. Laut dem finnischen Unternehmen Wärtsilä **sank die Kohleverstromung in der EU im ersten Quartal 2020 um 25 %** und lag bei nur 104 TWh. Derzeit wird geschätzt, dass es bei Kohle ein Überangebot von etwa 50 MT gibt. Wenn es **nicht Produktionskürzungen von etwa 20 MT** von Produzenten (Indonesien) gibt, werde sich die niedrige Nachfrage auf den Kohlemarkt auswirken. Aktuell ist die Kohle unterstützt, insbesondere aufgrund von Infrastrukturproblemen (ein Zugbrücke bei Murmansk ist eingestürzt)

# Öl

Brent Frontmonat



**Zum ersten Mal seit Beginn des internationalen Ölhandels sank der Ölpreis infolge eines massiven Überangebots und ohnehin schon hoher Speicherstände auf negative Werte.** Handelte WTI Anfang März noch bei 35,00 \$/bbl, so fiel es am 20. April auf -40,00 \$/bbl. Eine Vereinbarung zwischen OPEC+ Mitgliedern und anderen ölproduzierenden Ländern brachte dann leichte Unterstützung. **Es gab dann Produktionskürzungen von 9,70 Mio bbl/Tag im Mai und im Juni.** USA, Kanada und Brasilien einigten sich auf Kürzungen um weitere 3,70 Mio Barrel/Tag. Diese Woche haben die OPEC+ Mitglieder ihre Kürzungen sogar bis Ende Juli verlängert, um die Kurse zu unterstützen und den Markt auszugleichen. **Während vor Corona etwa 100 Mio Barrel/Tag nachgefragt wurden, wird für 2020 ein Minus von rund 9 Mio Barrel/Tag erwartet.**

# Power

Base 2021

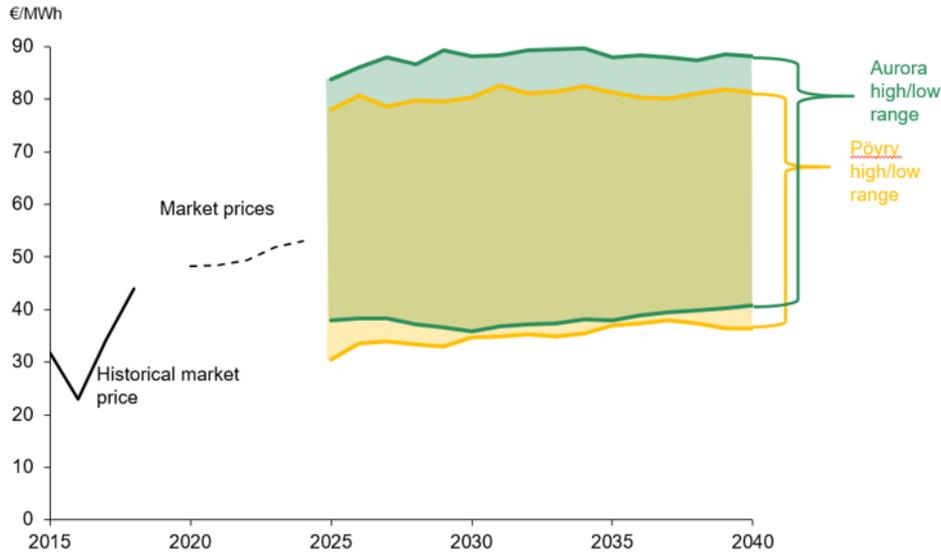


In KW 10-23 wurde Strom in Deutschland zwischen **11,00-32,00 Euro/MWh** gehandelt. Frankreich bewegte sich bis KW 14 nah an den deutschen Preisen, sackte dann aber aufgrund der schwachen Nachfrage noch tiefer. Allerdings veröffentlichte **EDF neue Ziele für die Produktion in Kernkraftwerken, was den Base in beiden Ländern unterstützte**. Die Ziele liegen bei 300 TWh in 2020, 330 TWh in 2021 und 360 TWh in 2022. **Unterdessen erholt sich die Nachfrage bisher kaum, in Frankreich liegt sie bei 88%, in Deutschland bei 94%**. Die Lockerungen vieler Maßnahmen können einen leichten Nachfrageanstieg bringen, aber **wir erwarten, dass der Bedarf vorerst niedrig bleibt**. Frankreich produziert derzeit etwa 33,5 GW in Kernkraftwerken.

# Power



## Markteinschätzung und -analyse → long term



Es gibt in den LTMO eine sehr große Preisbandbreite, hauptsächlich durch unterschiedliche Gas- und CO<sub>2</sub>-Preisszenarien:

**Pöyry ranges in 2040:**

**Gas: 13 - 36 €/MWh**

**CO<sub>2</sub>: 16 - 60 €/t**

**Aurora ranges in 2040:**

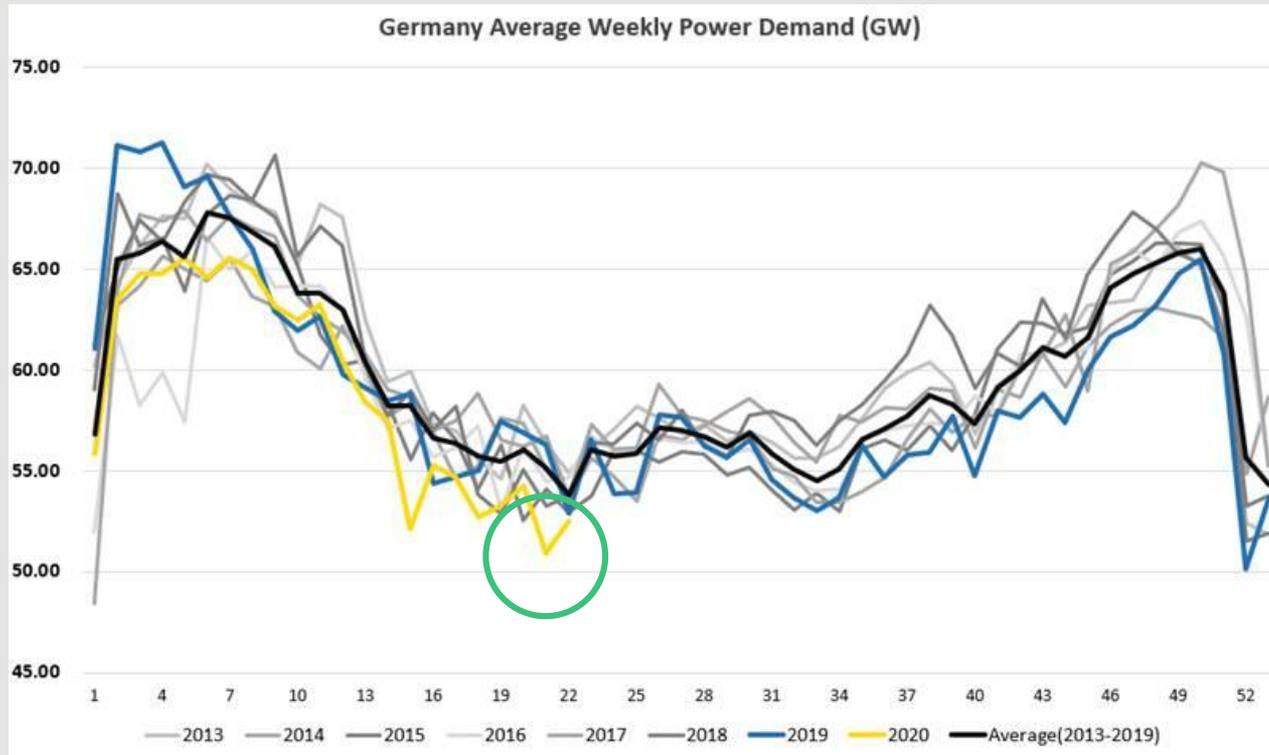
**Gas: 15 - 53 €/MWh**

**CO<sub>2</sub>: 22 - 67 €/t**

Ein Einflussfaktor, der in den Studien als mehr oder weniger als Konstante angesehen wurde, wirbelt/wirbelte den Energiemarkt komplett durcheinander:

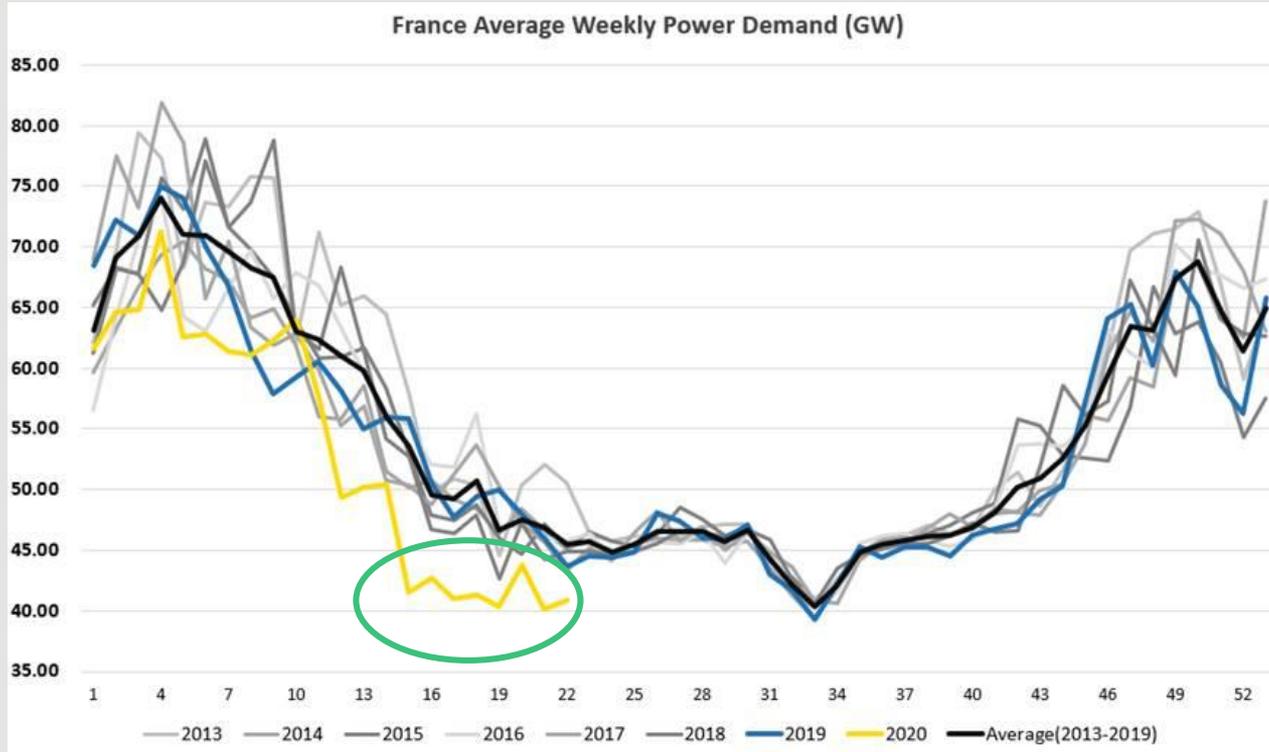
--> **Der Bedarf.**

# Verbrauch Deutschland



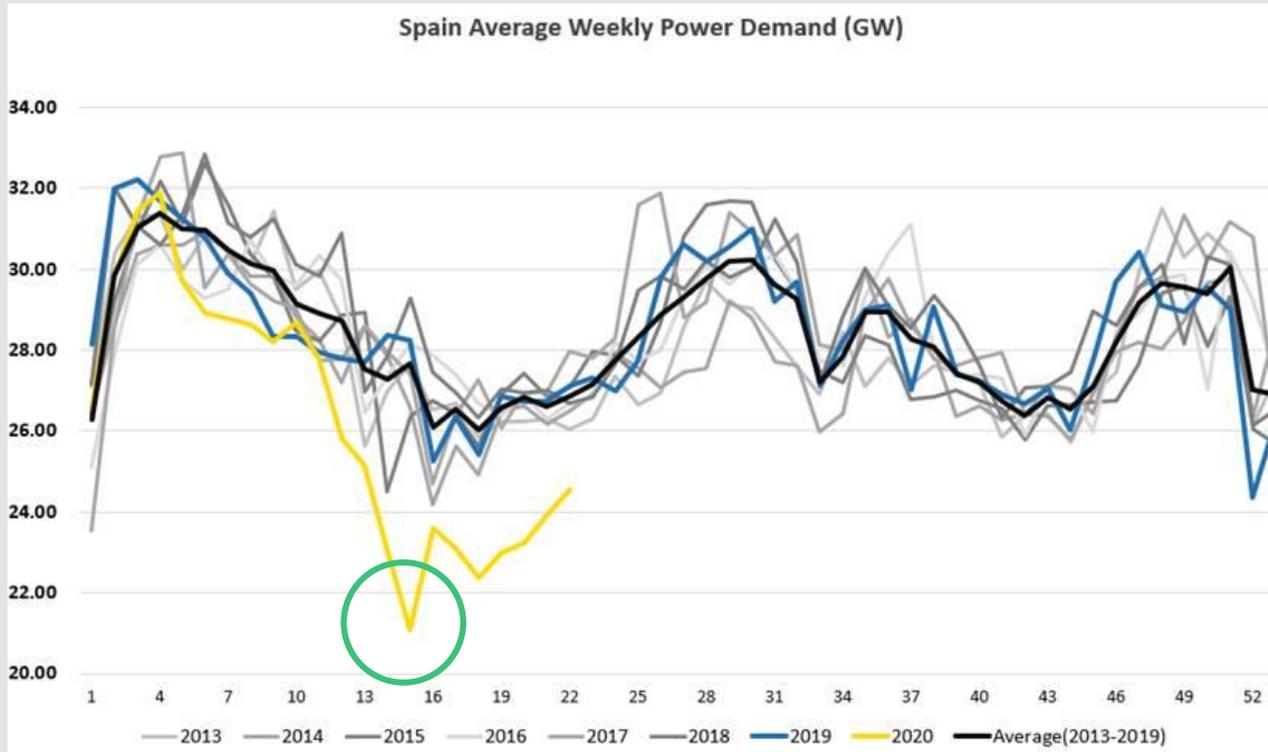
Um Bedarfschwankungen aufgrund von unterschiedlichen Temperaturen im Vergleich zu den Vorjahren bereinigt.

# Verbrauch Frankreich



**Die Tiefstwerte des Bedarfs sind europaweit von unterschiedlicher Dauer....**

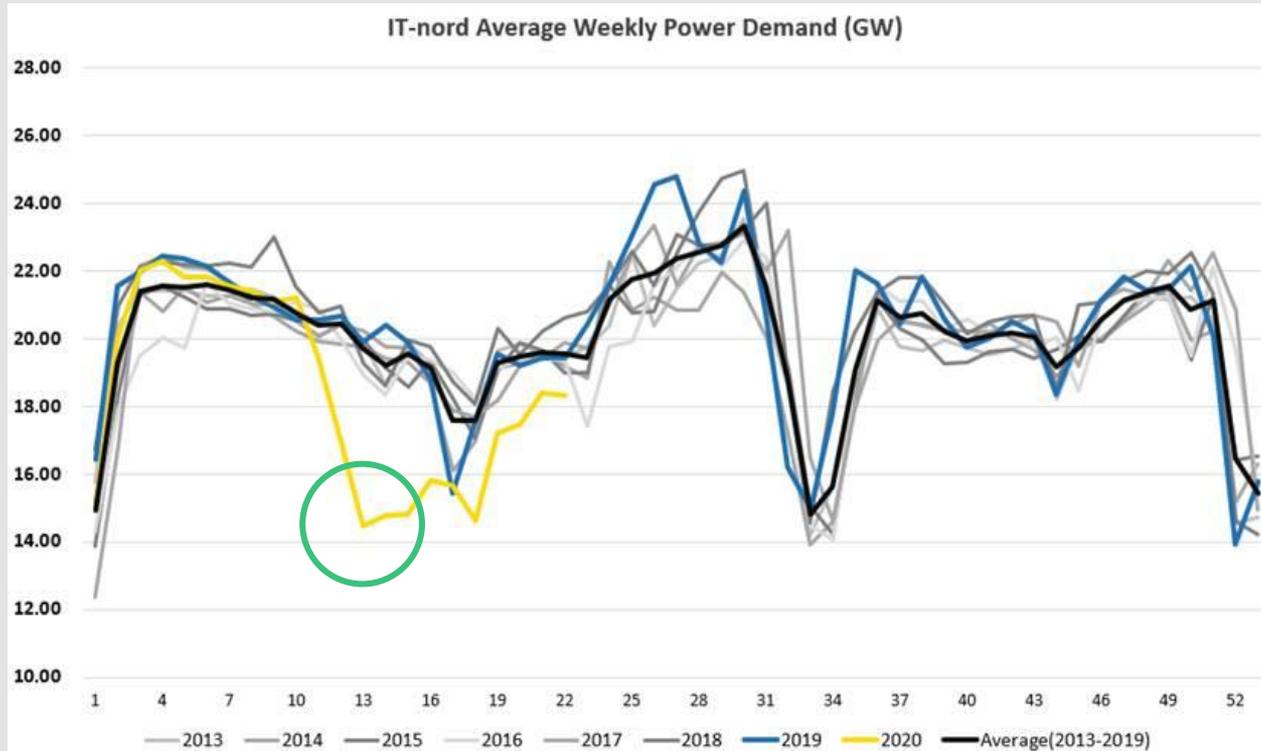
# Verbrauch Spanien



Die Tiefstwerte des Bedarfs sind europaweit von unterschiedlicher Dauer....

zu unterschiedlichen Zeitpunkten ...

# Verbrauch Italien Nord

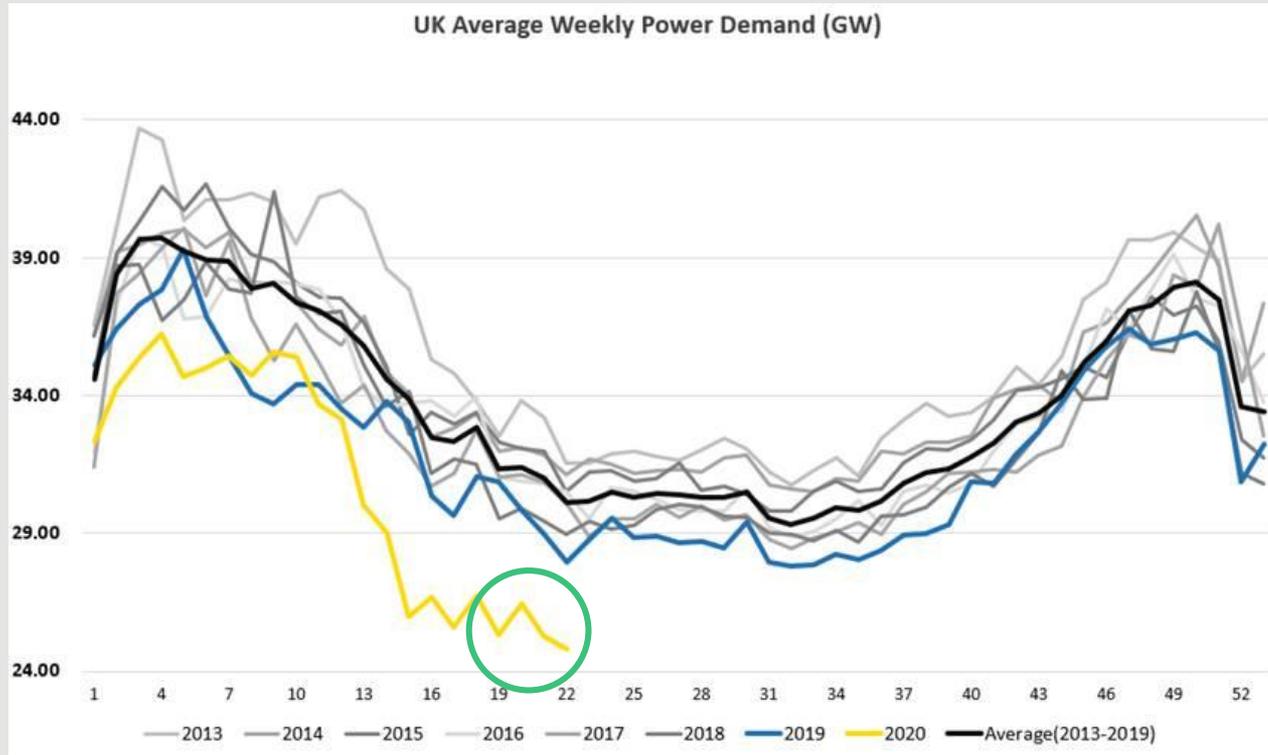


**Die Tiefstwerte des Bedarfs sind europaweit von unterschiedlicher Dauer...**

**zu unterschiedlichen Zeitpunkten ...**

**mit einer unterschiedlichen Intensität...**

# Verbrauch UK



Die Tiefstwerte des Bedarfs sind europaweit von unterschiedlicher Dauer....

zu unterschiedlichen Zeitpunkten ...

mit einer unterschiedlichen Intensität...

# % vom Normal-Verbrauch

	FR	DE	ES	It-nord	IT	UK
W10/normal	100.12%	96.97%	99.59%	99.88%	98.88%	96.24%
W11/normal	99.88%	100.57%	100.28%	95.88%	96.66%	97.09%
W12/normal	87.65%	94.71%	90.65%	83.83%	85.24%	95.10%
W13/normal	80.27%	93.75%	88.10%	66.58%	75.93%	87.24%
W14/normal	83.39%	95.13%	77.43%	71.45%	78.52%	85.36%
W15/normal	80.14%	91.58%	79.11%	74.57%	78.07%	83.80%
W16/normal	80.58%	92.65%	86.45%	75.31%	78.32%	82.20%
W17/normal	83.22%	95.36%	84.93%	81.57%	89.24%	83.76%
W18/normal	85.23%	95.25%	85.60%	81.33%	83.46%	85.46%
W19/normal	86.2%	95.4%	84.3%	86.9%	87.8%	86.5%
W20/normal	87.7%	95.2%	84.8%	88.2%	89.2%	80.3%
W21/normal	87.5%	93.3%	85.8%	91.1%	92.8%	83.1%
W22/normal	87.9%	94.0%	88.2%	92.6%	92.9%	84.5%

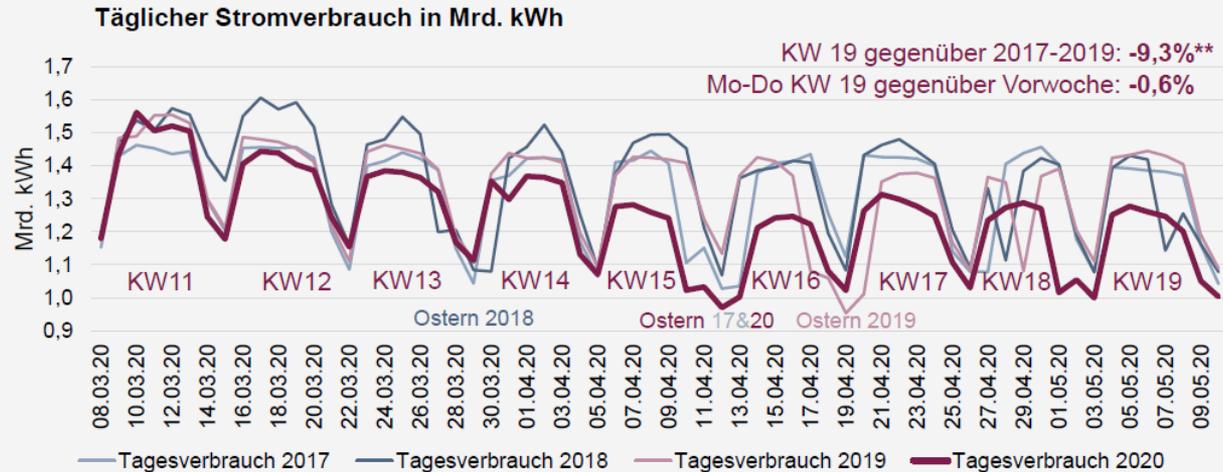
Die besondere Herausforderung ist hierbei, die "natürlichen" Bedarfschwankungen aufgrund von unterschiedlichen Temperaturen im Vergleich zu den Vorjahren herauszufiltern, um nur die Änderungen zu sehen, die auf den Konjunkturinbruch zurückzuführen sind.

# BDEW Studie - Stromverbrauch

## Täglicher Stromverbrauch in Mrd. kWh

08.03.-10.05.2020 im Vergleich zu 2017 bis 2019\*

**bdew**  
Energie. Wasser. Leben.



Quelle: BDEW (eigene Berechnung auf Basis smard.de)

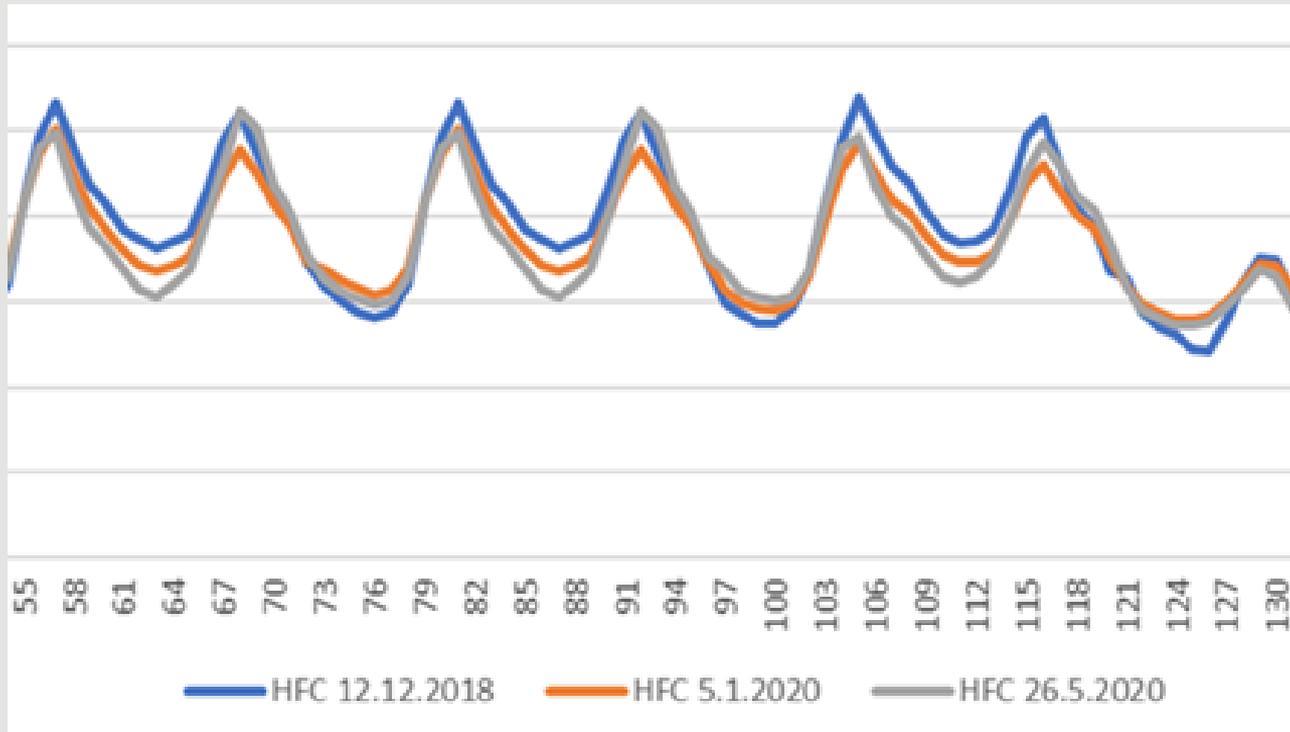
\*2017 bis 2019 mit jeweiliger Kalenderwoche 2020 synchronisiert

\*\* Abweichung 2020 zum Mittelwert 2017 bis 2019

BDEW Bundesverband der  
Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

11.05.2020

# Kaum Strukturverschiebungen



leichte  
Strukturänderungen:

leicht verbilligter  
Superpeak (11-14h)

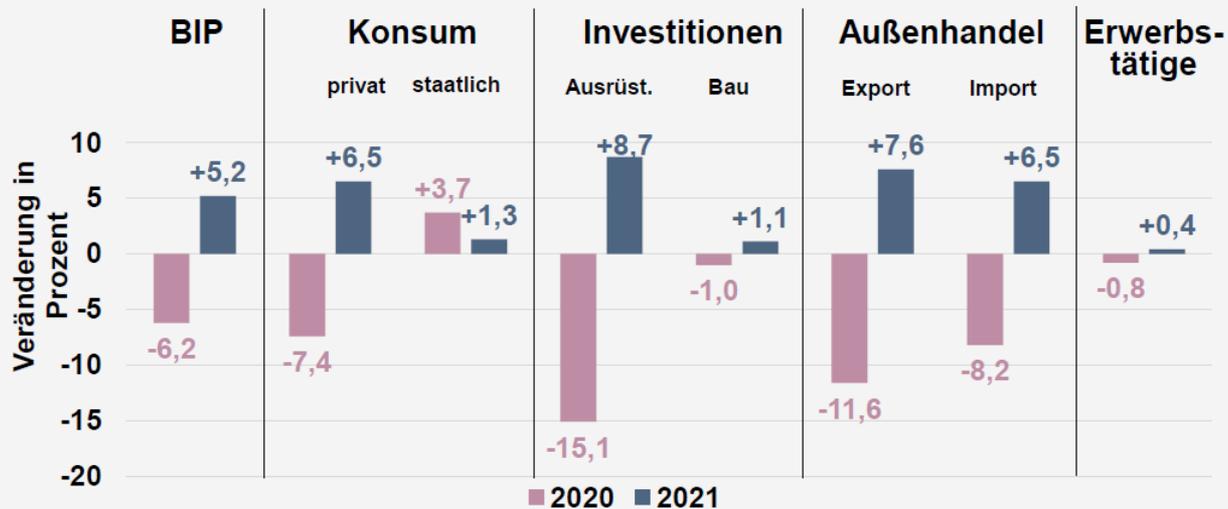
z.T. billigere  
Nachtstunden (Di-Do)

Ein abrupter  
struktureller Bruch  
beim Bedarf in D ist  
nicht zu erkennen.

# BDEW Studie - BIP

## Wirtschaftliche Entwicklung 2020/21: Projektion der Bundesregierung

**bdew**  
Energie. Wasser. Leben.



Quelle: Bundesregierung, Stand: 29.04.2020

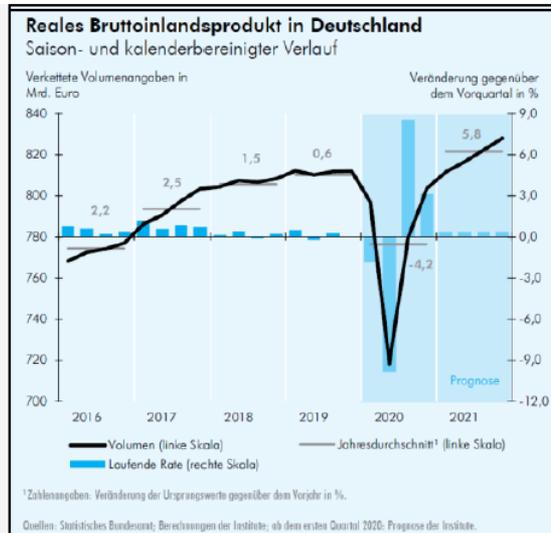
BDEW Bundesverband der  
Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

05.05.2020

# BDEW Studie - BIP

## BIP-Prognose 2020/21: Frühjahrgutachten 2020 der Institute

**bdew**  
Energie. Wasser. Leben.



### Veränderung zum Vorjahr\*:

Gesamtjahr 2020: **-4,2 %**

Gesamtjahr 2021: **+5,8 %**

### Veränderung gegenüber Vorquartal\*:

1. Q 2020: **-1,9 %**

2. Q 2020: **-9,8 %**

3. Q 2020: **+8,5 %**

4. Q 2020: **+3,1 %**

\*saison- und kalenderbereinigt

Quelle: Gemeinschaftsdiagnose #1-2020 der Projektgruppe Gemeinschaftsdiagnose vom 08.04.2020 (DIW, ifo, IFW, IWH, RWI)