

## **Antwort**

### **der Bundesregierung**

**auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Sandra Weeser, Michael Theurer, Bettina Stark-Watzinger, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der FDP  
– Drucksache 19/31724 –**

### **Bundes-Klimaschutzgesetz und Strommix 2030 zur Deckung der Residuallast**

#### Vorbemerkung der Fragesteller

Bereits mit dem ursprünglichen Bundes-Klimaschutzgesetzes (KSG) 2019 wurde die Hauptlast zur Erreichung der Klimazielerhöhung 2030 dem Sektor Energiewirtschaft auferlegt. War ursprünglich für das Jahr 2030 eine zulässige Jahresemissionsmenge von 175 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalent im KSG festgeschrieben, wurde diese mit der jüngsten Novelle des KSG auf noch 108 Millionen Tonnen oder um 38 Prozent abgesenkt. Dies entspricht den Werten des von der Bundesregierung vorgelegten Gesetzentwurfs. Gleichzeitig verfolgt die Bundesregierung das im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) verankerte Ziel, den Anteil der erneuerbaren Energien (EE) am Bruttostromverbrauch in Deutschland bis 2030 auf 65 Prozent zu erhöhen. Der Ausstieg aus der Kernenergie wird im Jahr 2022 abgeschlossen. Im Umkehrschluss müssen zur Deckung der sogenannten Residuallast dann noch mindestens 35 Prozent des Stroms auf fossiler Basis erzeugt oder importiert werden.

Mit dem weiteren Zubau volatil einspeisender erneuerbarer Stromkapazitäten werden jedoch auch die Jahresstunden zunehmen, in denen das EE-Angebot die Nachfrage übersteigt, was verstärkten Stromexport oder Abregelungen zur Folge haben kann. Mithin muss nach Ansicht der Fragesteller eine Residuallast von 35 Prozent des Bruttostromverbrauchs eher als eine Untergrenze betrachtet werden. Allgemein wird nach Ansicht der Fragesteller angenommen, dass der Stromverbrauch in Deutschland aufgrund neuer Stromanwendungen bis 2030 deutlich ansteigen wird, was den Strombedarf zur Deckung der Residuallast absolut gesehen noch erhöhen würde.

1. In welcher Höhe ergeben sich nach Kenntnis der Bundesregierung CO<sub>2</sub>-Emissionen aus der Erzeugung einer Kilowattstunde (kWh) Strom auf der Basis der unterschiedlichen etablierten fossilen Stromerzeugungstechnologien (bitte jeweils für die neueste Kraftwerksgeneration für Braunkohlekraftwerke, Steinkohlekraftwerke, thermische Abfallbehandlungsanlagen sowie jeweils mit Erdgas betriebene Gasmotorenanlagen, Gasturbinen sowie Gas- und Dampfkraftwerke [GuD] aufschlüsseln; bitte zusätzlich den Einfluss einer lastflexiblen Fahrweise [Teillasten, An- und Abfahrten] zum Ausgleich der fluktuierenden Erneuerbare-Energien-Einspeisung auf die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen zur Erzeugung 1 kWh Strom je aufgeführter Kraftwerkstechnologie darstellen)?

Die in der folgenden Tabelle dargestellten CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren beziehen sich auf die Bruttostromerzeugung. Es handelt sich hierbei um eine Durchschnittsbetrachtung der in Deutschland im Jahr 2020 installierten Kraftwerke. Neben den direkten Verbrennungsemissionen werden auch die vorgelagerten Emissionen, welche zum Beispiel beim Abbau und Transport fossiler Energieträger entstehen, ausgewiesen. Zudem werden bei den dargestellten Emissionsfaktoren die Primärenergieeinsparungen aus der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK-)Nutzung in Anlehnung an die Richtlinie 2004/8/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Februar 2004 berücksichtigt.

Eine Aufgliederung der Emissionsfaktoren nach unterschiedlichen Kraftwerksgenerationen ist nicht möglich, da die hierfür notwendige Daten zum Brennstoffeinsatz und der daraus resultierenden Bruttostromerzeugung Kohortenspezifisch nicht vorliegen.

Emissionsfaktoren bezogen auf die Bruttostromerzeugung

Energieträger	CO <sub>2</sub> - Emissionsfaktor Ausschließlich direkte Verbrennungsemissionen	CO <sub>2</sub> - Emissionsfaktor Unter Berücksichtigung der vorgelagerten Emissionen
	[Gramm pro Kilowattstunde]	[Gramm pro Kilowattstunde]
Biogener Anteil des Siedlungsabfalls	0	0*
Fossiler Anteil des Siedlungsabfalls	726	726*
Braunkohle	1 008	1 025
Steinkohle	764	829
Erdgas	375	396
Heizöl leicht	716	821

Quelle: Berechnung des Umweltbundesamtes (UBA) auf Basis von ZSE (UBA 2021), GEMIS (INAS 2020) und AGEBA (2021)

\* Vorgelagerte Emissionen werden gleich 0 gesetzt, da die Aufwendungen für die Siedlungsabfallsorgung ohnehin angefallen wären.

Eine Abschätzung zur Auswirkung von lastflexiblen Fahrweisen haben u. a. Ziems et al. (2012) in ihrer Arbeit zum Kraftwerksbetrieb bei Einspeisung von Windparks und Photovoltaikanlagen für Erdgas und Steinkohlekraftwerke vorgenommen. Demnach kann sich der mittlere Jahreswirkungsgrad von Steinkohle und Gas-und-Dampf-(GuD-)Erdgaskraftwerken im Jahr 2023 um 2 bis 3 Prozent reduzieren, wenn die Anlage flexibler gefahren werden muss. Ein gegenläufiger Effekt ergibt sich, wenn in Zeiten, in denen die Änderungen im Einspeiseprofil (durch volatile Erneuerbare Energien-Erzeugung) den Änderungen im Nachfrageprofil folgen (bzw. diesen ähnlich sind), eine Reduktion der Anzahl der konventionellen An- und Abfahrprozesse (damit der Teillastbereiche) zu verzeichnen ist. Weiterhin finden kontinuierlich technische Anpassungen an Kraftwerken statt, die einen effizienteren Betrieb in Teillast ermöglichen. Auch kann das Ausscheiden älterer Kraftwerke im Zeitverlauf zu geringeren durchschnittlichen Emissionsfaktoren führen. So haben auch die durchschnittlichen auf die Bruttostromerzeugung bezogenen Nutzungsgrade (mit

Ausnahme des stagnierenden Erdgas-Nutzungsgrades) trotz des immer höheren Erneuerbare Energien-Anteils in den letzten Jahren zugelegt.

2. Wie viele CO<sub>2</sub>-Emissionen ergeben sich nach Kenntnis der Bundesregierung aus der Erzeugung 1 kWh Strom auf der Basis von Erdöl bzw. leichtem Heizöl in Gasturbinenkraftwerken und GuD-Anlagen?

Leichtes Heizöl spielt aufgrund der Kostenstruktur des Energieträgers bei der Stromerzeugung eine untergeordnete Rolle. In Gasturbinen und GuD-Anlagen wird nahezu ausschließlich Erdgas eingesetzt. Erdöl wird nach Kenntnis der Bundesregierung regelmäßig nicht zur Stromerzeugung eingesetzt. Der Einsatz von Heizöl beschränkt sich auf jene Gasturbinen, die neben Erdgas auch für den Einsatz von leichtem Heizöl ausgerüstet sind, und der Einsatz erfolgt nur dann, wenn die Erdgasbelieferung infolge von Festlegungen in den Lieferverträgen bei hoher Erdgasnachfrage unterbrochen werden darf und kann. Die mittleren CO<sub>2</sub>-Emissionen pro Kilowattstunde eingespeiste Energie (kWhel) beim Einsatz von „Heizöl leicht“ zur Stromerzeugung sind in der Tabelle der Antwort zu Frage 1 ausgeführt.

Infolge der beschriebenen Einsatzsituation liegen der Bundesregierung für eine Berechnung bezogen auf die Anlagenart keine geeigneten Datengrundlagen zum Anlagenbestand vor. Legt man die Energieeffizienzwerte für gasölbetriebene Gasturbinen aus den Durchführungsbeschluss 2017/1442/EU vom 31. Juli 2017 zu BVT (Best-Verfügbare Technik) für Großfeuerungsanlagen, Kapitel 3.3.1, Tabelle 21 (Seite L212/49) zugrunde, kann für neue heizölbetriebene Gasturbinen mit offenem Kreislauf ein elektrischer Nettowirkungsgrad von mehr als 33 Prozent und für neue heizölbetriebene Gasturbinen in GuD-Anlagen einen elektrischen Nettowirkungsgrad von mehr als 40 Prozent zugrunde gelegt werden. Unter Zugrundelegung dieser Werte für die elektrischen Nettowirkungsgrade, weisen die genannten Anlagen einen spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor ohne Vorketten von 807 Gramm CO<sub>2</sub>/kWhel für Gasturbinen und von 666 Gramm CO<sub>2</sub>/kWhel für GuD-Anlagen auf.

3. Welche Erkenntnisse liegen der Bundesregierung vor, inwieweit die Auskopplung von Wärme in KWK-Kraftwerken die dann resultierenden CO<sub>2</sub>-Emissionswerte pro erzeugter kWh Strom jeweils erhöht, und wie groß der Emissionsanstieg jeweils ausfällt (bitte nach Kraftwerkstechnologien aufschlüsseln)?

Generell lässt sich festhalten, dass sich die auf die Stromproduktion bezogenen Brennstoffnutzungsgrade bei der zusätzlichen Auskopplung von Wärme in der Regel verringern (Stromverlust). Gleichzeitig verringert die Wärmeproduktion jedoch die Freisetzung von CO<sub>2</sub>-Emissionen an anderer Stelle – der ungekoppelten Bereitstellung von Wärme. Aus diesem Grund erreicht die gekoppelte Produktion von Strom und Wärme in KWK-Anlage gegenüber der ungekoppelten Produktion regelmäßig eine Emissionsminderung.

Da die produktbezogenen Emissionswerte erheblich vom individuellen Anlagentyp, dessen Fahrweise, der verdrängten ungekoppelten Wärmezeugung u. v. m. abhängen, liegen der Bundesregierung keine konkreten allgemeingültigen Angaben zu den strombezogenen Emissionswerten von einzelnen KWK-Anlagen vor.

Die Bundesregierung evaluiert jedoch regelmäßig die Energieerzeugung aus KWK einschließlich der spezifischen strom- bzw. wärmebezogenen CO<sub>2</sub>-Emissionen.

4. Wie viele CO<sub>2</sub>-Emissionen entfielen im Jahr 2020 (hilfsweise 2019) im Sektor Energiewirtschaft auf Emittenten wie Heizwerke, Raffinerien oder Pipelineverdichter, die keinen Beitrag zur Deckung der öffentlichen Stromversorgung leisten können (bitte nach Emittentengruppen und der Höhe nach aufschlüsseln)?

		<b>2019</b>
Heizwerke	Tonnen CO <sub>2</sub>	6 929 819
Raffinerien	Tonnen CO <sub>2</sub>	21 757 395
Erdgasverdichter/Pipelineverdichter	Tonnen CO <sub>2</sub>	1 193 970
gesamt	Tonnen CO <sub>2</sub>	29 881 184

Quelle: Nationaler Inventarbericht 2019 ([www.umweltbundesamt.de/publikationen/berichterstattung-g-unter-der-klimarahmenkonvention-6](http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/berichterstattung-g-unter-der-klimarahmenkonvention-6))

5. In welcher Höhe werden Emittenten gemäß Frage 4, die keinen Beitrag zur Deckung der Stromnachfrage leisten können, laut Projektionsbericht der Bundesregierung im Jahr 2030 noch CO<sub>2</sub>-Emissionen ausstoßen?

Nach dem Projektionsbericht 2019 entfallen im Jahr 2030 auf die „Heizwerke“ 10,6 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalente, auf die „Raffinerien“ 13,7 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalente und auf die „Erdgasverdichter/Pipelineverdichter“ 1,1 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalente ([https://cdr.eionet.europa.eu/de/eu/mm r/art04-13-14\\_lcds\\_pams\\_projections/projections/envxnw7wq/Projektionsbericht-der-Bundesregierung-2019.pdf](https://cdr.eionet.europa.eu/de/eu/mm r/art04-13-14_lcds_pams_projections/projections/envxnw7wq/Projektionsbericht-der-Bundesregierung-2019.pdf)).

Die primäre Datengrundlage des Projektionsberichts 2019 ist das Treibhausgasinventar bis zum Jahr 2016. Der Projektionsbericht berücksichtigt alle Maßnahmen, die bis 31. August 2018 verabschiedet worden sind, und ermittelt im Rahmen einer Modellierung deren zu erwartende Treibhausgasminderungswirkung in der Zukunft. Die in dem Szenario des Projektionsbericht 2019 projizierten Daten (ex-ante) sind naturgemäß mit Unsicherheiten behaftet, weshalb diese von den Daten aus dem Nationalen Inventarbericht 2019 abweichen können, in dessen Rahmen tatsächliche Emissionen im Rückblick (ex-post) berichtet werden.

6. Welcher CO<sub>2</sub>-Emissionsanteil an den 108 Millionen Tonnen stünde aus Sicht der Bundesregierung entsprechend 2030 noch maximal zur fossilen Stromerzeugung in Deutschland zur Verfügung?

Die Jahresemissionsmengen für die einzelnen Sektoren im Bundes-Klimaschutzgesetz sollen das Erreichen der Minderungsziele sicherstellen. Gleichzeitig haben Regierung und Parlament durch die Gestaltung und Verabschiedung von Maßnahmen den Freiraum, innerhalb der Sektoren über Schwerpunkte bei der Emissionsminderung zu entscheiden. Entsprechend gibt es keine spezifischen Vorgaben für den CO<sub>2</sub>-Emissionsanteil von Strom und von Wärme innerhalb der Jahresemissionsmenge. Im Übrigen wird auf die Antwort zu den Fragen 7 und 8 verwiesen.

7. Wie wurden die 108 Millionen Tonnen im Sektor Energiewirtschaft für das Jahr 2030 von der Bundesregierung berechnet bzw. hergeleitet?
8. Wurde die Bundesregierung bei der Berechnung zur Herleitung der 108 Millionen Tonnen von externen Gutachtern unterstützt, und wenn ja, von welchen?

Die Fragen 7 und 8 werden gemeinsam beantwortet.

Die Bundesregierung wurde bei der Festlegung der Sektorziele nicht von externen Gutachtern unterstützt. Sie hat bei ihrer Entscheidung einschlägige veröffentlichte Szenarien berücksichtigt, die einen kontinuierlichen Minderungspfad zur Treibhausgasneutralität abbilden. Grundsätzlich ist dabei zu beachten, dass das Sektorziel 2030 für die Energiewirtschaft im Gesamtkontext gesehen werden muss. Dabei wird deutlich, dass der Energiesektor noch immer den größten Anteil der Treibhausgasemissionen verursacht und gleichzeitig vergleichsweise kostengünstige und schnell verfügbare Minderungspotenziale bietet. Letztlich ist eine dekarbonisierte, auf die zunehmende Nutzung erneuerbare Energien setzende Energiebereitstellung die Basis für Treibhausgasneutralität auch in den übrigen Sektoren.

9. Mit welchem fossilen Strommix können die Sektorziele des KSG für 2030 im Sektor Energiewirtschaft aus Sicht der Bundesregierung erreicht werden?
10. Hat die Bundesregierung Kenntnis darüber, wie viel Stromerzeugung in Terawattstunden im Jahre 2030 noch aus Braunkohle- und Steinkohlekraftwerken stammen kann, wenn in diesem Jahr gemäß Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG) noch maximal 9 GW Braunkohle- und maximal 8 GW Steinkohleleistung am Strommarkt teilnehmen dürfen?

Die Fragen 9 und 10 werden gemeinsam beantwortet.

Der Einsatz von Kraftwerken, die damit einhergehende Stromproduktion und die hieraus wiederum resultierenden Treibhausgasemissionen hängen maßgeblich von individuellen betriebswirtschaftlichen Entscheidungen der Kraftwerksbetreiber ab. Da der Energiesektor und damit auch Kraftwerke zum weit überwiegenden Teil dem Emissionshandel auf europäischer Ebene unterliegen, ist für diese betriebswirtschaftliche Entscheidung die Entwicklung der Preise für Emissionsberechtigungen im europäischen Emissionshandel von besonderer Bedeutung. Demzufolge kann die Bundesregierung zu konkreten Strommengen aus mit fossilen Brennstoffen befeuerten Kraftwerken im Jahr 2030 keine Auskunft geben.

11. Werden die CO<sub>2</sub>-Emissionen von Kraftwerken in Reserven wie der Netzreserve oder von besonderen netztechnischen Betriebsmitteln gesondert betrachtet oder würde sich die zulässige Jahresemissionsmenge für Teilnehmer am regulären Strommarkt um diese CO<sub>2</sub>-Emissionen reduzieren?

Bei den CO<sub>2</sub>-Emissionen von Kraftwerken in Reserven wie der Netzreserve oder von besonderen netztechnischen Betriebsmitteln handelt es sich um Emissionen des Energiesektors.

12. Rechnet die Bundesregierung vor dem Hintergrund der verschärften Klimaziele mit einem großtechnischen Einsatz von klimaneutralem Wasserstoff zur Stromerzeugung schon im Jahr 2030, und wenn ja, in welchem Umfang (bitte Strommenge angeben)?

Einschlägige Szenarien geben hierauf in der Gesamtschau keine eindeutige Antwort. Die Stromerzeugung aus klimaneutralem Wasserstoff dürfte sich im Jahr 2030 aber in Grenzen halten.

So geht z. B. die Studie „Klimaneutrales Deutschland“ von Agora Energiewende und der Stiftung Klimaneutralität davon aus, dass 2030 20 Terawattstunden Wasserstoff zur Erzeugung von Strom (einschließlich Fernwärme) eingesetzt werden. Im Vorhaben des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland“ schwankt die für die reine Stromerzeugung in 2030 benötigte Menge an Wasserstoff in den drei Hauptszenarien zwischen 0 Terawattstunden und rund 4,2 Terawattstunden. Das Vorziehen der Klimaneutralität auf 2045, und die damit einhergehenden höheren Anforderungen an den Energiesektor, sind dabei noch nicht berücksichtigt.

Mit der Nationalen Wasserstoffstrategie hat die Bundesregierung im Jahr 2020 den Weg für den Markthochlauf von grünen Wasserstofftechnologien frei gemacht. Vorrangiges Ziel ist, diesen Markthochlauf bis 2030 zu organisieren und mindestens fünf Gigawatt Elektrolyseleistung zur Produktion von grünem Wasserstoff in Deutschland errichtet zu haben. Der hierin produzierte grüne Wasserstoff sollte jedoch nach Auffassung der Bundesregierung insbesondere in den Bereichen eingesetzt werden, in denen eine direkte Nutzung erneuerbarer Energie nicht möglich ist. Das heißt, dass die Bundesregierung auch in der Nationalen Wasserstoffstrategie nicht davon ausgeht, dass im Jahr 2030 in nennenswertem Umfang Wasserstoff zur Stromproduktion in Deutschland zum Einsatz kommt.

13. Welche Arten von Gaskraftwerksanlagen eignen sich nach Kenntnissen der Bundesregierung technisch, um 2030 vollständig mit Wasserstoff betrieben zu werden?

Für den Betrieb mit 100 Prozent Wasserstoff müssen bestehende Gaskraftwerke umgerüstet werden. Für welchen Kraftwerkstyp und Standort dies im Einzelnen möglich ist, können nur die Anlagenbetreiber und -hersteller beantworten. Wenn Kraftwerke von vornherein 100 Prozent-H<sub>2</sub>-ready errichtet werden, sind sie in jedem Fall und mit geringem Aufwand umrüstbar.

14. Können bei den Kraftwerksherstellern nach Kenntnis der Bundesregierung schon heute größere Gaskraftwerke ab 100 MW Leistung bestellt werden, die einen Betrieb mit 100 Prozent Wasserstoff ermöglichen würden?

Falls nein, ab wann ist aus Sicht der Bundesregierung die Errichtung von größeren Gaskraftwerksanlagen möglich, die vollständig mit Wasserstoff als Brennstoff betrieben werden können?

Bereits heute bieten verschiedene Kraftwerkshersteller Kraftwerke an, die mit 100 Prozent Wasserstoff betrieben werden können. Jedoch bietet bisher noch nicht jeder Hersteller jede Größenklasse an. Soweit der Bundesregierung bekannt, arbeiten die Kraftwerkshersteller aber derzeit verstärkt daran, ihr Produktportfolio zu vergrößern, und werden zeitnah weitere Anlagentypen auf den Markt bringen.



