

Bachmann, Rüdiger et al.

Research Report

Wie es zu schaffen ist

ECONtribute Policy Brief, No. 034

Provided in Cooperation with:

Reinhard Selten Institute (RSI), University of Bonn and University of Cologne

Suggested Citation: Bachmann, Rüdiger et al. (2022) : Wie es zu schaffen ist, ECONtribute Policy Brief, No. 034, University of Bonn and University of Cologne, Reinhard Selten Institute (RSI), Bonn and Cologne

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/268589>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

ECONtribute

Policy Brief No. 034

Wie es zu schaffen ist

Rüdiger Bachmann
Moritz Kuhn
Benjamin Moll
Moritz Schularick

David Baqaee
Andreas Löschel
Andreas Peichl
Georg Zachmann

Christian Bayer
Ben McWilliams
Karen Pittel

August 2022 (updated Version)

www.econtribute.de

Wie es zu schaffen ist

Rüdiger Bachmann, David Baqaee, Christian Bayer, Moritz Kuhn, Andreas Löschel,
Ben McWilliams, Benjamin Moll, Andreas Peichl, Karen Pittel, Moritz Schularick,
Georg Zachmann*

05. August 2022

Zusammenfassung

Ein Ende der Gaslieferungen aus Russland ist in letzter Zeit deutlich wahrscheinlicher geworden. Die russischen Liefermengen wurden bereits substantiell reduziert, und die Unsicherheit über künftige Lieferungen und die Versorgungslage im Winter ist groß. In dieser Studie fragen wir, was die ökonomischen Folgen eines kompletten Stopps russischer Gasimporte zum jetzigen Zeitpunkt (August 2022) wären.

Seit unserer ersten Studie “Was wäre wenn” (Bachmann et al., 2022) zu den ökonomischen Effekten eines Importstopps für russische Energieträger aus dem März 2022 sind fast fünf Monate vergangen. Die durch die Studie ausgelöste Debatte hat den Blick für die Fragen und Annahmen geschärft, die für eine Einschätzung der wirtschaftlichen Kosten eines Importstopps russischer Energie entscheidend sind. In dieser Studie aktualisieren wir die Ergebnisse auf der Grundlage der Situation im August 2022.¹

(i) Wir schätzen die notwendige Nachfragereduktion, die sich im Fall eines Stopps von russischen Gasimporten ab August 2022 ergeben würde und diskutieren wirtschaftspolitische Strategien, um diese Anpassung zu erreichen. (ii) Wir aktualisieren unsere Schätzung der zu erwartenden ökonomischen Kosten und diskutieren praktische Beispiele für Substitutionsmöglichkeiten im industriellen Bereich. (iii) Wir bewerten die wirtschaftspolitische Strategie der Bundesregierung, insbesondere die Entscheidung mit fortgesetzten Gasimporten aus Russland seit März 2022 die Speicherstände zu erhöhen, aber auf Maßnahmen zu einer frühzeitigen Reduzierung des Gasverbrauchs in der Stromerzeugung, in der Industrie und bei Haushalten und Gewerbe weitgehend zu verzichten.

¹ Der Fokus der Analyse liegt dabei ausschließlich auf den Auswirkungen eines Stopps von russischen Gasimporten. Wir hatten bereits im März argumentiert, dass ein Ende russischer Öl- und Kohleimporte mit vergleichsweise geringen Kosten umsetzbar ist. Die Politik hat diese Einschätzung nach anfänglichem Zögern übernommen und entsprechende Entscheidungen, solche Importe in Zukunft zu unterbinden, sind mittlerweile auch gefallen.

* Rüdiger Bachmann: University of Notre Dame; David Baqaee: University of California, Los Angeles; Christian Bayer: University of Bonn; Moritz Kuhn: University of Bonn and ECONtribute; Andreas Löschel: Ruhr-University Bochum; Ben McWilliams: Bruegel; Benjamin Moll: London School of Economics; Andreas Peichl: Ifo Institute for Economic Research, University of Munich; Karen Pittel: Ifo Institute for Economic Research, University of Munich; Moritz Schularick: Sciences Po Paris, University of Bonn and ECONtribute; Georg Zachmann: Bruegel. We are very grateful to Sven Eis for excellent research assistance.

Die Kernergebnisse der Studie lassen sich wie folgt zusammenfassen:

Im Fall eines Komplettausfalls russischer Gaslieferungen in den nächsten Wochen muss Deutschland seinen Gasverbrauch bis zum Ende der kommenden Heizperiode (April 2023) um etwa 25 % (bzw. 210 TWh) reduzieren, auch wenn die geplanten Flüssiggasterminals im Winter wie geplant in Betrieb gehen. Wenn man die Einsparungen im Gasverbrauch einrechnet, die sich durch alternative Energiequellen in der Stromerzeugung erzielen lassen, verbleibt eine Anpassung von rund 20%, die von Industrie, Haushalten, Gewerbe und dem öffentlichen Sektor getragen werden muss. Eine solche Reduktion ist bei einer kollektiven Anstrengung umsetzbar, wenn schnell Maßnahmen getroffen werden, um Gas einzusparen. Die gute Nachricht unserer Studie ist insofern, dass Deutschland ohne russisches Gas durch den Winter kommen kann. Panikmache ist fehl am Platz.

Gleichwohl sollte jedem klar sein, dass der russische Überfall auf die Ukraine Deutschland dauerhaft ärmer gemacht hat. Die Zeiten billiger Energie sind vorbei und kollektive Anstrengungen notwendig, um die Wirtschaft krisenfest zu machen. Eine Verbrauchsreduzierung ist zwar machbar, aber mit ökonomischen Kosten verbunden. Insbesondere zur Substitution von Gas im industriellen Bereich und bei der Stromerzeugung bleibt jetzt deutlich weniger Zeit als noch im Frühjahr. Wie viele Unternehmen, die teils kostspieligen Investitionen in Alternativen auch ohne entsprechende politische Rahmensetzungen getätigt haben, lässt sich nur schwer abschätzen. Es hat sich aber gezeigt, dass die Auffassung, dass innerhalb eines halben Jahres überhaupt keine Gas-Substitution möglich sei, falsch war. Inzwischen gibt es zahlreiche Beispiele für substantielle Substitutionsmöglichkeiten, auch in der chemischen Industrie und der Glasproduktion.²

Unterm Strich dürften die ökonomischen Kosten der Anpassung an einen Importstopp weiterhin in ähnlicher Größenordnung liegen wie bei einer Festlegung auf einen Importstopp im Frühjahr. Im Vergleich zum Frühjahr ist die Gaslücke zwar kleiner, aber die verbleibende Anpassungszeit kürzer. Die Kosten bleiben insofern substantiell, aber mit entsprechenden wirtschaftspolitischen Maßnahmen handhabbar. Es drohen im Fall eines Stopps russischer Gasimporte weder Massenarmut noch Volksaufstände, sondern Produktionseinbußen, die Deutschland schon in der Vergangenheit bewältigt hat, wenn es sich Krisen stellen musste. Wichtig ist zudem, die Auswirkungen eines Gasimportstopps relativ zu einem Szenario ohne Importstopp zu interpretieren. So könnte Deutschland auch ohne einen Importstopp in eine Rezession geraten.

Die Bewertung der Strategie der Bundesregierung, keine frühzeitige Nachfrageanpassung durchzusetzen und die Gasimporte aus Russland trotz des Angriffskriegs auf die Ukraine fortzusetzen, fällt zwiespältig aus. Zwar wurden von April bis Juli gut 100 TWh Gas eingespeichert, dennoch bleibt ohne russische Lieferungen der Anpassungsbedarf auf der Nachfrageseite bis zum Ende der nächsten Heizperiode mit 25% substantiell. In einem kontrafaktischen Szenario, in dem Deutschland bereits ab April ohne russische Gasimporte hätte auskommen müssen, hätte die Nachfrage um 31% reduziert werden müssen, also um gut 6%-Punkte mehr. Dafür hätte es mehr Zeit gegeben, die entsprechenden Anpassungen

² Siehe die Beispiele in Abschnitt 2.

für die Heizperiode im Winter vorzubereiten. Selbst bei einer 100%-igen Befüllung der Speicher im Herbst wäre Deutschland bei normalem Verbrauch im Winter auf russische Importe angewiesen und somit auch von Moskau erpressbar geblieben. Denn hierbei gilt es zu beachten, dass die Speicher insgesamt nur knapp 250 TWh Fassungsvermögen haben, was in etwa dem Verbrauch von zwei Wintermonaten entspricht. Die Fokussierung auf Speicherstände und Vernachlässigung von Anpassungsmaßnahmen war insofern nicht geeignet, Deutschlands Abhängigkeit von Russland und die politische Erpressbarkeit vollständig und schnell zu beenden.

Während eine engere Zusammenarbeit mit den europäischen Partnern die notwendige Reduktion des Gasnachfrage in Deutschland hätte abmildern können, besteht nach wie vor die Gefahr, dass nationale Alleingänge die essentielle europäische Energiesolidarität untergraben. In jedem Fall aber sind die Anstrengungen des BMWK zum Bau von LNG-Terminals und Diversifizierung der Gasversorgung durch Importe aus Drittländern positiv zu bewerten. Dies hätte allerdings auch bei einem Importstopp oder Zolllösungen im März geschehen können.

1. Schätzung der notwendigen Reduktion des Gasverbrauchs

Die folgende Analyse schätzt die notwendige Nachfragereduktion, die sich im Fall eines Stopps von russischen Gasimporten ab dem August 2022 ergeben würde. Wir bauen hierbei auf der Arbeit von McWilliams und Zachmann (2022) sowie den Analysen der Gemeinschaftsdiagnose (2022a,b,c) auf. Unsere Szenarien gehen davon aus, dass ein Speicherstand von 20% gewährleistet sein sollte, um genug Puffer für einen kalten Winter oder andere Unterbrechungen zu haben.³ Sollte die Politik hier risikofreudiger sein und dies technisch umsetzbar sein, sind geringere Speicherstände denkbar, wodurch sich der Anpassungsbedarf auf der Nachfrageseite entsprechend verringern würde. Hier kann man auch im Laufe des Jahres, wenn die Prognosen schärfer werden, nachbessern, um sicherzustellen, dass die Kosten der Nachfragereduktion möglichst gut dem Wert der erwarteten Speichermenge am Ende des Winters entsprechen.⁴

Relativ zur Situation im März stellt sich die Lage auf der Versorgungsseite durch die abzusehende Inbetriebnahme von Flüssiggasterminals, höhere Speicherstände und zusätzliche Importe aus Drittländern heute besser dar. Gleichzeitig ist auf der Nachfrageseite relativ wenig passiert, um den Gasverbrauch zu reduzieren und eine schnellstmögliche Anpassung von Industrie und Haushalten zu befördern. Im Bereich der Elektrizitätserzeugung lag der Gasverbrauch nicht niedriger als in den Vorjahren.

³ Unsere Analyse unterscheidet sich von der Gemeinschaftsdiagnose in zahlreichen Details. Der entscheidende Unterschied ist die Annahme der GD, dass die Produktionsfunktion eines jeden Sektors Leontief ist, es also keine Substitution gibt. Diese erfolgt erst auf nachgelagerten Produktionsstufen. In unserer Simulation unterstellen wir eine niedrige, aber positive Substitutionselastizität von 0,1. Wir nehmen an, dass der Füllstand der Gasspeicher 20% als Puffer nicht unterschreiten sollte, während in der GD die Speicher komplett entleert werden. Während wir ebenfalls Kaskadeneffekte in unserer Modellierung berücksichtigen, ergänzte die GD ihre angebotsseitige Modellierung um eine gesamtwirtschaftliche Kreislaufanalyse.

⁴ Siehe <https://www.daswetter.com/nachrichten/vorhersage/winterprognose-wie-wird-der-winter.html>.

1.1 Gasangebot

In den letzten vier Monaten sind wichtige Schritte unternommen worden, um Importe aus anderen Ländern zu erhöhen und somit weniger abhängig von russischen Gaslieferungen zu werden. Der Importanteil aus Russland ist deutlich gefallen und lag im Mittel der Monate März bis Juni bereits unter 40%.⁵ Der Bau von schwimmenden Flüssiggas-Terminals in verschiedenen norddeutschen Häfen soll bereits zum kommenden Winter so weit abgeschlossen sein, dass Deutschland zusätzliche Import-Kapazitäten erhält.

Die politische Entscheidung, an den Gasimporten aus Russland trotz des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine festzuhalten, hat es zudem möglich gemacht, die Füllstände der deutschen Gasspeicher um gut 100 TWh auf rund 170 TWh oder 65% zu erhöhen. Hier gilt es aber zu beachten, dass die Speicher insgesamt nur knapp 250 TWh Fassungsvermögen haben, was in etwa dem Verbrauch von zwei Wintermonaten entspricht.

Im Fall eines sofortigen Stopps russischer Gaslieferungen im August 2022 müsste Deutschland über den kommenden Winter mit deutlich geringeren Lieferungen auskommen als in den Vorjahren. Das in den kommenden Monaten zur Verfügung stehende Gas ergibt sich im Fall eines Ausfalls russischer Lieferungen aus Pipeline-Importen aus Drittländern, neuen Flüssiggasterminals, heimischer Produktion und eingespeichertem Gas.

Aus nicht-russischen Quellen kann Deutschland zur Zeit auf Lieferungen von rund 52 TWh pro Monat zugreifen. Ab Dezember bzw. Januar kommen durch die neuen LNG-Terminals noch einmal rund 8 TWh monatlich hinzu, wenn man zusätzliche LNG-Mengen auf dem Weltmarkt beschafft und unter der Annahme, dass Deutschland etwa 30% der zusätzlichen Flüssiggas-Importe wie bei anderen Gasimporten in andere europäische Länder weiterleitet (vgl. McWilliams und Zachmann, 2022).

Unter der Annahme, dass die Speicherstände auch über die Heizperiode nicht unter 20% der Speicherkapazitäten fallen, um z.B. einen Puffer für einen besonders harten Winter oder für Lieferunterbrechungen bei anderen Quellen zu haben, muss Deutschland seinen Gasverbrauch bis zum Ende der kommenden Heizperiode um 210 TWh oder 25% relativ zum Durchschnittsverbrauch in den Vorjahren in der Zeit August bis April (829 TWh) reduzieren.⁶⁷

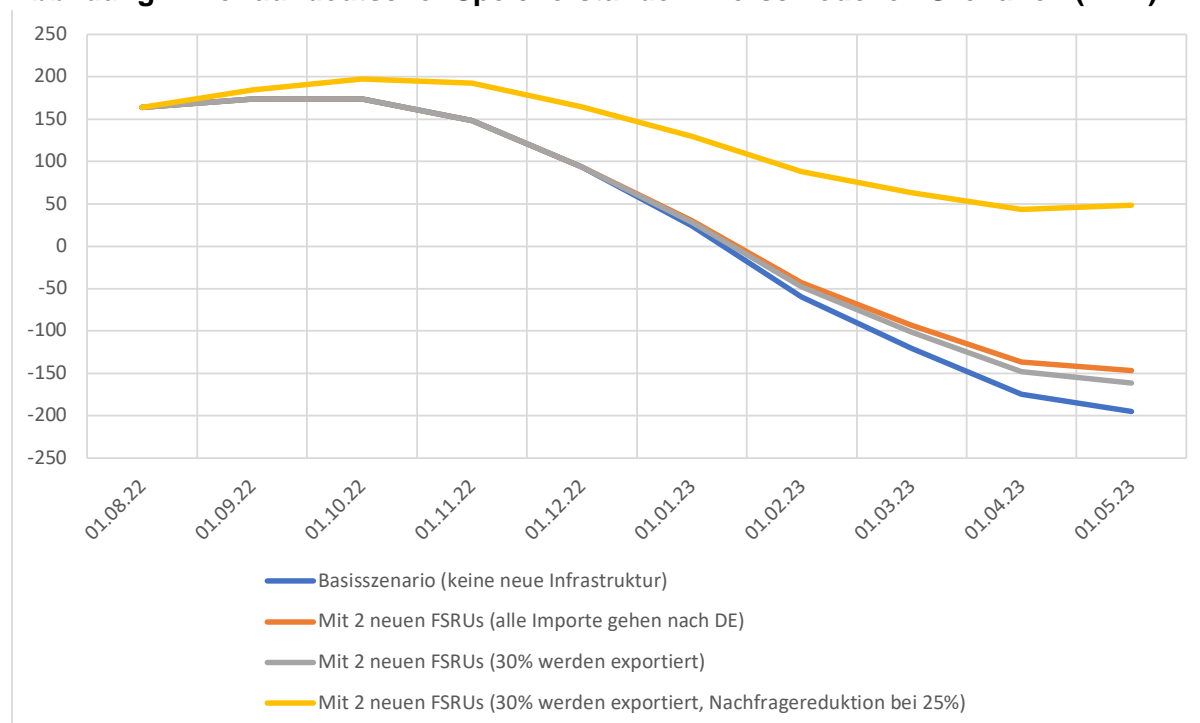
⁵ Siehe https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Parlamentarische-Anfragen/2022/06/6-203.pdf?__blob=publicationFile&v=4.

⁶ McWilliams und Zachmann (2022) berechneten mit der grundlegend identischen Methodik eine notwendige Nachfragereduktion von 29%. Die niedrigeren 25% in der aktuellen Studie erklären sich dadurch dass wir den Bau von schwimmenden Flüssiggas-Terminals mit einberechnen während McWilliams und Zachmann dies nicht taten. Die BNetzA (2022) kommt in Szenario 2.1 ebenso wie Ragwitz et al. (2022) auf ähnliche Zahlen.

⁷ Zum Vergleich: in unserer März-Studie hatten wir mit einer einfacheren Methodik eine notwendige Reduktion des Gasverbrauchs von rund 30% berechnet, allerdings ohne LNG-Terminals und *nach Einrechnung der Einsparungen die sich durch alternative Energiequellen in der Stromerzeugung erzielen lassen*. Die beiden Zahlen sind also nicht nur wegen der unterschiedlichen Methodik nicht direkt vergleichbar, sondern auch weil die Zahlen unterschiedliche Fragen beantworten. Wie wir in Teil 3 unten erläutern, beträgt die notwendige Einsparung nach Einrechnung der Substitution in der

Abbildung 1 zeigt den Verlauf der Speicherstände in verschiedenen Szenarien für a) einen Verbrauch wie in den Vorjahren und b) einen um 25% reduzierten Verbrauch. Die Logik ist einfach. Ohne russische Gaslieferungen und ohne Nachfragereduktion würden bis zum Ende der Heizperiode Anfang Mai 210 TWh fehlen, um den angenommenen Mindestspeicherstand von 48 TWh zu erreichen. Dies entspricht 25% des üblichen Gesamtverbrauchs von 829 TWh von Anfang August bis Ende April. Deshalb muss sich die Nachfrage über diesen Zeitraum um durchschnittlich 25%, rund 23 TWh pro Monat, verringern.

Abbildung 1: Verlauf deutscher Speicherstände in verschiedenen Szenarien (TWh)



Anmerkungen: Diese Abbildung stellt den Verlauf deutscher Speicherstände in Terawattstunden (TWh) für verschiedene Szenarien dar. Hierbei wird zwischen dem Basisszenario (blaue Linie) und drei weiteren Szenarien unterschieden. Die drei weiteren Szenarien stellen den Verlauf unter Berücksichtigung zwei neuer Floating Storage and Regasification Units (FSRUs), also schwimmenden Speicher- und Regasifizierungseinheiten, dar. Der Unterschied in den drei Szenarien liegt darin, dass im ersten Szenario alle Importe nach Deutschland fließen (orangefarbene Linie), im zweiten Szenario 30% re-exportiert werden (graue Linie) und im dritten Szenario 30% exportiert werden und eine Nachfragereduktion von 25% stattfindet (gelbe Linie).

1.2 Potenzial zur Verbrauchssenkung

Um diese notwendige Anpassung zu erreichen, gibt es in den nächsten Monaten drei zentrale Stellschrauben: Erstens den Verbrauch von Gas in der Stromerzeugung zu reduzieren, zweitens den Verbrauch von Gas zur Gebäudeheizung zu verringern und drittens Gasverbrauch in der Industrie sowohl zu reduzieren als auch zu substituieren.

Stromerzeugung bei einem Lieferstopp im August in etwa 20% (mit der Methodik der aktuellen Studie).

1.2.1 Substitution von Gas in der Elektrizitätserzeugung

Bis zum Ende des Sommers 2022 lag der Gasverbrauch der Stromproduktion trotz der hohen Gaspreise etwa im langjährigen Durchschnitt. Existierende Reserven wurden nicht voll genutzt, es gingen keine zusätzlichen Braunkohlekraftwerke ans Netz und Steinkohlekraftwerke erst mit Verzögerung. Primär wurden Kohlekraftwerke lediglich in die Reserve versetzt. Zum 1.10. sollen nun auch die Braunkohlekraftwerke vollumfänglich ans Netz gehen. Über eine Laufzeitverlängerung der verbliebenen und wieder einsatzbereit machbaren Atomkraftwerke wird, nicht zuletzt im Rahmen einer Strategie für 2023, nachgedacht. Auch wenn aktuell nicht klar ist, inwieweit Atomenergie zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit benötigt wird, muss die Entscheidung über eine Laufzeitverlängerung bald fallen.

Realistischerweise kann das Ersetzen von Gaskraftwerken den Gasbedarf nur um ca. 6-7 TWh/Monat reduzieren, da nicht auf alle Gaskraftwerke im Winter verzichtet werden kann, insofern sie z.T. für die Kraft-Wärme-Kopplung eingesetzt werden, um Fernwärme für Heizungen zu erzeugen. Auch zu Spitzenlastzeiten mit geringer Stromproduktion aus erneuerbaren Energien wird voraussichtlich weiter Erdgas benötigt, um den Strombedarf zu decken und kurzfristige Engpässe auszugleichen. Inwiefern bestehende Kraftwerkskapazitäten reichen, um auch gasbasierte Eigenstromerzeugung der Industrie zu ersetzen, wird sich zeigen. Die Erfahrung der letzten Monate zeigt zudem, dass Kohlekraftwerke langsam an den Markt kommen und ein Ersatz von Erdgas durch Kohle aufgrund der unterschiedlichen Funktionen in der Stromerzeugung (Einsatz von Erdgas als Komplement für die schwankende Einspeisung erneuerbarer Energien, Kraft-Wärme-Kopplung) bisher nur begrenzt stattfindet. Im europäischen Stromverbund könnte aber deutsche Mehrerzeugung etwa durch Kohlekraftwerke auch Gas in der Stromerzeugung anderer Mitgliedsstaaten (z.B. Italien) ersetzen.⁸

Unter der Annahme, dass der Gasverbrauch für die Elektrizitätserzeugung um etwa 6-7 TWh pro Monat reduziert werden kann, verbleibt ein durchschnittlicher monatlicher Anpassungsbedarf von durchschnittlich 16-17 TWh, mit Spitzen von bis zu 30 TWh im Winter (relativ zum Durchschnittsverbrauch in den Vorjahren).

1.2.2 Einsparpotenzial bei Haushalten und Gewerbe

Das Beheizen von Gebäuden macht den Großteil des Gasverbrauchs in den Wintermonaten aus (siehe Abbildung 2), so dass Sparanstrengungen hier besonders stark wirken. Ein realistischerweise erreichbarer Einsparbeitrag der Haushalte und des Gewerbes liegt bei rund 15 Prozent ihres Verbrauchs. Beim Heizen entspricht dies etwa einer Absenkung der Raumtemperatur um bis zu 2,5°C.⁹ Zusätzliche Maßnahmen wie z.B. Wärmedämmung können den Effekt verstärken. Ausgehend von einem durchschnittlichen Verbrauch dieser Sektoren von gut 360 TWh für den Zeitraum von August bis April in den Jahren 2019-2021 entspricht eine Reduktion des Verbrauchs um 16% einem Sparbeitrag von 60 TWh in der

⁸https://www.bdew.de/media/documents/Brennstoffeinsatz_Erdgas_Vgl_VJ_monatlich_online_o_monatlich_Ki_08062022.pdf.

⁹<https://www.umweltbundesamt.de/presse/pressemitteilungen/sparsam-durch-die-energiekrise>

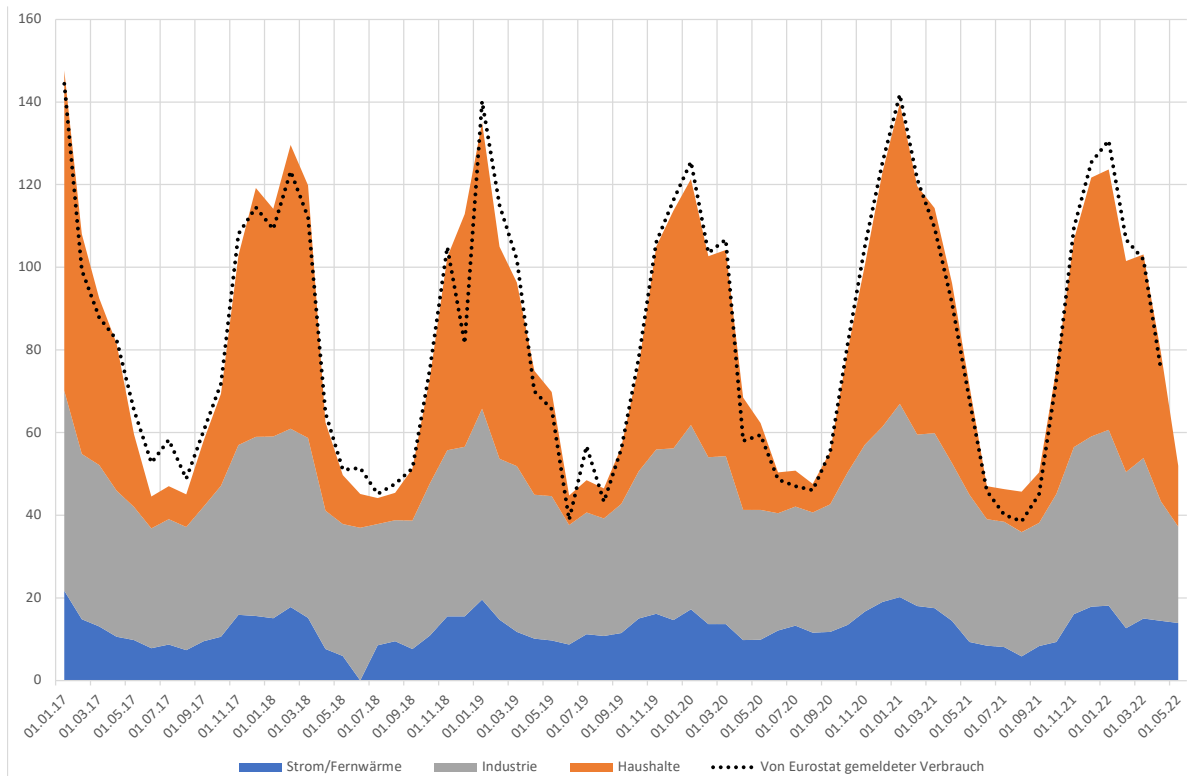
Heizperiode, also etwa 6-7 TWh pro Monat. Dazu sind aber starke pekuniäre und weiche nicht-monetäre Anreize nötig.¹⁰

Eine Senkung der Durchschnittstemperatur lässt sich auch erreichen, wenn weniger Räume beheizt werden, oder bestimmte Räume nur temporär beheizt werden. Dabei können kurzfristig umsetzbare Investitionen wie smarte Thermostate, die Isolierung von Fenstern und Türen oder die Adjustierung von Heizungsanlagen den Komfortverlust der Einsparungen reduzieren. Zusätzlich machen maximale Anstrengungen zur energetischen Sanierung von Gebäuden, zum Ausbau hybrider Heizungsformen (z.B. Einbau von Inverter-Klimaanlagen, etc.) und der Fernwärme die Anpassung weniger schmerzhaft, doch ist die Zeit mittlerweile knapp für den kommenden Winter hier noch wesentliche Einsparungen zu erzielen.

Neben privaten Haushalten sind auch gewerbliche Sektoren, wie z.B. der Einzelhandel, und der öffentliche Dienst wichtige Verbraucher von Heizenergie. Gemein ist allen diesen Sektoren, dass die bestehenden Vertragsstrukturen zu den Versorgungsunternehmen kein sofortiges Durchreichen der Spotmarktpreise für Gas ermöglichen bzw. kein unmittelbarer Sparanreiz besteht. Appelle zur Sparsamkeit werden auch hier deshalb nicht reichen. Ein möglichst frühes Handeln und eine frühe Preisanpassung wird den Haushalten und dem Gewerbe helfen, technische Margen nutzen zu können, statt nur über die Raumtemperatur Gas einzusparen. Auch organisatorische Margen zur Einsparung von Heizungsenergie müssen geprüft und gegebenenfalls vom privaten Sektor vorbereitet werden (Homeoffice, Ladenöffnungszeiten etc.).

¹⁰ Jedes Grad Raumtemperatur senken den Heizenergieverbrauch um ca. 6%. Haushalte und Gewerbe verbrauchten im Jahr 2021 zusammen ca. 430 TWh Gas. Das Gros davon entfällt auf Heizung und auf die Wintermonate. Siehe Abbildung 2.

Abbildung 2: Deutscher Erdgasverbrauch (TWh)



Anmerkungen: Diese Abbildung stellt den deutschen Erdgasverbrauch in Terawattstunden (TWh) von Anfang 2017 bis Mitte 2022 dar. Hierbei wird zwischen dem Erdgasverbrauch von Strom und Fernwärme (blauer Bereich), dem Verbrauch der Industrie (grauer Bereich) und dem Verbrauch der Haushalte (orangefarbener Bereich) unterschieden. Die schwarz gepunktete Linie gibt den gesamten Erdgasverbrauch wieder. Quelle: Eurostat und Trading Hub Europe.

Allerdings hindern bestehende Verträge der Endverbraucher mit langfristig fixierten Preisen die Anpassung. Der neue §24 EnSiG regelt ein Preisanpassungsrecht, mit der diese Preisstarrheit aufgehoben wird. Sein Ziel ist aber die Entlastung von Versorgungsunternehmen, die in Schieflage geraten sind, nicht das Setzen einheitlicher Preisanreize. Ähnliches gilt für den §26 EnSiG.

Ein Konstruktionsfehler des Gesetzes ist, dass es keine Kompensationszahlungen an die Verbraucher vorsieht. Den Endkunden wird entschädigungslos zu Gunsten der Versorgungsunternehmen ein Bezugsrecht zu einem vertraglich vereinbarten Preis entzogen. Dies könnte dazu führen, dass die Regelung politisch und potentiell juristisch schwer durchzuhalten ist. Gleichzeitig ist aber eine Preisanpassung nötig, um die verbrauchte Heizenergie zu senken.

Wirtschaftspolitisch sinnvoll wäre eine Pflicht zur Preisanpassung aller Gas- und Stromverträge auf einen aktuellen Tarif, die mit einer Entschädigung verbunden wäre. Eine solche Entschädigung müsste sich am vergangenen Verbrauch des Objektes orientieren. Für Details eines solchen Mechanismus siehe untenstehende Textbox.

Kompensation nach Vorjahresverbrauch

Der Gesetzgeber könnte Versorgungsunternehmen verpflichten, einen Anteil der Preisanpassung, z.B. 80 Prozent, multipliziert mit dem Vorjahresverbrauch des Endkunden bzw. des beheizten Objektes als Gutschrift auf zukünftige Rechnungen zu geben. Bei kürzeren oder längeren Restlaufzeiten des Vertrages müsste die Gutschrift dementsprechend angepasst werden. Eine solche Gutschrift lässt finanzielle Anreize zum Gassparen unverändert hoch, führt aber dazu, dass Endkunden nicht durch die Preisanpassung einseitig belastet werden. Die verbrauchte Kilowattstunde kostet weiterhin viel. Gleichzeitig entschädigt sie für einen Teil des erlittenen Nachteils durch die Preisanpassung, reduziert die Verteilungswirkungen und erhöht damit die politische Resilienz.

Ein Zahlenbeispiel hilft bei der Erklärung. Für dieses Beispiel nehmen wir an, dass der ursprüngliche Gaspreis im Jahr 2021 bei 8 ct/kWh lag und die ursprüngliche Verbrauchsmenge 10.000 kWh sei. Der Gaspreis nach der Vertragsanpassung sei 32 ct/kWh, der vierfache Betrag.¹¹ Eine Preissubvention von 80% des Preisanstiegs würde den Endnutzerpreis nur auf 12,8 ct/kWh ansteigen lassen und somit den Verbraucher finanziell um 1920 € entlasten, wenn sein Verbrauch gleich bleibt. Sie schwächt aber die Gassparanreize stark ab. Eine nur beschränkte Anpassung des Endkundenvertrags wirkt genau wie eine solche Subvention, lediglich liegt die Last erst einmal beim Versorgungsunternehmen, welches dann im zweiten Schritt ggf. staatlich zu unterstützen ist.

Das vorgeschlagene Instrument hingegen gibt dem Verbraucher eine Gutschrift basierend auf dem Vorjahresverbrauch in gleicher Höhe von $10.000 \cdot (4-1) \cdot 8 \text{ ct/kWh} \cdot 80\% = 1920 \text{ €}$. Der Verbraucher entscheidet dann, was er mit dieser Gutschrift machen will. Er kann entweder unverändert eine Gasmenge von 10.000 kWh kaufen oder er kann Gas sparen und das Geld, das er durch die Gutschrift bei zukünftigen Gasrechnungen spart, anderweitig ausgeben. Viele Verbraucher werden die zweite Option wählen.

Grundsätzlich gilt es, die Frage der Rettung von Versorgungsunternehmen und die der preislichen Anreize zur Gassparsamkeit zu trennen. Gegebenenfalls wäre eine Steuer-Transferlösung die losgelöst von Versorgungsunternehmen ist, eine rechtssichere Möglichkeit. Es ist wichtig zu betonen, dass das vorgeschlagene Instrument „die Marktpreise wirken“ lässt und (im Gegensatz zu einer Preissubvention) kompensiert, ohne die dadurch entstehenden Sparanreize zu zerstören. Das Gassparen wird nicht zusätzlich „bezahlt“.

Steuer-Transferlösung wenn Marktpreisanpassungen nicht ausreichen

Eine verwandte Möglichkeit wäre, bei Endkunden des geschützten Bereichs eine Steuer zu erheben, der eine Rückerstattung basierend auf dem durchschnittlichen Objektverbrauch zwischen 2019 und 2021 gegenübersteht. Bei derzeitigen Großhandelsgaspreisen scheint ein Steuersatz von 20 ct pro kWh bei Altverträgen angemessen. Setzt man wieder 80 Prozent an, wäre die Gutschrift dann 16 ct pro kWh. Gegebenenfalls müsste die Steuer je nach Zeitpunkt des Vertragsschlusses gestaffelt sein.

Verbraucher, die das Einsparziel von 20% übererfüllen, werden so entlastet und die Verbraucher, die es nicht erreichen, maßvoll belastet. Dies entlastet zwar die Versorgungsunternehmen nur

¹¹ Die Vervierfachung ist hier gewählt, weil sie etwa dem nötigen Preisanstieg entspricht um bei einer Nachfrageelastizität von 10% eine Nachfragereduktion von 15% zu erreichen.

indirekt über niedrigere Mengen und gleichgewichtige Preiseffekte, setzt aber starke Anreize zum Gas sparen.

Bei einer gut gewählten Kalibrierung der erhobenen Steuer und der Rückvergütung wäre eine solche Lösung netto weder eine Belastung für Haushalte noch eine fiskalische Belastung für den Staat. Diese Maßnahme ist weitestgehend wirkungsgleich mit dem von Scheer und Südekum¹² vorgeschlagenen Energiesparbonus, erlaubt aber über die Höhe der Rückvergütung eine Kalibrierung, welche die fiskalischen Kosten begrenzt. Dies zeigt folgende Formel für die Nettobelastung eines Haushaltes, wenn die Kompensationsrate α dem Verhältnis des Verbrauchs in 2022 zum Verbrauch in 2021 nahe kommt, wobei τ die erhobene Steuer ist:

$$\text{NettoTransfer} = \text{Gutschrift} - \text{Steuer} = \alpha \tau \text{Verbrauch}_{21} - \tau \text{Verbrauch}_{22} .$$

Wir hatten bereits einen solchen Mechanismus im März vorgeschlagen und dieser Vorschlag hat z.T. in leicht abgewandelter Form mehrfach Unterstützung von Kolleginnen und Kollegen gefunden (Achim Wambach im Handelsblatt, Martin Hellwig und Gabriel Felbermayr in der FAZ, zuletzt Jens Südekum und Nina Scheer).¹³

Versorgungsunternehmen und Informationspflichten

Beide Ansätze entlasten die Versorgungsunternehmen nur indirekt. Letztere müssten daher gegebenenfalls direkt von der Regierung gestützt (teilverstaatlicht) werden, wenn die indirekte Entlastung unzureichend ist. Auch dienen die Vorschläge nicht dazu, die verteilungspolitischen Konsequenzen der gestiegenen Energiepreise an sich abzufangen – gerade wenn sie so kalibriert werden, dass es zu keiner netto Be- oder Entlastung im Durchschnitt kommt. Verteilungspolitische Ziele müssten daher parallel angegangen werden. Im obigen Steuer-Transfer-Mechanismus könnte man z.B. eine Kappungsgrenze der Gutschrift ebenso wie eine gewisse Mindestgutschrift implementieren oder die Ersatzrate α großzügiger wählen.

Eine besondere Herausforderung wird bei jeder Maßnahme sein, dass viele Endkunden keinen direkten Vertrag mit ihren Versorgungsunternehmen haben, sondern als Mieter nur ein indirektes Vertragsverhältnis über den Vermieter. Damit eine solche Maßnahme wirkungsvoll ist, muss den Mietern klar werden, was sie für ihr eigenes Portemonnaie tun, wenn sie ihren Verbrauch drosseln. Hier sind verpflichtende individuelle und öffentliche Informationen über Gaspreise und Einsparpotenziale ein wichtiges Instrument.¹⁴ Auch sollte man über eine noch stärker verbrauchsgenaue Abrechnung der Heizkosten im Mietrecht nachdenken. Eine sinnvolle gesetzliche Änderung könnte hier sein, zwischen Brennstoffkosten und anderen Kosten verpflichtend zu trennen und für Brennstoffkosten die Pflicht zu rein verbrauchsbasierter Abrechnung einzuführen. Zudem könnten Rückmeldungen zum aktuellen Gasverbrauch und den damit einhergehenden Kosten bzw. erzielter Einsparungen die Anstrengungen stärken. Erste Ansätze hierzu gibt es.¹⁵

¹² <https://www.nina-scheer.de/2022/06/21/mit-energiesparbonus-gaspreise-daempfen-und-verfuegbarkeit-sichern/>

¹³ <https://www.handelsblatt.com/meinung/gastbeitraege/kommentar-hohe-gaspreise-helfen-zu-sparen/28224846.html>; <https://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/russisches-gas-abhaengigkeit-muss-reduziert-werden-17970427.html>; <https://www.nina-scheer.de/2022/06/21/mit-energiesparbonus-gaspreise-daempfen-und-verfuegbarkeit-sichern/>.

¹⁴ Siehe auch <https://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/gassparen-mit-weichen-anreizen-18214542.html> zur Rolle von weichen Maßnahmen zum Energiesparen.

¹⁵ <https://www.netze-bw.de/gastacho>

1.2.3 Verbrauchsreduktion in der Industrie

Die verbleibenden 90 TWh (bzw. 10 TWh pro Monat) wird die Industrie einsparen müssen. Da die Industrie in den Monaten August bis April rund 37 TWh Gas pro Monat verbraucht, ist eine Reduktion von etwas über 25% notwendig. Werden weniger starke Anreize bei den Haushalten gesetzt, wird die Industrie mehr Anpassung schultern müssen.

Der Rückgang des Gasverbrauchs in den Monaten Mai und Juni dieses Jahres unterstreicht, dass Einsparpotenziale vorhanden sind. Gerade für die Industrie sind rechtzeitige Preissignale wichtig. Anreize hierzu reichen bislang nicht vollständig aus: Unternehmen werden erwarten, bei Ausfällen weiterhin durch den Staat unterstützt zu werden. Dies wird zu einem Problem, denn die Kosten unzureichender Vorsorge werden so teilweise sozialisiert.

Eine Verbrauchsreduktion wird nicht ohne temporäre Produktionsrückgänge im verarbeitenden Gewerbe, vor allem der chemischen Industrie, möglich sein. Die chemische Industrie alleine trägt über das Jahr zu 13 Prozent des Gasverbrauchs, aber nur zu etwa einem Prozent zur Wertschöpfung bei. Es wird wichtig sein, ein Überschwappen des Rückgangs auf nachgelagerte Bereiche zu vermeiden. Diese müssen sich rechtzeitig vorbereiten und, wo es geht, gasintensive Produkte aus Ländern beziehen, die nicht von russischem Gas abhängen. Neue Lieferketten aus dem Nicht-EU Ausland gilt es zu fördern.

Die Bundesregierung kann z.B. das Schaffen von neuen Lieferketten für Grundstoffe fördern, indem sie sich für (temporär) niedrigere Einfuhrzölle für entsprechende Produkte einsetzt. So können bestimmte energieintensive Vorprodukte der metallerzeugenden Industrie am Weltmarkt eingekauft werden, ebenso wie Ammoniak und Harnstoff in der chemischen Industrie oder einfache Produkte der Glasherstellung wie Getränkeflaschen. Dies führt dann zwar bei den betroffenen heimischen Herstellern zu einem Produktionsrückgang, vermeidet aber Kaskadeneffekte auf andere Industrien und verringert den Gasverbrauch im Winter.

Durch eine Unterstützung des Bezugs von energieintensiven Vorprodukten von außerhalb der EU kann auch der industrielle Kern vor weiteren Verwerfungen geschützt und der Druck auf Produzentenpreise reduziert werden. Hierbei sollte bereits für die längere Frist kommuniziert werden, welche Energiequellen der deutschen Industrie in Zukunft zur Verfügung stehen werden und ob die Regierung eine weitgehende Einstellung der Importe aus Russland auch für die kommenden Jahre erwartet, so dass die Industrie bereits heute in nachhaltige Lösungen investieren kann.

Kommt es durch diese Maßnahmen bzw. durch einen Gasmangel zu zeitweiligen Produktionsausfällen, so wird es wichtig sein, die betroffenen Arbeitnehmerinnen und Arbeitnehmern durch entsprechende Maßnahmen wie Kurzarbeit zu stützen. Arbeitnehmer in besonders gasintensiven Produktionsprozessen sollten dabei unterstützt werden, in adäquate, aber nicht mehr von billigem Erdgas abhängige, Arbeitsplätze zu wechseln.

1.2.4 Wie es zu schaffen ist

Die in Teil 1.2.1 bis 1.2.3 beschriebenen Verbrauchsreduktionen reichen aus, um die in Teil 1.1 berechnete Gaslücke von 210 TWh oder 25% des typischen Verbrauchs zwischen Anfang August und Anfang Mai zu schließen. Tabelle 1 zeigt die berechneten Potenziale zur Verbrauchsreduktion auf. Die Tabelle weist auch den Anteil der notwendigen Reduktion am typischen Verbrauch des jeweiligen Sektors in der Zeit von August bis April aus.

Mit einer Einsparung von 60 TWh in der Elektrizitätserzeugung (6-7 TWh pro Monat) sowie Reduktion von etwa 60 TWh (6-7 TWh pro Monat) bei Haushalten und Gewerbe sowie 90 TWh (10 TWh pro Monat) in der Industrie kann das Einsparziel von 210 TWh erreicht werden. Hierbei ist es wichtig zu betonen, dass diese Zahlen nicht die Verbrauchsreduktionen *in jedem einzelnen Monat* beschreiben, sondern den Durchschnitt über die 9 Monate von August bis Mai. Insbesondere bei der Gebäudeheizung von Haushalten und Gewerbe wird wegen der starken Saisonalität ein Großteil der benötigten 60 TWh während der Heizperiode erzielt werden müssen.

Natürlich ist es möglich, dass sich die Anteile der drei Sektoren leicht verschieben. Sollte es wegen größerer Substitutionsmöglichkeiten möglich sein, den industriellen Gasbedarf um 30% (100 TWh) zu senken, dann würde die benötigte Einsparung bei Haushalten und in der Elektrizitätserzeugung entsprechend sinken. Größere Einsparungen bei Haushalten und Gewerbe würden entsprechend die Notwendigkeit von industrieller Nachfragereduktion verringern.

Tabelle 1: Zusammenfassung der Verbrauchsreduktion nach Sektoren

Verbrauchsreduktion durch	Reduktion August bis April (9 Monate)	Reduktion Durchschnitt pro Monat	relativ zum Verbrauch in Vorjahren*
Elektrizitätserzeugung (Teil 1.2.1)	60 TWh	6-7 TWh	45%
Haushalte (Teil 1.2.2)	60 TWh	6-7 TWh	16%
Industrie (Teil 1.2.3)	90 TWh	10 TWh	26%
Summe (= Einsparung)	210 TWh	23 TWh	25%

* Relativ zum durchschnittlichen Verbrauch in den Monaten August bis Ende April in den Jahren 2019, 2020, 2021.

2. Ökonomische Konsequenzen der Gaslücke

Seit März wurde zum einen das Angebot an Gas durch das Auffüllen der Speicher ausgeweitet. Zum anderen aber ging wichtige Zeit verloren, um bei Haushalten und in der Industrie eine stärkere Verbrauchsreduktion zu erzielen. Wie sich diese beiden gegenläufigen Faktoren auf die Verletzlichkeit der deutschen Volkswirtschaft und damit auf

das verbleibende Drohpotential Russlands auswirken, ist die zentrale Frage, die wir noch beantworten müssen. Wir aktualisieren unsere Schätzungen aus dem März auf der Grundlage der Entwicklungen auf der Angebots- und Nachfrageseite in den letzten Monaten.

Im oben beschriebenen Szenario müsste die deutsche Volkswirtschaft mit etwa 25% weniger Gas auskommen. Wenn die Verstromung von Gas konsequent reduziert wird, bliebe eine Lücke von rund 20%, die Industrie sowie Gewerbe und Haushalte einsparen müssen. Im Vergleich zu unserer Studie aus dem März (in der wir einen Schock von rund 30% nach Substitution von Gas in der Verstromung errechnet hatten) ist die Gaslücke also deutlich geringer geworden.

Dafür ist der Anpassungszeitraum bis zum Winter um fünf Monate kürzer geworden. Ökonomisch heißt dies, dass die Elastizitäten geringer werden, wodurch tendenziell die ökonomischen Kosten steigen. Zwar bleibt immer noch knapp ein halbes Jahr bis zum Winterbeginn und wir befinden uns damit noch im Rahmen der Schätzungen für Kurzfrist-Elastizitäten, die unserem Papier aus dem März zugrunde lagen. Zudem hatten Firmen Zeit, Notfallpläne aufzustellen und Substitutionsmöglichkeiten zu überdenken. Es spricht also einiges dafür, dass unsere ursprünglichen Elastizitäten weiter realistisch sind.

Eine wichtige Studie von Ruhnau et al. (2022) untersucht die Reaktion der Gasnachfrage der deutschen Industrie und Haushalte auf steigende Gaspreise über den Zeitraum Januar 2021 bis April 2022. Die Studie kommt zu dem Schluss, dass der private Gasverbrauch um 6% zurückging und der industrielle Gasverbrauch um 11%. Für die Haushalte war dies die Reaktion auf eine Steigerung der Durchschnitts-Gaspreise von zwischen 50% und 140%.¹⁶ Diese Zahlen können auch genutzt werden, um eine ungefähre Nachfrage-Elastizität für Haushalte zu berechnen: je nach angenommenem Preisanstieg liegt diese zwischen 0,07 und 0,15.¹⁷ Diese Werte sind wie erwartet sehr niedrig, aber nicht gleich Null, d.h. wenn der Gaspreis steigt, dann sinkt die Nachfrage. In unserer März-Studie haben wir, basierend auf der empirischen Literatur, einen ähnlichen Wert von 0,1 verwendet.

Auch Daten zum industriellen Gasverbrauch in den Niederlanden lassen schlussfolgern, dass die Nachfrage bei steigenden Preisen sinkt (Centraal Bureau voor de Statistiek, 2022). So fiel der industrielle Gaskonsum über den Zeitraum von Januar bis Juli 2022 (Kalenderwoche 1 bis 28) um 25%. Relativ zur gleichen Woche im Vorjahr war der Gasverbrauch im Juli 2022 circa 28% niedriger und relativ zu Mai 2021 sogar 40% geringer.

Sowohl in Deutschland als auch in den Niederlanden erfolgten die Nachfragereduktionen in der Industrie ohne größere Einbrüche der Industrieproduktion (Federal Reserve Bank of St Louis, 2022; Ruhnau et al., 2022). Dies ist insbesondere in den Niederlanden aufgrund der

¹⁶ Der von Haushalten bezahlte Durchschnitts-Gaspreis ist auf Grund von Langzeitverträgen deutlich weniger gestiegen als der Spotmarkt-Preis. Daten von DESTATIS zeigen einen Anstieg um ca. 50% und Daten von BDEW zeigen einen Anstieg um ca. 140%. Siehe <https://twitter.com/OliverRuhnau/status/154499037911489537?s=20&t=a8Bqx4DxqVm00BumOIkz9>

¹⁷ Die Definition der Elastizität ist $-\Delta \log(Q)/\Delta \log(P)$ wobei $\Delta \log(Q)$ und $\Delta \log(P)$ die Log-Veränderungen der Gasnachfrage Q und des Gaspreises P sind. Bei einem 140% Preisanstieg ist die Elastizität $-\Delta \log(Q)/\Delta \log(P) = -\log(0,94)/\log(2,4) = 0,07$. Bei einem 50% Preisanstieg ist sie $-\Delta \log(Q)/\Delta \log(P) = -\log(0,94)/\log(1,5) = 0,15$.

großen Reduktion des Gasverbrauchs bemerkenswert. Zum Vergleich: unter der Annahme, dass die Substitutionsmöglichkeiten in der gesamten Industrie gleich Null sind, d.h. dass sich entlang der Lieferketten durch Leontief-Produktionsprozesse starke Kaskadeneffekte ergeben, hätte die Industrieproduktion eins-zu-eins mit dem Gasverbrauch sinken sollen (s. Anhang A.2 unserer März-Studie). Dass dies nicht passiert ist, ist ein wichtiges indirektes Indiz dafür, dass die Substitutionsmöglichkeiten zum Teil erheblich sein müssen.

Unterm Strich spricht daher vieles dafür, dass sich die Kosten eines Importstopps von russischem Gas im August 2022 weiterhin in der gleichen Größenordnung bewegen wie von uns im März prognostiziert. Im Vergleich zum März dürfte die Unsicherheit, mit der diese Schätzung behaftet ist, allerdings niedriger sein. Dies liegt zum einen daran, dass die Schätzungen zur Angebotslücke präziser geworden sind. Zum anderen haben zahlreiche wissenschaftliche Studien aus den letzten Monaten die Größenordnung der zu erwartenden Effekte bestätigt.¹⁸ Auch eine Befragung in der Forschung tätiger Ökonomen kommt zu einem ähnlichen Ergebnis (CFM Survey, 2022). Wichtig ist zudem zu betonen, dass die geschätzten Effekte eines Importstopps relativ zu der Wirtschaftsentwicklung in einem Szenario ohne Importstopp zu interpretieren sind. Auch ohne einen Importstopp könnte Deutschland schon bald in eine Rezession geraten.

Eine zentrale Rolle kommt hier den Möglichkeiten zur Substitution von Gas in der Produktion zu. Hier hat sich gezeigt, dass die anfänglich verbreitete Auffassung, dass innerhalb von 6-12 Monaten überhaupt keine Gassubstitution möglich sei, falsch war. Inzwischen gibt es zahlreiche Beispiele für substantielle Substitutionsmöglichkeiten auch in der chemischen Industrie und der Glasproduktion. Im folgenden berichten wir über eine Reihe von Beispielen, die das Potenzial zur Substitution aufzeigen:¹⁹

- **BASF**²⁰ „in Ludwigshafen kann [durch] Heizöl etwa 15 Prozent des für die Strom- und Dampferzeugung benötigten Erdgases ersetzen.“ Gas zur Strom- und Dampferzeugung machte 2021 rund die Hälfte des in Ludwigshafen verbrauchten Gases aus.²¹ **BASF** substituiert zudem bei der Ammoniakproduktion. Der Konzern hat wegen der hohen Gaspreise die Produktion von Ammoniak am Standort

¹⁸ Siehe die Zusammenfassung der Literatur bis Ende April, aufbauend auf Sachverständigenrat (2022) und Berger et al. (2022). Siehe auch drei Studien des IWF (Sher et al., 2022; Pescatori et al., 2022; und Di Bella et al., 2022), Gemeinschaftsdiagnose (2022b,c) und Pieroni (2022). Eine nach Ende April von Krebs (2022) erstellte Studie kommt zu deutlich höheren BIP-Verlusten von bis zu 12%. Die Studie hat allerdings signifikante Schwächen wie sogar die Autoren einer Bezugsstudie, Carvalho et al. (2020), aussagen: „Ohne weitere Analysen würden wir selbst diese japan- und erdbebenspezifische Zahl nicht als Ausgangspunkt für eine quantitative Bewertung von Energieunterbrechungen in Europa verwenden.“ Siehe <https://app.handelsblatt.com/politik/konjunktur/gas-krise-wie-sie-deutschland-nicht-erlebt-hat-bis-zu-halber-billion-euro-schaden-bei-energie-embargo/28316318.html>.

¹⁹ Siehe auch die wachsende Liste mit zusätzlichen Beispielen in diesem Twitter Thread: https://twitter.com/ben_moll/status/1548004135294754817?s=20&t=taoNd5FJWMcHBRtYX8hliw

²⁰ BASF ist der größte einzelne Gasverbraucher in Europa mit rund 48 Terawattstunden (TWh) in 2021. Hiervon entfielen 37 TWh allein auf den Stammsitz in Ludwigshafen, was etwa dem Jahresverbrauch der Schweiz entspricht (<https://www.nzz.ch/wirtschaft/chemiekonzern-basf-das-gas-wird-teuer-doch-die-geschaefte-bluehen-noch-ld.1695326>).

²¹ <https://www.nzz.ch/wirtschaft/chemiekonzern-basf-das-gas-wird-teuer-doch-die-geschaefte-bluehen-noch-ld.1695326>

Ludwigshafen reduziert und durch Zukäufe ergänzt: "dieser Ersatz über den Weltmarkt [ist] relativ leicht möglich."²² Einen Teil kann das Unternehmen substituieren, indem es Ammoniak in den USA statt am Standort Ludwigshafen produziert.²³ Dies ist ein gutes Beispiel der Substitution durch Importe, die wir in unserer früheren Studie betont haben, in diesem Fall sogar innerhalb des gleichen Unternehmens. Eine Studie von Stiewe et al. (2022) untersucht die deutsche Düngemittelproduktion, für welche **Ammoniak** ein wichtiges Vorprodukt ist, das wiederum mit Gas hergestellt wird. Die Studie kommt zu dem Schluss "dass erhöhte Ammoniakimporte dazu geführt haben, dass die heimische Düngemittelproduktion bemerkenswert stabil geblieben ist." Im Einklang mit diesen Beispielen zeigen Daten von Oxford Economics, dass chemische Importe in den vergangenen Monaten stark angestiegen sind.²⁴

- Glashersteller **Wiegand Glas** kann "seine Schmelzwannen künftig mit leichtem Heizöl statt wie bisher nur mit Erdgas beheizen."²⁵
- Autohersteller **Mercedes-Benz** sieht in Deutschland ein Reduktionspotenzial bei Erdgas von 50% "wenn regionales Pooling ermöglicht wird." "So kann beispielsweise am Standort Sindelfingen [...] die Lackiererei im Notfallmodus ohne Gasversorgung betrieben werden."²⁶
- Autohersteller **Audi** sagt, dass das Unternehmen mit 20 Prozent weniger Gas auskommen kann. Nur ungefähr 10% des normalen Gasbedarfs sind laut Unternehmen "die Mindestmenge an Gas, die gebraucht werde."²⁷
- Schraubenhersteller **Würth** stellt Öfen, die das Material von Schrauben härten, gerade von Gas auf Strom um.²⁸ Die Kosten sind bei circa einer Million Euro pro Ofen überschaubar. Ein Problem ist, dass diese Substitution wegen langer Lieferzeiten benötigter Bauteile wohl bis zu 12 Monate dauern könnte. Die Zeitabhängigkeit von Substitutionsmaßnahmen war der Grund, dass Ökonomen gefordert hatten, mit diesen schon im März anzufangen.
- **Chemiekonzern H&R** sagt, es könne ungefähr 25% seines Gasverbrauchs durch Kohle und Öl ersetzen.²⁹
- Die Brauerei **Veltins** sagt, sie könne bei einem Gaslieferstopp ohne Unterbrechung weiter brauen: „Wir können innerhalb weniger Stunden im Kesselhaus von Gas- auf Heizölbefuerung umstellen.“³⁰
- **Molkereien** stellen von Gas auf einen Notbetrieb mit Öl um.³¹

²²<https://www.nzz.ch/wirtschaft/chemiekonzern-basf-das-gas-wird-teuer-doch-die-geschaefte-bluehen-noch-ld.1695326>

²³<https://www.icis.com/explore/resources/news/2022/06/28/10779322/basf-s-antwerp-us-ammonia-output-could-offset-potential-shutdown-in-germany-bank/>

²⁴<https://twitter.com/OliverRakau/status/1546774406197874688?s=20&t=jyomoCqhWQGQinPvmJHjEn>

²⁵<https://www.zeit.de/news/2022-07/25/schnelle-genehmigung-wiegand-glas-kann-erdgas-ersetzen>

²⁶<https://mbpassion.de/2022/07/mercedes-benz-steigert-q2-ergebnis/>

²⁷<https://www.n-tv.de/wirtschaft/Audi-kaeme-mit-20-Prozent-weniger-Gas-aus-article23484747.html>

²⁸<https://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/unternehmen/wuerth-chef-warnt-teilemangel-erschwert-gassparen-18172847.html>

²⁹<https://www.ft.com/content/619946ac-94b9-4d93-bc7f-d458dfc8b39a>

³⁰<https://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/unternehmen/brauerei-veltins-bunkert-heizuel-und-sorgt-fuer-gas-lieferstopp-vor-18175875.html>

³¹<https://www.tagesschau.de/wirtschaft/unternehmen/gasknappheit-molkereien-101.html>

- **Stahlproduzent Arcelor-Mittal** sagt, das Unternehmen könne Stahl-Vorprodukte extern einkaufen und damit den Gasverbrauch in der Produktion verringern.³² Zum Teil kauft **Arcelor-Mittal** diese Vorprodukte aus einem eigenen Werk in Kanada und importiert diese dann nach Deutschland.³³ Ähnlich wie im Beispiel von **BASF** oben handelt es sich hier um Substitution durch Importe sogar innerhalb des selben Unternehmens.
- Die **Stadtwerke München** "haben die Umstellung eines großen Heizkraftwerks von Kohle auf Gas verschoben und werden zwei Heizwerke von Erdgas wieder zurück auf Heizöl umstellen."³⁴

Interessanterweise können die Modelle in vieler der seit März erstellten Studien dieses Substitutionsverhalten nicht erfassen, da sie null Substituierbarkeit annehmen (Substitutionselastizität gleich null, d.h. Leontief Fall). Dies gilt auch für einige hochkarätige Studien wie z.B. Gemeinschaftsdiagnose (2022a,b,c), und Deutsche Bundesbank (2022). Die Modelle in diesen Studien sind deshalb auch von eingeschränktem Nutzen um eine Gasnachfragereduktion durch wirtschaftspolitische Maßnahmen zu analysieren. Ausnahmen von Studien, die Substitution modellieren, sind neben unserer Studie aus dem März zum Beispiel die IWF-Studien (Sher et al., 2022; Pescatori et al., 2022; und Di Bella et al., 2022) und Pieroni (2022). Gleichwohl liefern auch Modelle ohne direkte Substitutionsmöglichkeiten in der für einzelne Wirtschaftszweige unterstellten Produktionsfunktion eine nützliche Information, da deren Ergebnisse als worst case Szenario zu interpretieren sind. Mit Substitutionsmöglichkeiten wären die Folgen eines Gaslieferstopps entsprechend milder.

3. Bewertung der Maßnahmen der Bundesregierung

Die Bewertung der Strategie der Bundesregierung, frühzeitige Gasnachfrageanpassungen nicht konsequenter durchzusetzen und an den Gasimporten aus Russland trotz des Angriffskriegs auf die Ukraine festzuhalten, fällt zwiespältig aus. Insbesondere war diese Strategie selbst im besten Fall (volle Speicher im Herbst) nicht geeignet, Deutschlands Gasverbrauch im Winter von Russland unabhängig zu machen. Anders gesagt, selbst im günstigsten Fall, wenn Moskau passiv zugesehen hätte, wie Deutschland seine Speicher auffüllt, wäre das Land weiter erpressbar gewesen. Die bisherige Politik war insofern nicht geeignet, eine energiepolitische Unabhängigkeit von dem Regime in Moskau bis zum Winter zu erreichen.

Dazu ist, wie von uns im März bereits aufgezeigt, immer eine parallele Gasnachfragereduzierung erforderlich. Dies wird zwar auch auf Seiten der Politik immer wieder betont, allerdings nicht entschlossen genug umgesetzt. In jedem Fall aber sind die Anstrengungen zum Bau von LNG-Terminals und Diversifizierung der Gasversorgung durch

³²<https://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/unternehmen/wie-in-der-industrie-am-besten-gas-gespart-werden-kann-18126831.html>

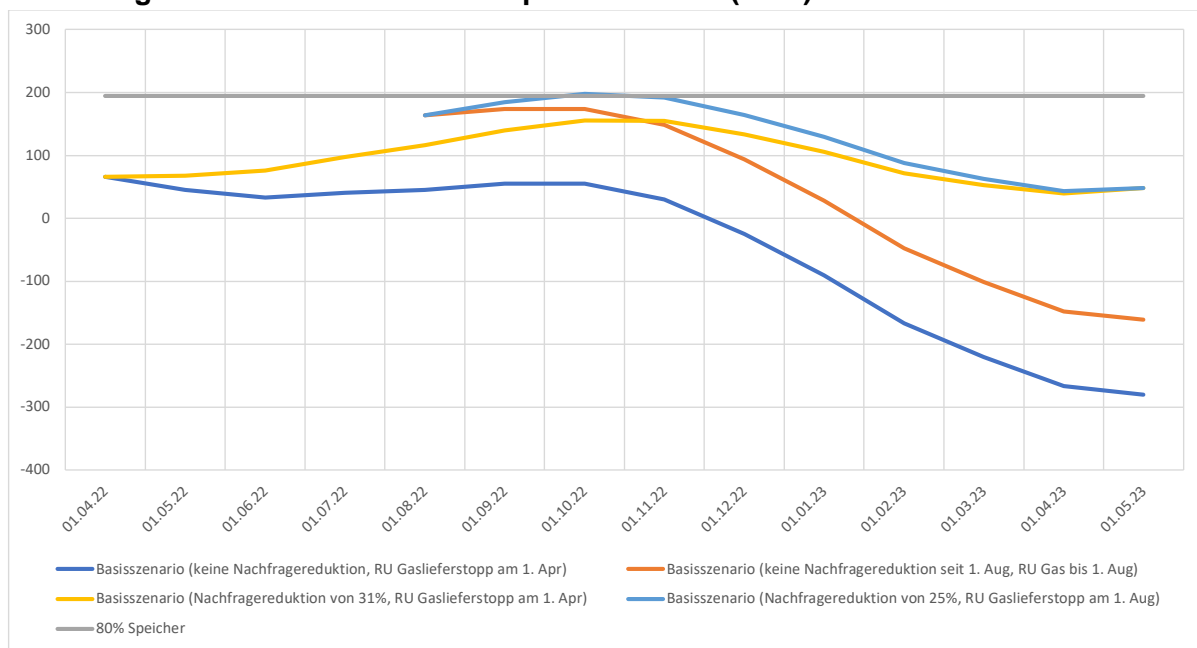
³³<https://www.nytimes.com/2022/07/30/business/europe-natural-gas.html>

³⁴<https://zeitung.faz.net/fas/wirtschaft/2022-07-17/9db2c3db5df167136d04035d5f00c832/?popup=user.lf-ns>

Importe aus Drittländern positiv zu bewerten. Dennoch bleibt der verbleibende Anpassungsbedarf auf der Nachfrageseite substantiell.

Wie viel höher wäre der Anpassungsbedarf gewesen, wenn Deutschland schon ab April ohne russische Gasimporte hätte auskommen müssen? In Abbildung 3 präsentieren wir ein simples kontrafaktisches Szenario. Die Berechnungen zeigen, dass die Gasnachfrage um 31% reduziert hätte werden müssen, also um gut 6% mehr als die 25% bei einem Lieferstopp im August (natürlich wäre diese Differenz bei einem Gassstop zum 1. Mai, ein vielleicht noch realistischeres Ausstiegsdatum, noch einmal etwas geringer). Bei einem Lieferstopp im April ohne Gasnachfragereduktion hätten zum Ende der Heizperiode 328 TWh Gas gefehlt, deutlich mehr als die 210 TWh, die bei einem Lieferstopp im August fehlen würden. Dies entspricht 31% des durchschnittlichen Verbrauchs von 1060 TWh über den 13-monatigen Zeitraum Anfang April bis Ende der Heizperiode im darauffolgenden Jahr.

Abbildung 3: Verlauf deutscher Gasspeicherstände (TWh)



Anmerkungen: Diese Abbildung stellt den Verlauf der Gasspeicherstände in Terawattstunden (TWh) für vier verschiedene Szenarien dar und stellt diese im Vergleich zu einem Speicherfüllstand von 80% (graue Linie). Im ersten Szenario wird angenommen, dass es einen russischen Gaslieferstopp ab dem 1. April gegeben hätte und keine Gasnachfragereduktion folgte (dunkelblaue Linie). Im zweiten Szenario gilt die Annahme, dass russisches Gas bis zum 1. August geliefert wird und keine Gasnachfragereduktion ab dem 1. August erfolgt (orangefarbene Linie). Im dritten Szenario wird eine Gasnachfragereduktion von 31% bei einem russischen Gaslieferstopp ab dem 1. April dargestellt (gelbe Linie) und im letzten Szenario eine Gasnachfragereduktion von 25% bei einem russischen Gaslieferstopp ab dem 1. August (hellblaue Linie).

Der Unterschied zwischen 25% und 31% ist nicht unerheblich. Aber im Hinblick auf die von der Politik immer wieder ins Feld geführten politischen und sozialen Auswirkungen eines Gasimportstopps ist klar, dass in beiden Fällen schwierige Entscheidungen notwendig wären.

Warum ist der Unterschied bei der notwendigen Gasnachfragereduktion nicht höher, insbesondere angesichts der deutlich höheren Füllstand der deutschen Gasspeicher im Vergleich zum April (67% Ende Juli statt 27% Anfang April)? Die Antwort ist, dass das

Fassungsvermögen der Gasspeicher und deshalb die Bedeutung der Füllstände oft überschätzt wird. So haben die deutschen Gasspeicher ein Fassungsvermögen von knapp 250 TWh. Das ist "nur" rund ein Viertel des Jahresverbrauchs (bzw. der Verbrauch von zwei Wintermonaten). Selbst mit zu 100% gefüllten Gasspeichern könnte nur ein Teil der Nachfrage abgedeckt werden und Deutschland bliebe von Gasimporten abhängig.

Eine Anpassungsstrategie bei einem sofortigen „cold turkey“ Importstopp im April hätte allerdings die Anreize erhöht, Gasnachfragereduktionen frühzeitig einzuleiten und so die Abhängigkeit von Russland zu reduzieren. Da der Haushaltsverbrauch nach Ende der Heizperiode stark abfällt (Abbildung 2), wären zugleich die verbleibenden Importe aus Norwegen und anderen Ländern ausreichend gewesen, um die Industrie zu versorgen. Ein sofortiger „cold turkey“ Importstopp im April hätte also wegen der starken Saisonalität des Gasverbrauchs keineswegs zu einem sofortigen Gasmangel in der Industrie geführt. Die Industrie hätte Zeit bis zum Winter gehabt, um Gas zu sparen und zu substituieren. Der wichtigste Unterschied zwischen einem Importstopp im April und im August liegt insofern in den volleren Speichern, durch die allerdings die notwendige Gasnachfrageanpassung nur leicht geringer geworden sind. Der Preis hierfür sind kürzere Anpassungszeiten. Die ökonomischen Kosten bleiben insofern durchaus vergleichbar.

Referenzen

- Bachmann, Rüdiger, David Baqaee, Christian Bayer, Moritz Kuhn, Andreas Löschel Benjamin Moll, Andreas Peichl, Karen Pittel, und Moritz Schularick. 2022. "Was wäre, wenn...? Die wirtschaftlichen Auswirkungen eines Importstopps russischer Energie auf Deutschland". *ECONtribute Policy Brief* 29.
- Berger, Eva, Sylwia Bialek, Niklas Garnadt, Veronika Grimm, Lars Other, Leonard Salzmann, Monika Schnitzer, Achim Truger, und Volker Wieland. 2022. "A potential sudden stop of energy imports from Russia: Effects on energy security and economic output in Germany and the EU". German Council of Economic Experts Working Paper, 1.
- BNetzA. 2022. "Gasmengengerüst von 06/22 bis 06/23". Bundesnetzagentur. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/aktuelle_gasversorgung/HintergrundFAQ/Gas-Mengengeruest.pdf.
- Centraal Bureau voor de Statistiek. 2022. "Indicatoren aardgasgebruik van de industrie" <https://www.cbs.nl/nl-nl/visualisaties/indicatoren-aardgasgebruik-van-de-industrie>.
- CFM Survey. 2022. "Effects of an embargo on Russian gas." <https://voxeu.org/article/effects-embargo-russian-gas> und <https://cfmsurvey.org/surveys/effects-embargo-russian-gas>.
- Deutsche Bundesbank. 2022. "Zu den möglichen gesamtwirtschaftlichen Folgen des Ukrainekriegs: Simulations-rechnungen zu einem verschärften Risiko-szenario." Monatsbericht April 2022. <https://www.bundesbank.de/resource/blob/889640/97ca0f0ed36b71ebd54fe83c824ffef/mL/2022-04-ukraine-data.pdf>.
- Di Bella, Gabriel, Mark J. Flanagan, Karim Foda, Svitlana Maslova, Alex Pienkowski, Martin Stuermer, und Frederik G. Toscani. 2022. "Natural Gas in Europe: The Potential Impact of Disruptions to Supply." *IMF Working Paper No. 2022/145*. International Monetary Fund.
- Federal Reserve Bank of St. Louis. 2022. "Production of Total Industry in Netherlands" und "Production of Total Industry in Germany." <https://fred.stlouisfed.org/series/NLDPROINDMISMEI> und <https://fred.stlouisfed.org/series/DEUPROINDAISMEI>.
- Gemeinschaftsdiagnose. 2022a. "Von der Pandemie zur Energiekrise–Wirtschaft und Politik im Dauerstress." Gemeinschaftsdiagnose Frühjahr 2022. https://gemeinschaftsdiagnose.de/wp-content/uploads/2022/04/GDF2022_Gesamtdokument_unkorriegert_12.4_13h.pdf.
- . 2022b. "Gefahr einer Gaslücke gegenüber April deutlich verringert – aber Versorgungsrisiken bleiben" Sonderauswertung (Juni 2022). https://gemeinschaftsdiagnose.de/wp-content/uploads/2022/06/Sonderauswertung_Gasluecke_Juni_2022.pdf.

content/uploads/2022/07/gemeinschaftsdiagnose_sonderauswertung-gasluecke-juni-2022.pdf.

———. 2022c. “Zur Gefahr einer Gaslücke in Deutschland bei einer Drosselung russischer Lieferungen auf 20%.” Sonderauswertung (Juli 2022).
https://gemeinschaftsdiagnose.de/wp-content/uploads/2022/07/Gemeinschaftsdiagnose_Sonderauswertung-Gasluecke_Juli-2022.pdf.

Krebs, Tom. 2022. “Auswirkungen eines Erdgasembargos auf die gesamtwirtschaftliche Produktion in Deutschland.” IMK Study No. 79. Hans-Böckler-Stiftung.

McWilliams, Ben, Giovanni Sgaravatti, Simone Tagliapietra, und Georg Zachmann. 2022a. “Can Europe Survive Painlessly without Russian Gas?” *Bruegel*. February 27, 2022.
<https://www.bruegel.org/2022/02/preparing-for-the-first-winter-without-russian-gas/>.

———. 2022b. “Preparing for the First Winter without Russian Gas.” *Bruegel*. 28 February.
<https://www.bruegel.org/2022/02/preparing-for-the-first-winter-without-russian-gas/>.

McWilliams, Ben, Giovanni Sgaravatti, und Georg Zachmann. 2021. “European Natural Gas Imports.” *Bruegel Datasets*, first published 29 October. Accessed March 3, 2022.
<https://www.bruegel.org/publications/datasets/european-natural-gas-imports/>.

McWilliams, Ben, und Georg Zachmann. 2022. “European Union demand reduction needs to cope with Russian gas cuts.” *Bruegel Blog*. 7 July.
<https://www.bruegel.org/2022/07/european-union-demand-reduction-needs-to-cope-with-russian-gas-cuts>.

Pescatori, Andrea, John C. Bluedorn, Christoffer Koch, Silvia Albrizio, und Martin Stuermer. 2022. “Market Size and Supply Disruptions: Sharing the Pain of a Potential Russian Gas Shut-off to the European Union.” IMF Working Paper No. 2022/143. International Monetary Fund.

Pieroni, Valerio. 2022. “Energy Shortages and Aggregate Demand: Output Loss and Unequal Burden from HANK.”
https://valeriopieroni.github.io/upload/wp/energy_hank.pdf.

Ragwitz, Mario, Joachim Müller-Kirchenbauer, Bernhard Klaaßen, Marieke Graf, Ulrike Herrmann, Christoph Nolden, Maximilian Evers, Okan Akça, Dongrui Jiang, und Kristian Hurtig. 2022. “Europäische Gasversorgungssicherheit vor dem Hintergrund unterbrochener Versorgung aus Russland.” Berlin: Fraunhofer IEG & SCAI, TU Berlin, im Auftrag des Akademienprojektes „Energiesysteme der Zukunft“ (ESYS).
https://energiesysteme-zukunft.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/PDFs/Report_Acatech_Fraunhofer_TU_Berlin.pdf.

- Ruhnau, Oliver, Clemens Stiewe, Jarusch Muessel, und Lion Hirth. 2022. "Gas demand in times of crisis. The response of German households and industry to the 2021/22 energy crisis".
- Sachverständigenrat. 2022. "Estimates of the Consequences of an Intensification of the Conflict on the Economic Outlook." Technical Report, German Council of Economic Experts. https://www.sachverstaendigenrat-wirtschaft.de/fileadmin/dateiablage/Konjunkturprognosen/2022/KJ2022_Box3_Excerpt.pdf.
- Sher, Galen, Jing Zhou, und Ting Lan. 2022. "The Economic Impacts on Germany of a Potential Russian Gas Shutoff." IMF Working Paper No. 2022/144. International Monetary Fund.
- Stiewe, Clemens, Oliver Ruhnau, und Lion Hirth. 2022. "European industry responds to high energy prices: The case of German ammonia production".
- Umweltbundesamt. 2022. "Primärenergiegewinnung Und -Importe." Umweltbundesamt. <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/primaerenergiegewinnung-importe>.