

Berlin, 17. März 2022

**BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.**

Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

www.bdew.de

Fakten und Argumente

Kurzfristige Substitutions- und Einsparpotenziale Erdgas in Deutschland

SP-V

Version: 17.03.2022

Inhalt

1	Kernaussagen	3
2	Gesamtbetrachtung Erdgasbedarf und Substitutions- und Reduktionspotenziale	5
3	Kraftwerkspark: Strom- und Wärmeerzeugung in Kraftwerken.....	8
3.1	Substitutionspotenzial von Erdgas bei Gaskraftwerken	8
3.2	Möglichkeiten zur Stromsubstitution wegfallender Stromerzeugung aus Gaskraftwerken.....	14
4	Industrie: Kurzfristige Substitutions- und Einsparpotenziale von Erdgas....	16
5	Private Haushalte und Verkehr: Kurzfristige Substitutions- und Einsparpotenziale von Erdgas.....	18
6	Mindestbedarf von Kunden im Sinne des §53 EnWG	19
7	Importausweitung, Förderausweitung inländischer Gasproduktion und Lieferdiversifizierung	21

1 Kernaussagen

Der BDEW hat analysiert, welche kurzfristigen quantitativen Potenziale für Substitution und Einsparungen beim Verbrauch von Erdgas in Deutschland bestehen. Die beschriebenen Potenziale unterliegen keiner detaillierten Bewertung bezüglich des Umsetzungsaufwands und der Wirtschaftlichkeit und stellen keine Maßnahmenpriorisierung dar.

Wesentliche Aussagen:

Insgesamt lassen sich kurzfristig rund ein Fünftel des gesamten deutschen Gasbedarfs substituieren oder einsparen. Dies entspricht einem Drittel der Gasimporte aus Russland. 2021 hatten die Lieferungen aus Russland einen Anteil von 55 % am gesamten Gasverbrauch in Deutschland. Seit Oktober 2021 haben sich die Lieferungen aus Russland allerdings vermindert, der Importanteil liegt aktuell unter 40 %. Die fehlenden Mengen wurden durch Lieferungen aus den Niederlanden und Norwegen ausgeglichen. Bei einem dauerhaften Importanteil von 40 % entspräche das Substitutions- und Reduktionspotenzial etwa der Hälfte der russischen Gaslieferungen. Die mengenmäßig größten Potenziale kommen aus der ungekoppelten Stromerzeugung gefolgt von den privaten Haushalten. Beim aktuellen Preisniveau für Erdgas im Großhandel wird dieses Potenzial derzeit vermutlich bereits marktlich teilweise erschlossen. Insgesamt kann die entfallende Stromerzeugung aus Gaskraftwerken mit vorhandenen Erzeugungskapazitäten kompensiert werden.

Kernergebnisse im Einzelnen:

Kunden aus Haushalten und grundlegenden sozialen Diensten stehen mit §53a EnWG unter besonderem Schutz. Sie haben einen Anteil von knapp der Hälfte am deutschen Gasverbrauch und müssen mit den noch verfügbaren geringeren Erdgasmengen versorgt werden. Hingegen würde die Industrie von einer Liefereinstellung voll getroffen werden ohne realistische kurzfristige Optionen einer Energieträgersubstitution. Es bestünde die Gefahr von Produktionseinschränkungen, Betriebsstillegungen und Unterbrechungen von Lieferketten als unmittelbare Folge.

Insgesamt ist das kurz- bis mittelfristige Substitutionspotenzial für Erdgasanwendungen in der Industrie mit 8 % des gesamten industriellen Erdgasverbrauchs relativ gering. Der industrielle Erdgasverbrauch hat einen Anteil von rund einem Viertel (ohne Brennstoffeinsatz für die Stromerzeugung in Industriekraftwerken) am gesamten deutschen Erdgasverbrauch. Erdgas wird in der Industrie überwiegend zur Erzeugung von Prozesswärme auf hohem Temperaturniveau benötigt. Hierbei handelt es sich um sehr spezialisierte Produktionsverfahren, so dass eine Substitution des Energieträgers Gas i. d. R. nur durch Neuinvestitionen in alternative Prozesstechnologie möglich ist. Der größte Verbrauchssektor Chemie weist daher mit 4 % ein

nur geringes relatives kurz- bis mittelfristiges Potenzial auf. Dabei nimmt die chemische Industrie unter den erdgasintensiven Wirtschaftszweigen eine Sonderstellung ein, da Erdgas nicht nur zur Erzeugung von Prozesswärme genutzt, sondern in beträchtlichem Umfang als Rohstoff eingesetzt wird. Etwas größere Potenziale können lediglich in der Nahrungsmittelinindustrie und in der Metallerzeugung mit jeweils rd. 13 % kurz- bis mittelfristig erschlossen werden.

In Branchen, wo Erdgas eher für Niedrigtemperaturprozesse wie Raumheizung und Warmwasser genutzt wird, bestehen tendenziell höhere Einsparpotenziale. Allerdings weisen diese Branchen geringere absolute Verbräuche auf, was entsprechend die quantitativen Einsparpotenziale vermindert.

Der größte Teil der Erdgaskraftwerke muss wegen der Sicherstellung der Wärmeversorgung von Bevölkerung und Betrieben über Kraft-Wärme-Kopplung weiter betrieben werden. Das Substitutions- und Reduktionspotenzial beträgt 36 % des Erdgasverbrauchs der Kraftwerke der öffentlichen Versorgung und in der Industrie.

Die wegfallende Stromerzeugung aus Gaskraftwerken lässt sich marktlich durch eine höhere Auslastung der Bestandskraftwerke im Markt und/oder der Nutzung der Reservekraftwerke ersetzen. Dabei sind regionale Aspekte bzw. die Standorte der Erzeugungsanlagen (z.B. im Hinblick auf die Systemsicherheit in den Stromnetzen) für die Bewertung zu berücksichtigen.

Kurzfristiges Einsparpotenzial liegt im Wärmebedarf der Haushalte und des Sektors Gewerbe/Handel/Dienstleistungen (GHD), dies kann über Verhaltensänderungen zumindest zu einem Teil erschlossen werden. Rund 21 Mio. private Haushalte in Deutschland nutzen Erdgas. Die Haushalte verbrauchten 2021 insgesamt rund 310 Mrd. kWh Erdgas, zum weitaus größten Teil für Raumwärme (ca. 80 %) und Warmwasserbereitung. Insbesondere bei der Raumwärme bestehen große Einsparpotenziale. Große Teile davon sind kurzfristig erschließbar, sie werden aber durch Komfortbedürfnisse und Verhalten sowie die technische Ausstattung bestimmt. Hier könnte kurzfristig etwa eine massive Einsparkampagne der Bundesregierung ansetzen. Darüber hinaus werden die zu erwartenden massiven Preissteigerungen für Heizenergien das Energiesparen in den Haushalten weiter befördern und auch direkte Substitutionsprozesse durch Zusatzheizungen (z. B. Holz, elektrische Heizlüfter etc.) auslösen. Insgesamt kann ein Reduktionspotenzial in den Haushalten von ca. 15 % angenommen werden. Beim Sektor GHD kann mit ca. 10 % Einsparpotenzial gerechnet werden.

Zurzeit werden in Deutschland rund 83.000 Erdgas-PKW genutzt. Dazu kommen erdgasbetriebene Busse im öffentlichen Nahverkehr. Ein Wegfall dieser Fahrzeuge wäre unter Umständen als Sofortmaßnahme möglich. Das gesamte Einsparpotenzial ist mit rund 2 Mrd. kWh allerdings sehr gering.

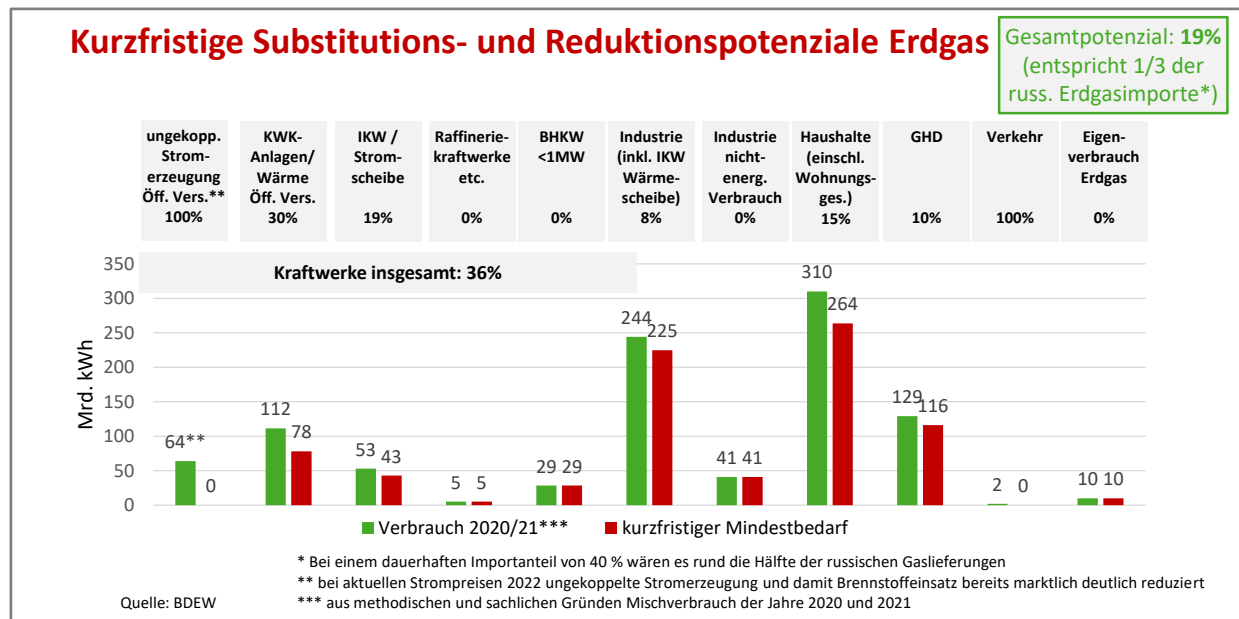
Der Anteil der inländischen Erdgasförderung am Erdgasverbrauch Deutschlands betrug 2021 rund 5 %. Kurzfristig ist eine Steigerung der Förderung um 5-10 % der aktuellen Fördermengen erreichbar.

Neben Russland sind Norwegen und die Niederlande die wichtigen Erdgaslieferanten für Deutschland. Kurzfristig könnten die Niederlande die Produktion im Groningen-Feld ausweiten. Für den europäischen Markt wären zudem insbesondere mehr LNG-Importe und geringe Mehrmengen aus Algerien erzielbar. Aktuell bezieht Europa auch verstärkt Flüssigerdgas via Großtanker aus den USA und Katar. Insbesondere dort und in Australien sind Produzenten in der Lage, ihre Angebotsmenge kurzfristig auszuweiten. Es besteht somit die Möglichkeit, zusätzliche Flüssigerdgas-Mengen zu beziehen – allerdings bei voraussichtlich hohen Preisen. Zu beachtende Engpässe sind die weltweite Nachfrage sowie die Verfügbarkeit von LNG-Schiffen, Terminals und Transportleitungen.

2 Gesamtbetrachtung Erdgasbedarf und Substitutions- und Reduktionspotenziale

Insgesamt lassen sich kurzfristig 19 % des deutschen Gasbedarfs substituieren oder einsparen. Dies entspricht einem Drittel der Gasimporte aus Russland. 2021 hatten die Lieferungen aus Russland einen Anteil von 55 % am gesamten Gasverbrauch in Deutschland. Gelänge es, den aktuellen Importanteil russischen Erdgases von rd. 40 % (Jan.-Mrz. 2022) dauerhaft beizubehalten, könnten mit den kurzfristigen Potenzialen knapp die Hälfte der russischen Gaslieferungen vermieden bzw. ausgeglichen werden. Für die Berechnungen wurden Kraftwerke, Heizkraftwerke und Heizwerke, die Industrie, private Haushalte und Wohnungsgesellschaften, der Bereich Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) sowie der Verkehr jeweils für sich im Hinblick auf deren kurzfristige Substitutions- und Reduktionspotenziale bei Erdgas analysiert. Die Potenziale basieren auf der technischen und prozessualen Machbarkeit. Wirtschaftlichkeitsaspekte, regulatorische Hemmnisse oder restringierende externe Faktoren wurden nicht berücksichtigt. Die Analyse betrachtet kurzfristige Potenziale mit einem Zeithorizont bis weit in den nächsten Winter, d. h. die Substitutions- oder Reduktionsmaßnahmen sind ohne größeren Investitions- oder Umrüstungsaufwand durchführbar.

Im Bereich der Kraftwerke, Heizkraftwerke und Heizwerke ergibt sich ein Substitutions- und Reduktionspotenzial von 36 % des Gasbedarfs, wobei sich die Potenziale über die einzelnen Kraftwerkstypen deutlich unterscheiden. Die Unterteilung der Kraftwerkstypen folgt ihrer Einsatzart (ungekoppelt / Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)), aber auch ihrer sektoralen Zuordnung (Öffentliche Versorgung / Industrie / Raffinerien). Mit dieser Unterteilung wird zum einen den teilweise sehr unterschiedlichen Substitutions- und Reduktionspotenzialen Rechnung getragen, zum anderen folgt sie der Struktur der vorliegenden Basisdaten für die Brennstoffeinsätze.



Bereich	Basisjahr Verbrauch	Erdgasverbrauch	Anteil am	Substitutions-	Mindestbedarf Erdgas	Substitutions-
		2020/21	Erdgasverbrauch	und Reduktions-		und Reduktions-
		Mrd. kWh	%	%	Mrd. kWh	Mrd. kWh
ungekoppelte Stromerzeugung Öffentliche Versorgung	2020	64	6%	100%	0	64
KWK-Anlagen/Wärmeversorgung Öffentliche Versorgung	2020	112	11%	30%	78	33
Industriekraftwerke (IKW) / nur Stromseite (ohne Raffineriekraftw.)	2020	53	5%	19%	43	10
Raffineriekraftwerke etc.	2020	5	1%	0%	5	0
BHKW <1MW	2020	29	3%	0%	29	0
Kraftwerke insgesamt (einschl. Industrie Wärmescheibe KWK)	2020	314*	31%	36%	201**	113
Industrie (prod. Gewerbe einschl. Wärmescheibe KWK)	2020	244	24%	8%	225	19
nicht-energetischer Verbrauch Industrie	2020	41	4%	0%	41	0
Haushalte (einschl. Wohnungsgesellschaften)	2021	310	31%	15%	264	47
Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD)	2021	129	13%	10%	116	13
Verkehr	2021	2	0%	100%	0	2
Eigenverbrauch Erdgasinfrastruktur	2021	10	1%	0%	10	0
GESAMT	2020/21	998	100%	19%	810	188

Quelle: BDEW

* 314 Mrd. kWh Erdgasverbrauch Kraftwerke insgesamt, darin enthalten 52 Mrd. kWh aus Zeile Industrie

** 201 Mrd. kWh Mindestbedarf Kraftwerke insgesamt, darin enthalten 47 Mrd. kWh aus Zeile Industrie

Die ungekoppelte Stromerzeugung lässt sich vollständig reduzieren, sofern die Strommengen durch andere Erzeugungsarten ersetzt werden können. Dabei ist allerdings zu berücksichtigen, dass bei den aktuellen Gaspreisen diese Kraftwerke derzeit schon nur sehr geringe Auslastungen aufweisen, d. h. deren Reduktionspotenzial vermutlich schon marktlich gehoben wird. Zudem sind regionale Aspekte bzw. die Standorte der Erzeugungsanlagen z.B. im Hinblick auf die Systemsicherheit in den Stromnetzen für die Bewertung heranzuziehen.

Der Gasbedarf von KWK-Anlagen kann nur eingeschränkt reduziert werden, da diese maßgeblich Wärme für die öffentliche Fernwärmeversorgung liefern. Das zweitgrößte Potenzial liefern Heizungen und die Warmwasserbereitung im Bereich der privaten Haushalte, wobei hier unterstellt wird, dass die privaten Haushalte von sich aus sowohl aufgrund von freiwilligen Maßnahmen als auch aufgrund der hohen Energiepreise ihren Energieverbrauch reduzieren. Die kurzfristigen Einsparpotenziale in der Industrie sind insgesamt begrenzt, da die Nutzung der Prozesswärme i. d. R. für die Aufrechterhaltung der Produktion notwendig ist und Substitutionspotenziale oft nur durch Investitionen für Umrüstungen mit entsprechenden Planungs- und Realisierungszeiträumen erschlossen werden können.

Für die Berechnungen der Substitutions- und Einsparpotenziale wurde für die Bereiche Haushalte und Wohnungsgesellschaften, GHD und Verkehr die Verbräuche aus dem 2021 aufgrund der kühleren Witterung verwendet. Für die Bereiche Kraftwerke und Industrie werden die Verbräuche des Jahres 2020 herangezogen. Erstens, weil das Coronajahr 2020 aufgrund der Pandemie eine etwas geringere wirtschaftliche Aktivität abbildet, was angesichts der aktuellen Situation auch für das Jahr 2022 erwartet werden kann und zweitens für die Detailanalyse dieser Bereiche die erforderlichen Daten für das Jahr 2021 noch nicht in der notwendigen Detailtiefe vorliegen.

Die Substitutions- und Reduktionspotenziale sind statisch ermittelt und ohne Berücksichtigung marktlicher Effekte und ohne Bewertung der Wirtschaftlichkeit der einzelnen Optionen. Zudem werden mögliche Potenziale ohne detaillierte Bewertung der technischen oder rechtlichen Maßnahmen für eine Umsetzung beschrieben. Auch eine Priorisierung einzelner Potenziale erfolgt nicht. Für die Erschließung dieser Potenziale bedarf je nach Maßnahme spezieller Anreize, Unterstützungsmaßnahmen, regulatorischer Anpassungen oder geringinvestiver Maßnahmen. Detailfragen bezüglich der Machbarkeit oder der technischen Umsetzbarkeit einzelner Maßnahmen können hier nicht ausführlich beleuchtet werden, müssen aber im weiteren Prozess tiefergehend untersucht und bewertet werden. Zusätzlich zur statischen Analyse wurde das Substitutions- und Reduktionspotenzial im Bereich der Gaskraftwerke durch eine Strommarktmodellierung untermauert.

Unterjährig schwanken Gasverbräuche vor allem witterungsbedingt stark, d. h. in Bereichen, in denen der Raumwärme- und Warmwasserbedarf im Vordergrund steht, sind die saisonalen Schwankungen höher (v. a. private Haushalte, soziale Einrichtungen etc.). In Bereichen, in

denen Erdgas eher zu Produktionszwecken (v. a. Industrie) eingesetzt wird, folgt der Erdgasverbrauch stärker der Produktion und weist dementsprechend geringe witterungsbedingte Schwankungen auf.

3 Kraftwerkspark: Strom- und Wärmeerzeugung in Kraftwerken

3.1 Substitutionspotenzial von Erdgas bei Gaskraftwerken

Kernaussagen:

- **Auf den Einsatz von Gaskraftwerken kann nicht vollständig verzichtet werden, da sonst die Wärmeversorgung von Haushalten (Fernwärme) und Betrieben (Prozesswärme) gefährdet wäre.**
- **36 % bzw. 113 Mrd. kWh des Gasbedarfs der Kraftwerke der öffentlichen Versorgung und in der Industrie können durch Substitution oder Reduktion vermieden werden:** Bei Aufrechterhaltung der Wärmeversorgung in Fernwärmenetzen unter Berücksichtigung von kurzfristigen Fuel-Switching-Optionen (Gas zu Öl in bivalenten Kraftwerken, Erhöhung der Wärmeeinspeisung andere Einspeiser) sowie Verbrauchseinsparungen der Fernwärmekunden ergibt sich ein Substitutions- und Reduktionspotenzial von 36%. Die einzelnen Potenziale basieren auf Expertenschätzungen und sind daher mit einer gewissen Unsicherheit behaftet. Für die Erschließung dieser Potenziale sind zudem geeignete Anreize, Unterstützungsleistungen, regulatorische und rechtliche Anpassungen oder geringinvestive Maßnahmen erforderlich. So müssten z. B. für die Umstellung des Betriebs auf Heizöl die entsprechenden genehmigungsrechtlichen Voraussetzungen geschaffen werden sowie eine TÜV-Prüfung der Anlage erfolgen. Bezogen auf den gesamten Gasverbrauch in Deutschland ergibt sich daraus eine Substitutions- und Reduktionspotenzial von 11 %. Dabei muss bei bivalenten Kraftwerken eine ausreichende Bevorratung sowie eine regelmäßige Versorgung mit Heizöl gewährleistet sein und es müssen in einem Fernwärmenetz alternative Einspeisemöglichkeiten bestehen.
- **Durch den reduzierten Weiterbetrieb der gasbasierten KWK-Anlagen verbleiben 51 Mrd. kWh Stromerzeugung aus Gaskraftwerken, 44 Mrd. kWh Stromerzeugung müssen durch andere Erzeugungstechnologien ersetzt werden (s. Tabelle S. 10):** KWK-Anlagen erzeugen immer auch Strom. In gewissem Umfang kann die Relation von Strom- und Wärmeerzeugung zugunsten der Wärmeerzeugung verschoben werden, was ebenfalls berücksichtigt wurde. Der Einsatz als reiner Wärmelieferant ohne Stromauskopplung ist nur bei einem geringen Anteil der KWK-Anlagen möglich und in den

Berechnungen berücksichtigt, auch wenn ein solcher Einsatz im Hinblick auf Effizienz und Wirtschaftlichkeit nicht sinnvoll ist.

- Die Stromerzeugung aus **ungekoppelten Gaskraftwerken** kann in der öffentlichen Versorgung im Prinzip vollständig reduziert werden, da bezüglich der Jahresstromerzeugung hinreichende Optionen für die Substitution des Strombedarfs durch andere Erzeugungsarten bestehen. Beim aktuellen Gaspreisniveau sind allerdings viele dieser Anlagen bereits deutlich geringer ausgelastet als im Jahr 2020, sodass sich deren Gasbedarf bereits marktlich bedingt deutlich reduziert hat. Im Einzelfall muss allerdings der Standort der Anlage bzw. deren Lage im Stromnetz berücksichtigt werden. Auch könnte es erforderlich sein, diese Kraftwerke dennoch für einzelne Stunden zur Spitzenlastdeckung einzusetzen, sodass geringe Gasverbräuche in diesem Bereich anfallen können.
- **Sowohl KWK-Anlagen der Öffentlichen Versorgung als auch industrielle KWK-Anlagen haben hohe Bedeutung:**
Nicht nur die Versorgung von Haushaltskunden und sozialen Einrichtungen ist von essentieller Bedeutung, sondern auch die Energieversorgung der Industrie (überwiegend Prozesswärme) ist in zahlreichen Branchen Grundlage für die Aufrechterhaltung der Produktion (z. B. Grundstoffchemie, Papierherstellung, Nahrungsmittel etc.).
- **In einzelnen Stunden können Gaskraftwerke unabhängig von der Wärmebereitstellung zur Spitzenlastdeckung erforderlich sein.**
- **Phasen mit extremer Witterung (Kälteperioden) können den erforderlichen Gasbedarf für KWK-Anlagen entsprechend erhöhen oder es wären vorübergehende zusätzliche Einsparungen an anderer Stelle notwendig, um die Wärmeversorgung zu gewährleisten.**

Kurzfristige Substitutions- und Reduktionspotenziale bei gasbasierten Kraftwerken (Kraftwerke, Heizkraftwerke und reine Heizwerke):

	Elektrische Leistung	Stromerzeugung brutto 2020	Wärmeerzeugung brutto 2020	Brennstoffeinsatz Strom 2020	Brennstoffeinsatz Wärme 2020	Mindestenerzeugung Strom	Mindestbedarf Brennstoffeinsatz Strom	Mindestbedarf Brennstoffeinsatz Wärme	Mindestbedarf Brennstoffeinsatz Erdgas	Substitutions- und Einsparpotenzial Stromseite	Substitutions- und Einsparpotenzial Wärmeseite	Substitutions- und Einsparpotenzial Gesamt	Substitutionsfähigkeit
	GW	Mrd. kWh	Mrd. kWh	Mrd. kWh	Mrd. kWh	Mrd. kWh	Mrd. kWh	Mrd. kWh	Mrd. kWh	%	%	%	
Kraftwerke und Wärmeerzeuger der Öffentlichen Versorgung	21,8	60,5	61,0	120,7	60,7	20,1	37,0	46,6	83,7	69%	23%	54%	
davon KWK-Anlagen >1 MW	12,1	29,5	40,0	53,4	37,3	17,5	33,7	27,4	61,1	37%	26%	33%	nur gering substituierbar, wenn Kraftwerk bivalent (2,5 GW Öl), bedingte Einsparung durch Fokus Wärmekopplung (1,8 GW mit 40% Einsparung) zzgl. Einsparung durch alternative Wärmequellen im FW-Netz und allgemeiner Einsparung (zusammen 10%)
davon ungekoppelte Anlagen Strom	9,4	29,3	-	64,0	-	0,9	0,0	0,0	0,0	100%	100%	100%	überwiegend substituierbar durch andere konventionelle Kraftwerke bzw. bivalent (0,3 GW Öl); ggf. geringfügige Spitzenlasterzeugung möglich
ungekoppelte Wärme (Spitzenkessel Wärme der Öff. Vers.)	-	-	6,3	0,0	8,2	-	0,0	6,5	6,5	-	21%	21%	nur gering substituierbar, wenn Spitzenlastkessel bivalent (Annahme 10% Öl) zzgl. Einsparung alternative Einsparungen im FW-Netz und allgemeiner Einsparung (zusammen 10%)
reine Heizwerke >1MW	-	-	10,0	0,0	12,7	-	0,0	10,2	10,2	-	20%	20%	nur gering substituierbar, wenn Heizwerk bivalent (Annahme 10% Öl) zzgl. Einsparung alternative Einsparungen im FW-Netz und allgemeiner Einsparung (zusammen 10%)
kleine BHKW wärmegeführt <1 MW	<0,3	1,7	4,7	3,3	2,6	1,7	3,3	2,6	5,9	0%	0%	0%	nicht substituierbar; ggf. geringfügige Brennstoffwechselformen (Öl, Biomethan etc.)
Kraftwerke in der Industrie >1 MW (ohne Raffineriekraftwerke)	5,3	25,9	51,6	52,9	52,3	22,5	42,0	47,6	89,6	21%	9%	15%	
davon KWK-Anlagen	5,0	24,1	46,7	47,7	46,6	22,5	42,0	41,9	83,9	12%	10%	11%	nur gering substituierbar, wenn Kraftwerk bivalent (0,5 GW Öl)
davon ungekoppelte Anlagen	0,3	1,8	-	5,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	100%	100%	100%	überwiegend substituierbar, wenn Fremdbezug Strom möglich
ungekoppelte Wärme (Spitzenkessel Wärme der Industrie)	-	-	4,9	0,0	5,7	0,0	0,0	5,7	5,7	-	0%	0%	nur gering substituierbar, wenn Spitzenlastkessel bivalent (Annahme 10% Öl)
Raffineriekraftwerke	0,2	1,0	2,9	1,4	3,7	1,0	1,4	3,7	5,1	0%	0%	0%	kein Substitutionspotenzial, da Weiterbetrieb Raffinerien für Mineralölversorgung erforderlich
BHKW <1MW	2,4	7,2	13,2	12,8	9,8	7,2	12,8	9,8	22,6	0%	0%	0%	geringes Substitutionspotenzial, ggf. Reduktionspotenziale auf der Stromseite erschließbar
GESAMT	29,7	94,6	128,7	187,8	126,5	50,8	93,2	107,7	200,9	50%	15%	36%	

verbleibende Stromerzeugung aus Erdgas (Mrd. kWh)	50,8												
zu ersetzende Stromerzeugung aus Erdgas (Mrd. kWh)	43,8												
Kraftwerke: Substitutions- und Reduktionspotenzial Erdgas (Mrd. kWh)										94,6	18,7	113,3	
Substitutions- und Reduktionspotenzial Erdgas (in %)										50%	15%	36%	

Quellen: BDEW (eigene Berechnungen), Stat. Bundesamt, Bundesnetzagentur

Die Tabelle zeigt die Strom- und Wärmeerzeugung der gasbasierten Kraftwerke der Öffentlichen Versorgung, der gasbasierten Kraftwerke in der Industrie und der dezentralen kleinen BHKW <1MW elektrischer Leistung inkl. reiner Heizwerke sowie die dazugehörigen Gasbedarfe (Brennstoffeinsatz) unter normalen Voraussetzungen. Die Spalten „Mindestbedarf Brennstoffeinsatz Strom“ und „Mindestbedarf Brennstoffeinsatz Wärme“ zeigen die erforderlichen Mengen, um die Wärmeversorgung in öffentlichen Fernwärmenetzen und den Wärmebedarfs der Industrie sicherzustellen unter Berücksichtigung der abgeschätzten kurzfristigen Substitutions- und Reduktionspotenziale (Spalte Substitutionsfähigkeit). Das Substitutions- und Reduktionspotenzial ergibt sich als Differenzrechnung zur Strom- und Wärmeerzeugung im Jahr 2020. Die Vorgehensweise entspricht hier einer statischen Analyse unter Abschätzung

kurzfristig mit überschaubarem Aufwand realisierbarer Substitutions- und Reduktionspotenziale, wobei im Einzelfall für einzelne Kraftwerke oder Fernwärmenetze Restriktionen bezüglich der Umsetzbarkeit bestehen können.

Modellrechnungen THEMA Consulting Group für den BDEW zur Substituierbarkeit von gasbasierter Stromerzeugung:

- **Modellrechnungen für das Jahr 2023 zeigen, dass kurzfristig mit verschiedenen Maßnahmen 37 Mrd. kWh Stromerzeugung im Vergleich zu 2020 in der gasbasierten Stromerzeugung vermieden werden können.**
Die berücksichtigten Potenziale umfassen die vollständige Vermeidung nicht zwingend notwendiger Stromerzeugung in Gaskraftwerken und die Nutzung der Steinkohlekraftwerke in der Netzreserve im Regelbetrieb sowie die Nutzung der Braunkohlekraftwerke in der Sicherheitsbereitschaft im Regelbetrieb als relativ einfach umsetzbare Maßnahmen. Zudem wird als theoretische Option der Weiterbetrieb der derzeit in Betrieb befindlichen Kernkraftwerke im Jahr 2023 modelliert, wodurch ein zwar zusätzliches, aber begrenztes Vermeidungspotenzial von 3 Mrd. kWh Stromerzeugung in Gaskraftwerken erschlossen werden könnte. Der Erdgasverbrauch in Gaskraftwerken wird damit um 7,4 bcm bzw. 78 Mrd. kWh gemindert. Die Modellrechnungen untermauern die Ergebnisse der statischen Analyse, die ein kurzfristiges Substitutions- und Reduktionspotenzial in Höhe von 44 Mrd. kWh ermitteln.
- **Das größte Potenzial bei voller Aufrechterhaltung der Fernwärmeversorgung weist die Vermeidung nicht zwingend notwendiger Stromerzeugung in Gaskraftwerken auf.** Dieses Potenzial beträgt 33 Mrd. kWh vermiedene Stromerzeugung in Gaskraftwerken im Vergleich zu 2020 gefolgt von der Mobilisierung der Kohlekapazitäten in Reserven (4 Mrd. kWh).
- **In Spitzenlastzeiten gepaart mit geringen Einspeisungen aus dargebotsabhängigen Erneuerbaren Energien ist kurzzeitig der stromseitige Einsatz von Gaskraftwerken unabhängig von der Wärmeversorgung erforderlich.**

Das Szenario „Gasverknappung“ unterstellt prohibitiv hohe Gaspreise, was modellseitig der Vermeidung aller nicht zwingend notwendiger Stromerzeugung aus Erdgas gleichkommt (Effekt Gasverknappung). Das Szenario „Aktivierung Netzreserve“ geht von der Nutzung der Steinkohlekraftwerke in der Netzreserve (zusätzliche 3,6 GW im Markt) sowie der Braunkohlekraftwerke der Sicherheitsbereitschaft (zusätzliche 1,8 GW im Markt) (Effekt Aktivierung Netzreserve) aus. Für beide Szenarien in Kombination ergeben die Berechnungen der THEMA Consulting Group, dass damit die Stromerzeugung aus Erdgas von 95 Mrd. kWh im Referenzjahr

2020 um 37 Mrd. kWh auf 58 Mrd. kWh sinkt. Ein hypothetischer Weiterbetrieb der Kernkraftwerke würde lediglich zu einer zusätzlichen Reduktion der Stromerzeugung in Gaskraftwerken in Höhe von 3 Mrd. kWh führen.

Im deutschen Erzeugungsmix kann die Stromerzeugung mit fossilem Erdgas auf ca. 55 TWh_{el} reduziert werden

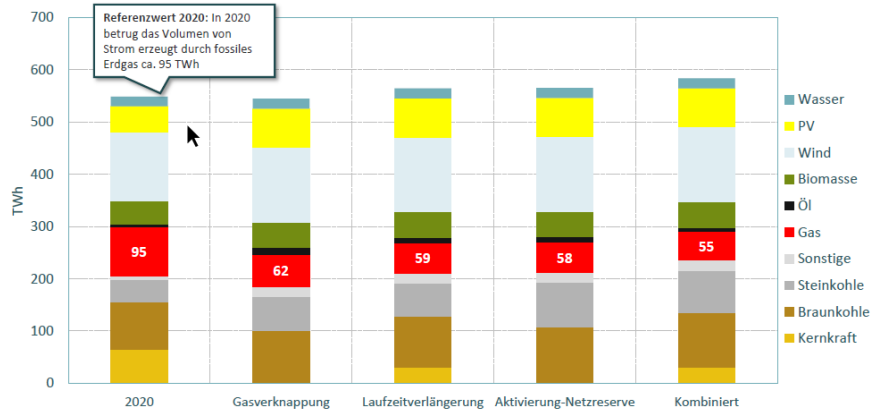
Kommentar

Im Vergleich zum Jahr 2020 ließe sich mit allen Maßnahmen das Stromvolumen erzeugt durch fossiles Gas um ca. 40 TWh_{el} reduzieren (von 95 TWh_{el} in 2020 auf 55 TWh_{el} in 2023).

Insgesamt entspräche dies einer Reduktion um 80 TWh_{th} oder 8 bcm. Hierbei nehmen wir vereinfachend einen Wirkungsgrad von 50% an.*

Nur ein geringer Teil darauf entfällt allerdings auf Laufzeitverlängerungen oder Aktivierung von Netzreserven. Das Gros der Reduktionen würde bereits durch prohibitiv hohe Gaspreise erreicht werden (=Gasverknappung).

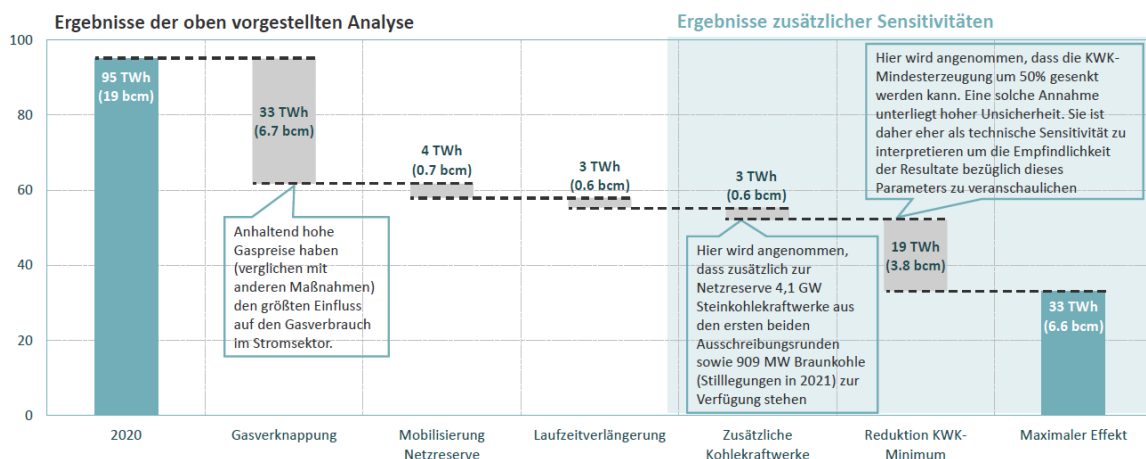
Produktionsvolumen 2023 in TWh nach Energieträger



* Im Modell sind Anlagen mit differenzierten Wirkungsgraden sowie Teillast-Wirkungsgraden abgebildet

Abschließende Bemerkungen: Zusätzliche Maßnahmen können eine weitere Senkung des Gasbezugs im Stromsektor bewirken

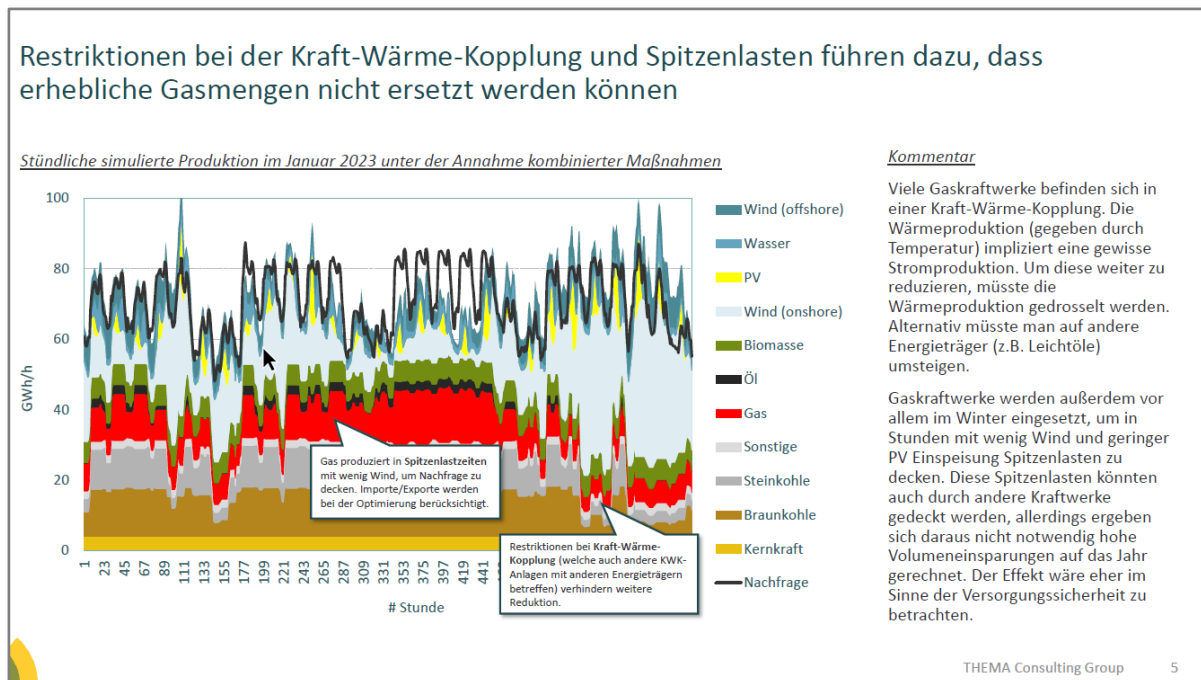
Stromerzeugung (TWh) und Brennstoffeinsatz (bcm) in Gaskraftwerken 2023 (nur Deutschland)*



* Wir nehmen hier zur Vereinfachung einen Wirkungsgrad bei Gaskraftwerken von 50% an. Im Modell selber sind Anlagen mit differenzierten Wirkungsgraden sowie Teillast-Wirkungsgraden abgebildet

Zusätzlich zu den Szenarien Gasverknappung, Mobilisierung Kohlereserven und der Laufzeitverlängerung hat THEMA Consulting noch weitere Sensitivitäten und deren Reduktionspotenziale berechnet. Die erste Sensitivität unterstellt die Reaktivierung von ca. 2/3 bzw. 4,1 GW der 2021 im Rahmen der ersten beiden Ausschreibungsrunden bereits stillgelegten Steinkohlekraftwerke sowie 0,9 GW der Braunkohle-Kraftwerke, die gemäß KVBG bereits 2021 stillgelegt wurden. Diese Annahmen wurden nicht hinsichtlich ihrer Umsetzbarkeit überprüft und es ist unklar, ob eine Reaktivierung zum jetzigen Zeitpunkt überhaupt möglich wäre. Die Berechnungen sollen lediglich das hypothetische Substitutionspotenzial bei der gasbasierten Stromerzeugung abschätzen. Dieses ist mit einer zusätzlichen Verdrängung von 3 TWh erdgasbasierter Stromerzeugung im deutschen Strommarkt relativ gering trotz einer Reaktivierung von 5 GW Erzeugungsleistung. Das bedeutet nicht, dass diese reaktivierten Kraftwerke lediglich 3 TWh Strom erzeugen, deren Auslastung kann durchaus höher sein und ihre Erzeugung auch gasbasierte Stromerzeugung im benachbarten Ausland ersetzen. Zudem wird deren Beitrag zur gesicherten Leistung in dieser Betrachtung nicht bewertet.

Als weitere relativ extreme Sensitivität wurde untersucht, welcher hypothetische Reduktionsbeitrag erreicht würde, wenn die KWK-Mindestenerzeugung um 50 % reduziert werden könnte. In der kurzfristigen Perspektive ist es sehr unwahrscheinlich solche Reduktionspotenziale auf der Wärmeseite zu erreichen, da damit auch eine Reduktion der ausgekoppelten Wärmeleistung für die öffentliche Fernwärmeversorgung und für die Industrie einher gehen würde. Die Sensitivität zeigt ein zusätzliches hypothetisches Potenzial von 19 TWh vermiedener Stromerzeugung bzw. 40 Mrd. kWh vermiedener Gasverbrauch (3,8 bcm) in Gas-KWK-Anlagen auf und liefert Hinweise auf mittel- und langfristige Substitutionspotenziale, wenn durch investive Maßnahmen, verstärktem Einsatz dekarbonisierter Gase, grüne Fernwärme oder alternative Wärmekonzepte der Einsatz erdgasbasierter KWK reduziert werden kann.



Die stündliche Betrachtung des Januars zeigt, dass selbst im Fall der zusätzlichen Mobilisierung von Kohlekraftwerken in Phasen mit geringen Windeinspeisungen vorübergehend der Einsatz von Gaskraftwerken in substanziellem Umfang notwendig ist. In Zeiten mit hohen Windeinspeisungen liefern gasbasierte KWK-Anlagen lediglich den zur Sicherung der Wärmeversorgung notwendigen Mindestbedarf bzw. die damit verbundene stromseitige Erzeugung ins Stromsystem.

3.2 Möglichkeiten zur Stromsubstitution wegfallender Stromerzeugung aus Gaskraftwerken

- **Stromseitig gibt es – im Gegensatz zur Wärmeversorgung – umfangreiche Substitutionspotenziale für den Ersatz der gasbasierten Stromerzeugung. Die zu ersetzende Strommenge von über 44 Mrd. kWh (s. Kap. 3.1) lässt sich ohne oder mit zum Teil geringem Aufwand substituieren.**
- **Für die Aktivierung dieser Potenziale ist unterschiedlicher Aufwand in Bezug auf technische und regulatorische Maßnahmen erforderlich (im Detail siehe Tabelle):**
 - Ohne Aufwand möglich ist eine Erhöhung der Auslastung der im Markt befindlichen Kraftwerke, die mit Braunkohle, Steinkohle oder Öl betrieben werden. Die Auslastungserhöhung erfolgt grundsätzlich je nach Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien und Brennstoffpreisen. Das Potenzial beträgt rd. 32 Mrd. kWh Stromerzeugung. Bei den aktuellen Großhandelspreisen für Erdgas ist davon

auszugehen, dass diese marktlichen Effekte bereits jetzt schon im Großhandelsmarkt für Strom wirken. Zusätzliche Einspeisungen durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien im vergangenen Jahr und laufenden Jahr sind selbstverständlich ungemein hilfreich zur Bedarfsdeckung Strom, sind hier aber nicht explizit dargestellt.

- Mit geringem oder zumindest leistbarem Aufwand in Bezug auf gesetzliche und regulatorische Anpassungen ergibt sich weiteres Potenzial durch den Weiterbetrieb von KWK-Steinkohleanlagen, für die aktuell gasbasierte Ersatzprojekte kurz vor der Fertigstellung stehen und anstelle der Ersatzanlagen vorerst weiterbetrieben werden. Hinzu kommt die Nutzung von Reservekraftwerken im Regelbetrieb (Netzreserve und Braunkohlen-Sicherheitsbereitschaft; in der Kapazitätsreserve befinden sich derzeit ausschließlich Gaskraftwerke). Nicht evaluiert wird an dieser Stelle, dass damit die systemseitige Reservefunktion (Netzbetrieb und gesicherte Leistung) dieser Kraftwerke entfällt oder zumindest deutlich eingeschränkt wird. Das Potenzial beträgt rd. 36 Mrd. kWh.

Optionen zur stromseitigen Substitution von wegfallender gasbasierter Stromerzeugung:

Substitutionsmöglichkeiten: (technische Substitution ohne Berücksichtigung der Wirtschaftlichkeit)		2022	2021	Potenzial	zusätzliche Strom- erzeugung	Aufwand	Machbarkeit
		GW	Mrd. kWh	Mrd. kWh	Mrd. kWh		
Braunkohle							
Braunkohlekraftwerke Bestand	Erhöhung der Auslastung 7000h	16,9	110,2	118,3	+8,1	keiner	erfolgt direkt über den Markt / ggf. Anpassung der Tagebauplanung erforderlich
Braunkohlekraftwerke Sicherheitsbereitschaft	Regelbetrieb 5500 h	1,1		6,1	+6,1	gering	regulatorische Anpassung notwendig / Reservefunktion gemindert, aber Einsatz generell unwahrscheinlich / ggf. Anpassung der Tagebauplanung erforderlich
Braunkohlekraftwerke Rückholung Stilllegungen gemäß Staatsvertrag	Regelbetrieb 5500 h	0,9		5,0	+5,0	unklar	rechtliche Änderung erforderlich / Zustand Anlagen und Betriebsgenehmigung maßgeblich
Steinkohle							
Steinkohlekraftwerke Bestand	Erhöhung der Auslastung 5000 h	14,9	54,7	74,5	+19,8	keiner	erfolgt direkt über den Markt / Annahme alternative Kohllieferungen bis Q4 22 vorhanden / Annahme Weiterbetrieb der Kraftwerke 3./4. Ausschreibung
Steinkohlekraftwerke Netzreserve	Regelbetrieb 3500 h	3,6		12,6	+12,6	gering	regulatorische Anpassung notwendig / Reservefunktion gemindert, Redispatch, Netzengpassmanagement
Weiterbetrieb von Anlagen, die derzeit via KWKG umgerüstet werden	Regelbetrieb 5000 h, Wirkung ab 2023	0,8		4,0	+4,0	gering	regulatorische Anpassung notwendig / KWKG-Anpassung, um KWK-Förderung Neuanlage zu gewährleisten
Steinkohlekraftwerke Rückholung Stilllegungen gemäß KVBG	Regelbetrieb 3500 h	6,2		21,7	+21,7	unklar	rechtliche Änderung erforderlich / Zustand Anlagen und Betriebsgenehmigung maßgeblich
Ölkraftwerke							
Ölkraftwerke Bestand	Erhöhung der Auslastung 3000 h	3,1	4,9	9,3	+4,4	keiner	erfolgt direkt über den Markt
Ölkraftwerke Netzreserve	Regelbetrieb 2500 h	1,6		4,0	+4,0	gering	regulatorische Anpassung notwendig / Reservefunktion gemindert
bnBM Marbach	ab 2023 verfügbar, Regelbetrieb 2500 h	0,3		0,8	+0,8	gering	regulatorische Anpassung notwendig / Reservefunktion gemindert
Gaskraftwerke							
bivalenter Betrieb Öl	Annahme 80% der Anlagen	3,4		8,2	+8,2	gering	möglich, wenn genehmigungsrechtliche Anpassungen und Versorgung mit Öl sichergestellt

Potenzial Stromerzeugung ohne Aufwand	32,3
Potenzial Stromerzeugung mit geringem Aufwand	35,7
Potenzial Stromerzeugung mit unklarem Aufwand	26,7
GESAMT	94,7

Quelle: BDEW

- Mit unklarem Aufwand ergeben sich weitere Potenziale in Höhe von 27 Mrd. kWh. Für die Nutzung dieser Potenziale sind entweder tiefgreifende regulatorische Anpassungen oder noch im Detail zu klärende technische Anforderungen erforderlich. Diese Potenziale umfassen die Reaktivierung der im Zuge des Kohleausstiegs bereits im Jahr 2021 stillgelegten Stein- und Braunkohlekraftwerke, sofern dies noch möglich ist.

4 Industrie: Kurzfristige Substitutions- und Einsparpotenziale von Erdgas

Kurz- bis mittelfristige Substitutionspotenziale Erdgas in der Industrie:

	Endenergieverbrauch Erdgas (ohne nicht-energetischen Verbrauch)					Substitutionspotential Erdgas durch elektr. Strom/Öl/EE (bis Herbst/Winter 2022)					
	Mech. Energie	Prozess- wärme	Raum- wärme	Warm- wasser	Summe	Mech. Energie	Prozess- wärme	Raum- wärme	Warm- wasser	Potential	
	TJ	TJ	TJ	TJ	TJ	%	%	%	%	TJ	%
Gewinnung von Steinen und Erd	81	3.135	291	31	3.538	85	4	3	75	226	6,4
Ernährung und Tabak	1.985	102.999	11.903	1.227	118.115	85	12	5	75	15.563	13,2
Papiergewerbe	1.457	70.359	1.571	156	73.543	85	3	5	75	1.877	2,6
Grundstoffchemie	6.945	192.017	2.368	262	201.593	85	1	5	75	8.139	4,0
Sonstige chemische Industrie	1.016	29.399	3.225	387	34.027	85	4	5	75	2.491	7,3
Gummi- u. Kunststoffwaren	361	12.735	7.004	721	20.821	85	5	5	75	1.835	8,8
Glas u. Keramik	891	56.770	1.811	180	59.651	85	10	5	75	4.548	7,6
Verarbeitung v. Steine u. Erden	2.579	40.580	632	66	43.857	85	5	5	75	3.799	8,7
Metallerzeugung	5.789	57.708	313	30	63.839	86	5	4	71	7.955	12,5
NE-Metalle, -gießereien	685	32.844	2.410	229	36.168	95	4	5	75	2.257	6,2
Metallbearbeitung	610	21.642	17.504	1.787	41.543	85	8	5	75	4.465	10,7
Maschinenbau	413	2.848	17.106	2.000	22.368	85	2	5	75	2.764	12,4
Fahrzeugbau	676	16.586	16.217	1.685	35.164	85	3	5	75	3.147	8,9
Sonstige Wirtschaftszweige	1.465	25.439	11.037	1.250	39.190	85	4	5	75	3.752	9,6
Industrie gesamt (Bergbau, Gew. Steine u. Erden, Verarbeit. Gewerbe)	24.953	665.061	93.394	10.011	793.420					62.818	7,9

Quelle: AGEB (ergänzt um eigene Berechnungen und Schätzungen von EEFA, Münster)

- Die in der Tabelle dargestellten Potenziale beruhen auf aktuellen Fortschreibungen einer Studie über Einsparmöglichkeiten in der Industrie von EEFA, Münster.
- Insgesamt ist das kurz- bis mittelfristige Substitutionspotenzial für Erdgasanwendungen in der Industrie mit 8 % des industriellen Erdgasverbrauchs vergleichsweise gering.
- Aufgrund der aktuellen Gaspreisentwicklung für Industriekunden dürften auch jetzt schon direkt erschließbare Substitutions- und Reduktionspotenziale genutzt werden, sofern dafür z. B. keine Umrüstungsmaßnahmen erforderlich sind oder die höheren Produktionskosten nicht an die Kunden gewälzt werden können.

- Erdgas wird in der Industrie überwiegend zur Erzeugung von Prozesswärme auf hohem Temperaturniveau benötigt, etwa für Glaswannen oder Industrieöfen. Hierbei handelt es sich um sehr spezialisierte Produktionsverfahren, so dass eine Substitution des Energieträgers Gas i. d. R. nur durch Neuinvestitionen in strom- oder ölbasierte Prozesstechnologie möglich ist.
- Der größte Verbrauchssektor Grundstoffchemie weist mit 4 % ein nur geringes relatives kurz- bis mittelfristiges Potenzial auf, bezüglich der Prozesswärme sind es sogar nur 1 %. Dabei nimmt die chemische Industrie unter den erdgasintensiven Wirtschaftszweigen eine Sonderstellung ein, da Erdgas nicht nur zur Erzeugung von Prozesswärme u.a. genutzt, sondern in beträchtlichem Umfang als Rohstoff eingesetzt wird. Dabei nutzt die chemische Industrie die in allen fossilen Energieträgern enthaltenen, mehr oder weniger komplexe Kohlenwasserstoffverbindungen zur Synthese organischer Verbindungen, um daraus eine Vielzahl von Zwischen- und verkaufsfähigen Endprodukten zu erzeugen. Die kaum überschaubare Vielfalt chemischer Erzeugnisse, die damit verbundene Heterogenität chemischer Produktionsverfahren, die Kombination verschiedener (energieintensiver/-extensiver sowie endo- und exothermer) Prozesse und nicht zuletzt die mit alledem einhergehende ausgeprägte Nutzung von Kuppelgasen bzw. -produkten schränken die kurzfristigen Substitutionspotentiale insbesondere in der chemischen Grundstoffproduktion (aber auch in der übrigen Chemiewirtschaft) erheblich ein. Ein substanzieller Teil des nicht-energetischen Erdgasverbrauchs in der chemischen Industrie dient der Herstellung von Wasserstoff. Hier ist perspektivisch durch den Bau von Elektrolyseuren eine Substitution in höherem Umfang möglich.
- Die stoffliche Nutzung von Erdgas, konzentriert sich auf die chemische Grundstoffindustrie z.B. zur Produktion von Olefinen und Alkenen (wie Ethylen, Propylen, Butadien oder Butylen). Olefine werden katalytisch, durch Dampfspaltung in Hochtemperaturprozessen u.a. aus Erdgas gewonnen, sie bilden Vorprodukte für den größten Teil organischer Grundchemikalien, die ihrerseits wiederum als Zwischenprodukte wie Polyethylen, Polyvinylchlorid (PVC) oder Polystyrol in der Primärproduktion von Kunststoff, aber auch in der Farben- und Lackeproduktion oder der Produktion von Wasch- und Reinigungsmitteln dienen.¹ Im Jahr 2020 betrug der nichtenergetische Einsatz von Erdgas in der Industrie insgesamt rd. 40 Mrd. kWh und damit 11 % des gesamten industriellen Erdgasverbrauchs. Allein die chemische Industrie setzte 2020 rund

¹ Eine größere Rolle spielt der stoffliche Einsatz von Erdgas innerhalb der chemischen Industrie auf zur Produktion von Düngemitteln.

37 Mrd. kWh Erdgas als Rohstoff ein. Außerhalb chemischer Produktionsprozesse wird Erdgas in nennenswertem Umfang vor allem in der Metallherzeugung (rd. 1,8 Mrd. kWh) u. a. als Reduktionsmittel bei der Produktion von Roheisen und Rohstahl genutzt.

- Das größte relative kurz- bis mittelfristige Potenzial weist die Nahrungsmittelindustrie als zweitgrößtem industriellen Erdgasverbraucher auf. Hier könnten typische Prozesse wie Erhitzen und Trocknen grundsätzlich leichter durch eine Umstellung auf Energieträger wie Strom oder Öl bewerkstelligt werden. Trotzdem dürfte aber auch hier eine Energieumstellung nur in Einzelfällen kurzfristig erreichbar sein.
- Die Substitutionspotenziale der Papierherzeugung als drittgrößtem Erdgasverbraucher in der Industrie weist mit 2,6 % ein nur geringes relatives Potenzial auf. Die Metallherzeugung als viertgrößtem Erdgasverbraucher hingegen erreicht immerhin ein kurzfristiges Substitutionspotenzial von 12,5 %.
- In der Glasindustrie ist eine kontinuierliche Versorgung mit Gas für die Produktion unerlässlich. Die Unternehmen der Glasindustrie haben i. d. R. keine alternativen Brennstoffe als Reserve gelagert, und eine Umstellung der Produktionsprozesse auf andere Energieträger ist technisch nicht möglich bzw. würde mehrere Monate Vorbereitungszeit benötigen.
- In Branchen, wo Erdgas eher für Niedrigtemperaturprozesse wie Raumheizung und Warmwasser genutzt wird, bestehen tendenziell höhere Einsparpotenziale. Allerdings weisen diese Branchen geringere Absolutverbräuche auf, was entsprechend die absoluten Einsparpotenziale vermindert.
- Generell bestehen im Einzelfall Substitutionspotenziale, wenn Zwischen- oder Endprodukte aus dem Ausland importiert werden (z. B. Glas, Düngemittel, Stahl etc.). Dies allerdings vorbehaltlich der Verfügbarkeiten der Produkte, Logistikkapazitäten und Preisen.

5 Private Haushalte und Verkehr: Kurzfristige Substitutions- und Einsparpotenziale von Erdgas

Rund 21 Mio. private Haushalte in Deutschland nutzen Erdgas. Die Haushalte verbrauchten 2021 insgesamt rund 310 Mrd. kWh Erdgas, zum weitaus größten Teil für Raumwärme (ca. 80 %) und Warmwasser und zu einem sehr geringen Teil zum Kochen. Insbesondere bei der Raumwärme bestehen Einsparpotenziale. Große Teile davon sind kurzfristig erschließbar, sie werden aber durch Komfortbedürfnisse und Verhalten sowie die technische Ausstattung bestimmt.

Als Faustregel kann gelten, dass eine Reduzierung der Raumtemperatur in der Heizperiode um 1 Grad eine Verbrauchsminderung von etwa 5-6 % bewirkt. Zudem kann durch verändertes Lüftungsverhalten insbesondere in der Übergangszeit und Beachtung weiterer Effizienztipps der Heizenergieverbrauch in den Wohnungen reduziert werden. Auch durch einfache technische Eingriffe wie Abstellen der Warmwasserzirkulation oder smarte Heizungsthermostate lässt sich der Energiebedarf vermindern. Diese Potenziale könnten über eine gezielte massive Informationskampagne von Versorgern und Bundesregierung zumindest zu einem Teil erschlossen werden.

Darüber hinaus werden die zu erwartenden massiven Preissteigerungen für Heizenergien das Energiesparen in den Haushalten weiter befördern und auch direkte Substitutionsprozesse durch Zusatzheizungen (z. B. Holz, elektrische Heizlüfter etc.) auslösen

Insgesamt kann ein Reduktionspotenzial von ca. 15 % angenommen werden.

Im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) werden mit 10 % im Vergleich geringere Einsparpotenziale vermutet, weil die Reduktionspotenziale beispielsweise im Gastgewerbe, Gesundheitssektor oder in Handwerksbetrieben eingeschränkter sind als in privaten Haushalten, deren gasbedarf vorwiegend der Raumwärme und Warmwasserbereitung dient.

Zurzeit werden in Deutschland rund 83.000 Erdgas-PKW genutzt. Dazu kommen erdgasbetriebene Busse im öffentlichen Nahverkehr. Ein Wegfall der Fahrleistungen dieser Fahrzeuge wäre unter Umständen durch Sofortmaßnahmen möglich. Das gesamte Einsparpotenzial liegt mit 1,8 Mrd. kWh allerdings sehr gering. Zudem würde der größere Teil des substituierten Verkehrs dann auf Basis von ölbasierten Treibstoffen stattfinden.

6 Mindestbedarf von Kunden im Sinne des §53 EnWG

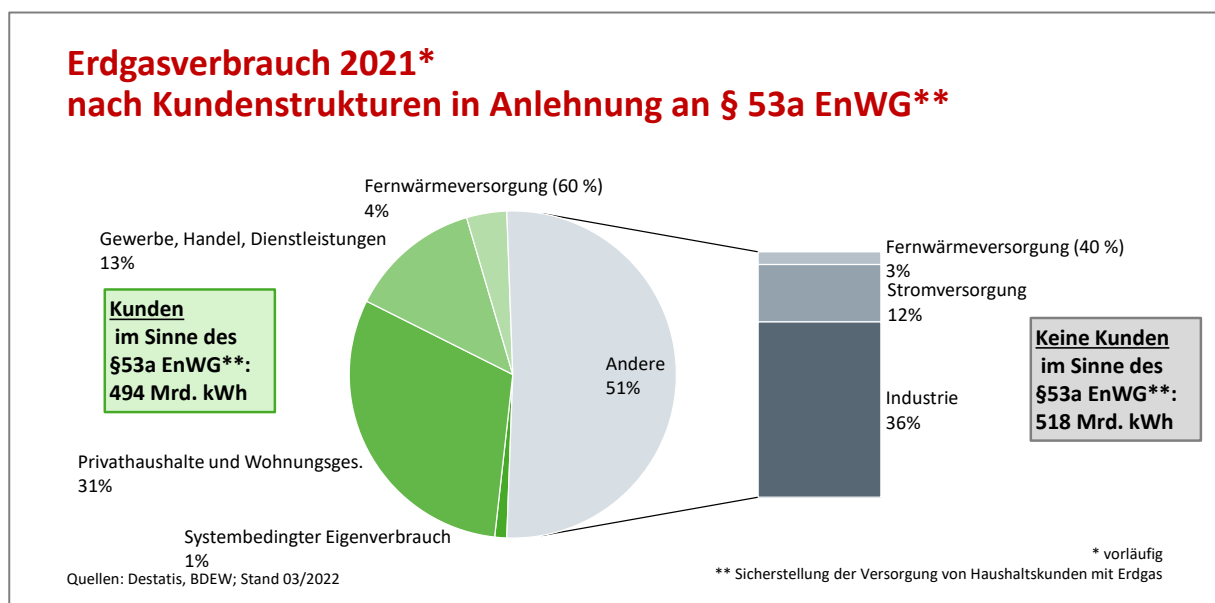
Für Kunden im Sinne des §53a EnWG (Sicherstellung der Versorgung von Haushaltskunden mit Erdgas) muss gemäß der Security-of-Supply-Verordnung (SoS) die Versorgung bei Versorgungsgpässen gewährleistet werden.

Zu diesen Kunden zählen:

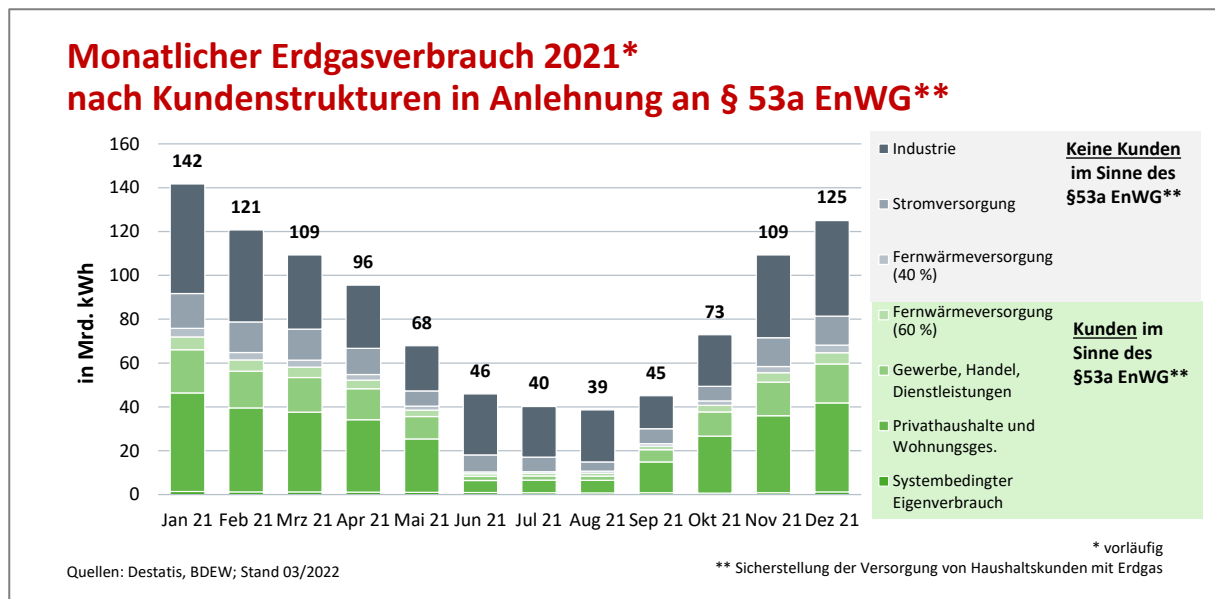
- 1.) Haushaltskunden sowie weitere Letztverbraucher im Erdgasverteilernetz, bei denen standardisierte Lastprofile angewendet werden oder Letztverbraucher im Erdgasverteilernetz, die Haushaltskunden zum Zwecke der Wärmeversorgung beliefern, und zwar zu dem Teil, der für die Wärmelieferung benötigt wird,
- 2.) Grundlegende soziale Dienste im Erdgasverteilernetz und im Fernleitungsnetz und

3.) Fernwärmeanlagen, soweit sie Wärme an Kunden unter 1.) und 2.) liefern, an ein Erdgasverteilernetz oder ein Fernleitungsnetz angeschlossen sind und keinen Brennstoffwechsel vornehmen können, und zwar zu dem Teil, der für die Wärmelieferung benötigt wird.

In Anlehnung an §53a EnWG lassen sich die Gasverbräuche der oben genannten Kunden einzelnen Kundengruppen zuordnen. Bezogen auf den Erdgasverbrauch 2021 ergibt sich, dass 49 % des Gasverbrauchs auf Kunden entfällt, die der §53a EnWG erfasst. Deren Verbrauch betrug 2021 494 Mrd. kWh. Den größten Anteil daran haben Privathaushalte und Wohnungsgesellschaften gefolgt von Kunden im Bereich Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD), zu denen auch die grundlegenden sozialen Dienste zählen. Dieser Gasbedarf bildet somit die absolute Untergrenze des jährlichen Gasbedarfs ab, der bei einer Versorgungskrise sichergestellt sein muss. Das bedeutet aber auch, dass in diesem Fall die Industrie und die Stromversorgung überhaupt nicht mehr und die Fernwärmeversorgung nur noch stark eingeschränkt mit Erdgas beliefert werden.



Die saisonale Verteilung dieser Verbräuche zeigt, dass in den Sommermonaten der Gasbedarf jener Kunden überproportional sinkt, da der Gasbedarf der Kunden im Sinne des §53a EnWG überwiegend zum Zweck der Raumwärme und Warmwasserbereitung eingesetzt wird, während der Verbrauch der Industrie im Sommer zwar ebenfalls absinkt, die Sommer-Winter-Differenz insgesamt schwächer ausgeprägt ist.



7 Importausweitung, Förderausweitung inländischer Gasproduktion und Lieferdiversifizierung

Der Anteil der inländischen Erdgasförderung am Erdgasverbrauch Deutschlands betrug 2021 rund 5 %. Eine kurzfristige Steigerung der Förderung ist begrenzt, der Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie BVEG spricht von einer möglichen Ausweitung von ca. 5-10 % der derzeitigen Förderung.

Neben Russland sind Norwegen und die Niederlande die wichtigen Erdgaslieferanten für Deutschland. Kurzfristig könnten die Niederlande die Produktion im Groningen-Feld ausweiten. Für den europäischen Markt wären zudem insbesondere mehr LNG-Importe und geringe Mengen aus Algerien erzielbar.

Aktuell bezieht Europa auch verstärkt Flüssigerdgas via Großtanker aus den USA und Katar. Insbesondere dort und in Australien sind Produzenten in der Lage, ihre Angebotsmenge kurzfristig auszuweiten. Es besteht somit die Möglichkeit, zusätzliche Flüssigerdgas-Mengen zu beziehen – allerdings bei voraussichtlich hohen Preisen. Zu beachtende Engpässe sind die weltweite Nachfrage sowie die Verfügbarkeit von LNG-Schiffen, Terminals und Transportleitungen.

Ansprechpartner

Michael Nickel

Abteilungsleiter Volkswirtschaft

Geschäftsbereich Strategie und Politik

T +49 30 300199-1600

michael.nickel@bdew.de

Christian Bantle

Abteilung Volkswirtschaft

Geschäftsbereich Strategie und Politik

T +49 30 300199-1611

christian.bantle@bdew.de