

Auswirkungen von Energieeinsparungen auf den Gasbedarf und den Gaspreis in Deutschland bis 2040

Maik Günther¹, Michael Schimpf²

Abstract: Erdgas ist vielfältig anwendbar und kommt in der Wärmeerzeugung, der Warmwasserbereitung, der Stromerzeugung und bei Industrieanwendungen zum Einsatz. Die EU verfolgt ambitionierte Ziele zur Energieeinsparung. Dies hat auch Auswirkungen auf den zukünftigen Bedarf an Erdgas in Deutschland. 2015 wurden in Deutschland 21% des Primärenergiebedarfs mit Erdgas gedeckt. In dieser Arbeit wird der Einfluss der Energieeinsparung auf den Erdgasbedarf in Deutschland bis 2040 untersucht. Hierzu werden drei Szenarien erzeugt, für die u.a. verschiedene Renovierungsquoten im Gebäudebestand und Effizienzsteigerungen in der Industrie unterstellt werden. Anhand dieser drei Bedarfsszenarien werden zudem die Auswirkungen auf die Gasflüsse von und nach Deutschland sowie auf den Gaspreis am Handelspunkt NetConnect Germany (NCG) bis 2040 untersucht. Dabei findet das weltweite Gasmarktmodell WEGA der Stadtwerke München Anwendung.

Keywords: Gasbedarf, Energieeinsparung, Gasmarktmodell, WEGA, NCG, Gaspreis, Gasflüsse

1 Einleitung

Erdgas spielt eine wichtige Rolle in der Energieversorgung und seine Anwendungsfelder sind vielfältig: Wärmeerzeugung, Warmwasserbereitung, Stromerzeugung und Industrieanwendungen. Dem Erdgasbedarf wird das weltweit größte Wachstumspotenzial unter den fossilen Brennstoffen zugeschrieben. So rechnet BP weltweit mit einem jährlichen Wachstum von 1,8% bis 2035 [BP16]. Im Jahr 2013 hatte Erdgas in Europa einen Anteil von 23% am gesamten Primärenergiebedarf [Eu16]. Deutschland ist das europäische Land mit dem größten Erdgasbedarf. Im Jahr 2015 betrug dieser knapp 82 Mrd. m³ [AG16].

Die EU hat ambitionierte Ziele zur Energieeinsparung. So soll der Primärenergiebedarf bis 2020 um 20% [Eu11] gegenüber den ursprünglichen Projektionen sinken und bis 2030 strebt man eine Reduktion um 30% an [Eu14]. Energieeinsparungen sind beispielsweise durch veränderte Prozesse in Gewerbe und Industrie, durch eine bessere Wärmedämmung bei Wohngebäuden oder durch die Erneuerung von Heizungssystemen zu realisieren. Die langfristige Entwicklung von Bedarfstreibern wie Produktion und Energieeffizienz in der Industrie oder Renovierungsquoten im Gebäudebestand sind unsicher. Daher werden in dieser Arbeit drei Szenarien für den Erdgasbedarf in Deutschland bis 2040 erstellt. Ein Basisszenario sowie jeweils ein Szenario mit einem hierzu höheren bzw. einem

¹ Stadtwerke München GmbH, Emmy-Noether-Str. 2, 80992 München, guenther.maik@swm.de

² Stadtwerke München GmbH, Emmy-Noether-Str. 2, 80992 München, schimpf.michael@swm.de

niedrigeren Erdgasbedarf. Methodisch wird der Gasbedarf für die Erzeugung von Strom und Fernwärme (FW) mit Hilfe eines fundamentalen Strommarktmodells berechnet. Für die Sektoren Haushalte, Gewerbe und Dienstleistungen (GuD) oder Industrie werden Studien und Statistiken analysiert sowie Experteninterviews geführt. Aus den gewonnenen Erkenntnissen werden induktive Schlüsse zum zukünftigen Gasbedarf gezogen.

Ausgehend von den drei Szenarien für den Gasbedarf werden in dieser Arbeit auch deren Auswirkungen auf die Gasflüsse von und nach Deutschland bis 2040 aufgezeigt. Zudem wird ihr Einfluss auf die Gaspreise am Handelspunkt NetConnect Germany (NCG) analysiert. Hierzu wird das weltweite Gasmarktmodell WEGA³ der Stadtwerke München GmbH (SWM) eingesetzt. Der jährliche Gasbedarf Deutschlands ist dort ein Eingangsparameter und kann beliebig geändert werden. Diese Jahreswerte werden mit Hilfe von hinterlegten Profilen auf Tageswerte umgerechnet, wobei der Temperaturverlauf eines Durchschnittsjahres, ohne Kältewellen oder besonders milde Winter, zu Grunde liegt.

Der Aufbau dieser Arbeit gestaltet sich wie folgt: In Kapitel 2 werden die drei Szenarien für die Entwicklung des Gasbedarfs in Deutschland bis 2040 beschrieben. Hierbei wird auch auf die Treiber eingegangen, die den Gasbedarf in den Szenarien beeinflussen. In Kapitel 3 wird das Gasmarktmodell WEGA erläutert, mit dem anschließend in Kapitel 4 die Berechnungen zu den Gaspreisen und Gasflüssen durchgeführt werden. Die Ergebnisse werden ebenfalls in Kapitel 4 erörtert. Diese Arbeit endet mit einer Zusammenfassung.

2 Gasbedarf in Deutschland bis 2040

In diesem Abschnitt werden die drei Szenarien für die Entwicklung des Gasbedarfs in Deutschland bis 2040 vorgestellt. Hierbei handelt es sich zum einen um ein Basisszenario, welches die zentrale Sicht darstellt. Um Sensitivitäten mit WEGA zu rechnen, werden vom Basisszenario ein Hochszenario mit einem höheren sowie ein Tiefszenario mit einem niedrigeren Gasbedarf abgeleitet. Die Erstellung der drei Szenarien erfolgt dabei getrennt nach den folgenden Sektoren, die nun erläutert werden:

- Erzeugung von Strom- und FW,
- Sonstiges,
- Haushalte,
- Gewerbe und Dienstleistung (GuD),
- Industrie.

Im Sektor für die Erzeugung von Strom und FW werden analog zu Eurostat [Eu16]

³ WEGA steht für Weltweites GAsmarktmodell.

Erzeugungsanlagen von Energieversorgern sowie die Eigenerzeugung der Industrie berücksichtigt. Der Gasbedarf für Erzeugungsanlagen von Energieversorgern wird mit Hilfe des fundamentalen Strommarktmodells der SWM errechnet [SRF14] und auf die Datenbasis von Eurostat hochgerechnet [Eu16], da das fundamentale Strommarktmodell beispielsweise nicht alle KWK-Anlagen enthält. Eigenerzeugungsanlagen der Industrie sind dort ebenfalls nicht abgebildet. Daher wird ihr Gasbedarf aus der Entwicklung bei den Energieversorgern sowie bei der Industrieproduktion abgeleitet. Der so ermittelte Gasbedarf wird für das Hoch- und Tiefszenario unverändert übernommen. Zwar würde beispielsweise der Gasbedarf aus dem Sektor für Strom und FW bei einem höheren Gaspreis im Hochszenario leicht sinken. Dieser Effekt ist jedoch gering, da die Preisunterschiede zwischen dem Basisszenario und dem Hoch- sowie Tiefszenario verhältnismäßig gering ausfallen (siehe Ergebnisse in Kapitel 4). Bis 2040 erhöht sich der Bedarf aus dem Sektor für die Erzeugung von Strom- und FW um 50%.

Der Sektor Sonstiges umfasst u.a. den Transportbereich auf der Straße und zur See. Zum Transportbereich wird aber auch der Transport von Erdgas selbst gezählt. Für Deutschland ist dies nur der Transport per Pipeline, da Deutschland über kein LNG-Importterminal verfügt und der Bau eines Terminals nicht wahrscheinlich ist. Der Sektor Sonstiges umfasst auch den Eigenverbrauch bei der Förderung von Gas sowie den Gasbedarf in Raffinerien. Bei diesem Sektor wurde der Gasbedarf zunächst für die drei Szenarien separat ermittelt. Da das Gesamtniveau gering ist, fallen Unterschiede zwischen den drei Szenarien nicht ins Gewicht. Zur Vereinfachung wurde der Bedarfsverlauf aus dem Basisszenario auch für das Hoch- und Tiefszenario übernommen. Er steigt von 2016 bis 2040 um 3% an.

Im Haushaltssektor gibt es zahlreiche Bedarfstreiber für Gas, die die Raumwärme- und Heißwasserbereitung betreffen. Entwicklungen bei Kochgas können wegen ihres geringen Anteils vernachlässigt werden. Der Bedarf an Kochgas wird daher konstant fortgeführt. Ein relevanter Bedarfstreiber ist die Bevölkerungszahl. Eine plausible Entwicklung kann für diese Arbeit aus Daten des Statistischen Bundesamtes abgeleitet werden [St15]. Im Jahr 2040 werden 77,4 Mio. Einwohner in Deutschland unterstellt. Auf den Gasbedarf hat ebenfalls der Gebäudetyp einen Einfluss [Sh13]. Hierzu gehören die Typen Einfamilienhaus (EFH), Zweifamilienhaus (ZFH) und Mehrfamilienhaus/Apartmenthaus (MFH), wobei ihr Energiebedarf auch vom Alter des Gebäudes abhängt. Historische Daten zum Gebäudebestand, auf denen dann Abriss- und Renovierungsquoten aufsetzen, stammen vom Statistischen Bundesamt [St14b]. Die derzeitigen Abrissquoten je Jahr von 0,2% für EFH/ZFH und 0,3% für MFH werden bis 2040 fortgeführt [BB15]. Da ein steigender Bedarf nach neuen Wohnungen bis 2030 besteht [BB15], wurden jährliche Neubauquoten für EFH/ZFH von 0,7% bis 2030 und 0,3% ab 2030 sowie für MFH von 0,6% bis 2030 und 0,2% ab 2030 unterstellt. Bei den Renovierungsquoten wird von vollständigen Renovierungen (äquivalent) ausgegangen [KDG12], [EHB13]. Die Ergebnisse sind in Tabelle 1 aufgeführt. Während alle zuvor genannten Bedarfstreiber in den Szenarien Basis, Hoch und Tief eine identische Entwicklung haben, gibt es bei den Renovierungsquoten Unterschiede. Hiermit soll in den Szenarien beispielsweise die Wirkung von verschiedenen Maßnahmen der Politik zur Energieeinsparung nachgebildet

werden. Ebenfalls wichtig für den Gasbedarf ist die verwendete Heizungstechnologie. Gasheizungen hatten 2014 einen Anteil von etwa 48% [BD14]. Bei Neubauten waren es in 2014 53% für EFH/ZFH sowie 55% für MFH [St14a]. Zwar werden Gasheizungen durch andere Technologien wie Wärmepumpen ersetzt, doch besonders Ölheizungen werden andererseits von Gasheizungen verdrängt [Sh13]. Das jährliche Wachstum des Anteils von Gasheizungen im Gebäudebestand (renoviert wie auch unrenoviert) ist in Tabelle 1 ersichtlich.

| Szenario | Parameter | Bis 2030 | Ab 2030 |
|----------|---------------------------|----------|---------|
| Basis | Renovierungsquote EFH/ZFH | 1,3% | 2,0% |
| Hoch | Renovierungsquote EFH/ZFH | 0,5% | 1,0% |
| Tief | Renovierungsquote EFH/ZFH | 2,0% | 2,5% |
| Basis | Renovierungsquote MFH | 1,7% | 2,0% |
| Hoch | Renovierungsquote MFH | 0,8% | 1,0% |
| Tief | Renovierungsquote MFH | 2,0% | 2,5% |
| Basis | Anteil Gasheizungen | 0,3% | 0,1% |
| Hoch | Anteil Gasheizungen | 0,4% | 0,2% |
| Tief | Anteil Gasheizungen | 0,0% | -0,2% |

Tab. 1: Jährliche prozentuale Änderung der Bedarfstreiber im Haushaltssektor

Abbildung 1 zeigt die Entwicklung des Gasbedarfs im Haushaltssektor. Im Basisszenario sinkt der Gasbedarf von 2016 bis 2040 um 26%, im Hochszenario um 7% und im Tiefszenario um 41%. Der starke Rückgang des Gasbedarfs im Tiefszenario basiert alleinig auf den Annahmen, dass jährliche Renovierungsquoten von 2,0% und ab 2030 sogar 2,5% umgesetzt werden können. Zudem wird unterstellt, dass Gasheizungen bis 2030 keine Zuwächse im Gebäudebestand erzielen und danach vor allem von Wärmepumpen verdrängt werden.

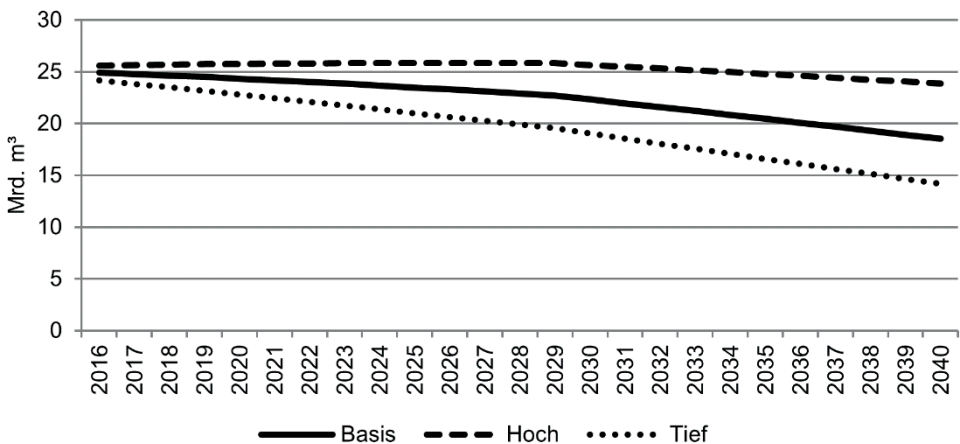


Abb. 1: Gasbedarf für Haushalte in Deutschland in den Szenarien Basis, Hoch und Tief

Die Gebäude im GuD-Sektor werden in dieser Arbeit als MFH betrachtet. Somit können die Daten für die Bedarfstreiber der MFH aus dem Haushaltssektor auf den GuD-Sektor übertragen werden. Dies gilt für die Raumwärme und die Warmwasserbereitung. Der Anteil der Prozesswärme ist bei GuD gering und wird daher konstant fortgeführt. Das Ergebnis ist in Abbildung 2 dargestellt. Der Gasbedarf bis 2040 sinkt im Basisszenario um 29%, im Hochszenario um 9% und im Tiefszenario um 44%.

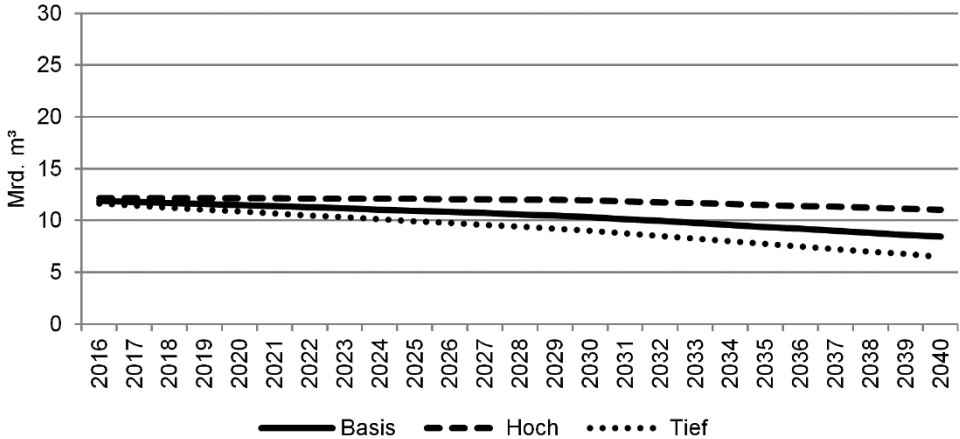


Abb. 2: Gasbedarf für GuD in Deutschland in den Szenarien Basis, Hoch und Tief

Der Industriesektor wird zur Projektion des zukünftigen Gasbedarfs in Subsektoren zerlegt, um die individuellen Besonderheiten der Subsektoren besser berücksichtigen zu können. Hierzu zählen die Subsektoren: Chemie/Petrochemie, Ernährung und Tabak, Eisen und Stahl, Nichteisenmetalle, nichtmetallische Mineralien, Maschinenbau, Papierindustrie, Fahrzeugbau sowie Sonstiges. Die Bildung der Subsektoren orientiert sich an der Branchenaufteilung des Statistischen Bundesamtes [St08] sowie des Umweltbundesamtes [Fe13]. Anhand dieser Quellen sowie aus den Veröffentlichungen von AGEB [AG13], [AG15], Eurostat [Eu16], Prognos [Pr13], Remus et al. [Re13], Schlesinger et al. [Sc14] und Wörtler et al. [Wö13] wurden individuell für jeden Subsektor die jährlichen Entwicklungsraten der Produktion und der Energieintensität mit Bezug auf den Erdgaseinsatz bis 2040 abgeleitet. So führt ein Anstieg der Produktion zwar zu einem höheren Erdgasbedarf, ein Anstieg der Energieeffizienz dämpft diesen Effekt jedoch. Das Basisszenario enthält genau diese Ableitungen. Im Hochszenario ist die Veränderung der jährlichen Energieintensität mit Bezug auf den Erdgaseinsatz je Subsektor jeweils um 0,7% nach oben korrigiert, wogegen sie im Tiefszenario jeweils um 0,7% nach unten korrigiert ist. Abbildung 3 zeigt die Entwicklung des Gasbedarfs im Industriesektor. Dieser sinkt im Basisszenario bis 2040 um 17%. Der Gasbedarf im Hochszenario verläuft fast konstant und steigt bis 2040 um 3%. Im Tiefszenario sinkt der Gasbedarf bis 2040 um 37%.

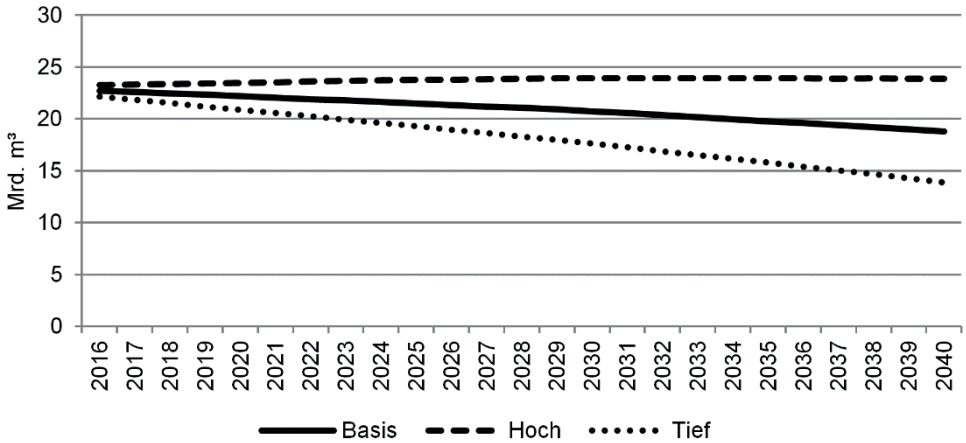


Abb. 3: Gasbedarf für Industrie in Deutschland in den Szenarien Basis, Hoch und Tief

In Abbildung 4 ist der Verlauf des jährlichen Gasbedarfs für alle drei Szenarien bis 2040 dargestellt. Man erkennt, dass sich die Gasbedarfsentwicklungen im Hoch- und Tiefszenario nur langsam vom Gasbedarfsverlauf im Basisszenario entfernen. Es braucht viele Jahre, bis Gebäude renoviert sind, ein signifikanter Anteil an Neubauten errichtet ist und sich neue Technologien durchgesetzt haben. Für das Basis- und Tiefszenario gilt, dass der Rückgang des Gasbedarfs bei Haushalten, GuD, Industrie und Sonstiges nicht vom Kraftwerks- und FW-Sektor kompensiert werden kann. Der Bedarf sinkt bis 2040 im Basisszenario um 5% und im Tiefszenario um 18%. Im Hochszenario steigt er um 8%.

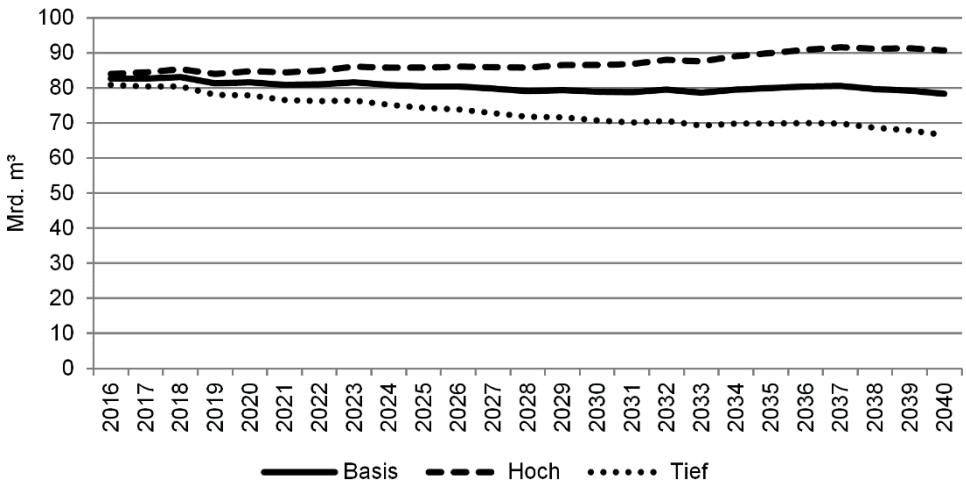


Abb. 4: Gasbedarf für Deutschland in den Szenarien Basis, Hoch und Tief

Für das Basisszenario ist der Gasbedarf bis 2040 getrennt nach Sektoren in Abbildung 5 dargestellt. Ab 2030 hat der Kraftwerks- und FW-Sektor einen größeren Anteil am

Gesamtbedarf als der Industriesektor. Die langfristig wachsende Erzeugung von Strom aus Erdgas führt zu diesem Anstieg, während alle anderen Sektoren einen rückläufigen Gasbedarf bis 2040 haben. Der Anstieg im Kraftwerks- und FW-Sektor basiert auf Annahmen zum Mindestausbaupfad für Erneuerbare, zur Stromnachfrage, zu Brennstoffpreisen, etc. Andere Annahmen bewirken einen abweichenden Verlauf. Ein sehr hoher Gaspreis würde beispielsweise zu einer geringeren Gasnachfrage im Kraftwerks- und FW-Sektor führen, da unter sonst gleichen Annahmen mehr Erneuerbare zugebaut werden.

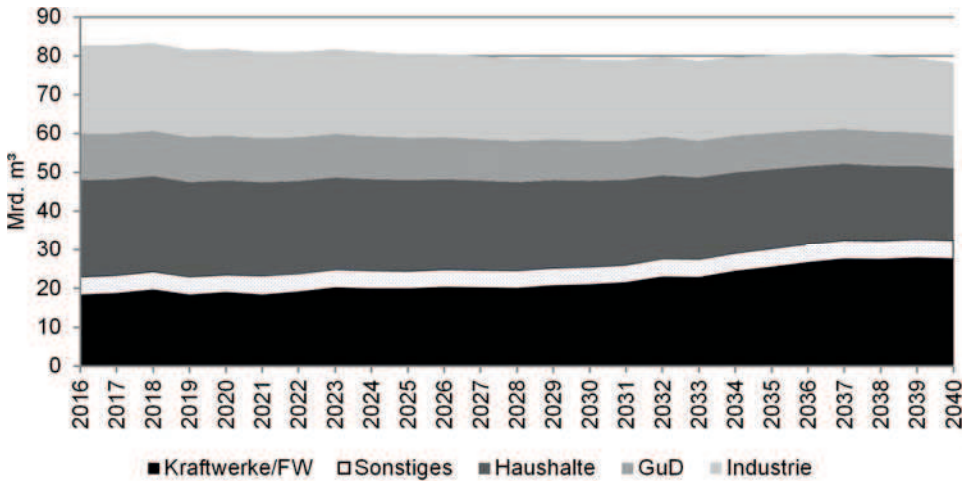


Abb. 5: Gasbedarf für Deutschland im Basisszenario nach Sektoren

3 Weltweites Gasmarktmodell

Bei WEGA ergeben sich die Gasflüsse und die daraus resultierenden Gaspreise unter perfekter Vorausschau und vollständigem Wettbewerb, wobei zahlreiche Nebenbedingungen zu beachten sind. Marktmacht von Produzenten sowie Investitionsentscheidungen sind fest vorgegeben und werden nicht vom Modell bestimmt. Zur Abbildung von Marktmacht in WEGA können jedoch Szenarien erstellt werden. Hierbei werden beispielsweise Preisvorgaben von Produzenten und ein etwaiges Zurückhalten von Mengen als Eingangsdaten im Modell hinterlegt. Mit WEGA kann ein Szenario bis 2040 in täglicher Auflösung mit einem detaillierten Pipelinenetz in etwa 25 Minuten gerechnet werden. Das Konzept von WEGA entspricht in den Grundzügen dem Gasmarktmodell TIGER des EWU [HJW14]. Für einen Überblick über Gasmarktmodelle sei auf die Arbeiten von Chyong und Hobbs [CH14], Holz et al. [HHK08] sowie auf die Arbeit des Energy Modeling Forums [EM07] verwiesen.

WEGA basiert auf Linearer Programmierung (LP) und wurde mit Hilfe der FICO Xpress Optimization Suite erstellt. Der Quellcode des Modells wurde von Pöyry Management Consulting (UK) Ltd. entwickelt und 2013 von den SWM erworben. Das kommerzielle Modell von Pöyry trägt den Namen Pegasus [DaSa04], [Pö12]. Die SWM haben jedoch auch die zugehörige Datenbank von Pöyry erworben und mit eigenen Daten verändert. Zu den SWM-eigenen Annahmen zählt z.B. der Gasbedarf aus dem fundamentalen Strommarktmodell der SWM. Zudem nutzen die SWM öffentlichen Quellen sowie Daten kommerzieller Anbieter. So haben die Unternehmen PIRA Energy Group, Wood Mackenzie, IHS und Bloomberg New Energy Finance z.T. eigene Gasmarktmodelle und stellen den SWM relevante Daten kostenpflichtig zur Verfügung. Für Plausibilitätsprüfungen werden regelmäßig die Future-Preise relevanter Märkte nachgerechnet. Zudem werden die Parameter und Ergebnisse mit Experten diskutiert.

WEGA ist zwar ein weltweites Gasmarktmodell, hat aber einen Fokus auf Europa. Daher ist Europa besonders detailliert abgebildet. Die Notwendigkeit für ein weltweites Gasmarktmodell besteht vor dem Hintergrund, dass durch den Transport von Flüssiggas (LNG) per Schiff ein weltweiter Handel von Erdgas möglich ist. Laut BP wird LNG bis 2035 einen größeren Anteil am weltweiten Gashandel haben als Pipelinegas [BP16]. Der Transport von Erdgas ist also nicht nur an Pipelines mit festen Anfangs- und Endpunkten geknüpft. Modelle, die z.B. nur Nordamerika oder Europa betrachten und LNG-Flüsse fest vorgeben, bilden die Realität daher nicht ausreichend ab.

Der weltweite Gasmarkt ist in WEGA als ein Netz aus verschiedenen Typen von Knoten und Kanten aufgebaut. Bei den Knoten unterscheidet man Bedarfszonen (Länder, Regionen oder Handlungspunkte, z.B. NCG), Gasfelder innerhalb der Bedarfszonen, Gasfelder mit Pipelineanbindung, Anlandepunkte für Pipelines (z.B. Greifswald für Nord Stream), Gasfelder mit Anbindung an LNG-Exportterminals, LNG-Importterminals, Gasspeicher sowie Flexibilitätsoptionen innerhalb einer Bedarfszone (z.B. Coal-Gas-Switch, abschaltbare Kunden, Lastabwürfe zur Vermeidung einer Unlösbarkeit des Optimierungsproblems). Für die Verbindung zwischen den verschiedenen Arten von Knoten gibt es wiederum eine Vielzahl an unterschiedlichen Kanten. Zwischen zwei Bedarfszonen gibt es beispielsweise eine Kante, die einen Interkonnektor darstellt. Sie erlaubt einen Gasfluss in eine vorgegebene Richtung. Für einen Interkonnektor, der Gasflüsse in beide Richtungen ermöglicht, werden daher zwei Kanten erzeugt.

Knoten und Kanten haben je nach Typ unterschiedliche Eigenschaften. Hierzu zählen Kapazitätsrestriktionen, Kosten, Profile für die Produktion in täglicher Auflösung, Ein- und Ausspeicherleistungen. WEGA enthält zudem eine Datenbank langfristiger Gaslieferverträge mit Take-or-Pay Klauseln, Flexibilitätsoptionen und Preisformeln. Wegen der Vielzahl an Daten ist die Business Intelligence Software Tableau in das Gasmarktmodell integriert. Mit ihr können direkt in der Modelloberfläche Eingangsdaten und Rechenergebnisse analysiert werden.

WEGA optimiert jedes Gasjahr separat unter perfekter Vorausschau. Dabei wird das Gasjahr in einzelne Tage ‚d‘ zerlegt. Die Zielfunktion ist in Formel 1 dargestellt. Hier gilt

es, die Gesamtkosten ‚KGesamt‘ eines Gasjahres zu minimieren. Diese setzen sich aus den tagesscharfen Produktionskosten ‚KProd_d‘, Transportkosten ‚KTransp_d‘, Speicherkosten ‚KSpei_d‘ sowie etwaigen Flexibilitätskosten ‚KFlex_d‘ zusammen.

$$\text{Min KGesamt} = \sum_{d=1}^D (K\text{Prod}_d + K\text{Transp}_d + K\text{Spei}_d + K\text{Flex}_d) \quad (1)$$

Eine harte Nebenbedingung ist die Deckung des Gasbedarfs jeder Bedarfszone ‚z‘ an jedem Tag ‚d‘. Nach Formel 2 wird der tägliche Gasbedarf einer Bedarfszone ‚z‘ durch die Zu- und Abflüsse der zur Bedarfszone gehörenden Pipelines, LNG-Terminals, Interkonnektoren, Speicher und Flexibilitätsoptionen gedeckt. Weiterhin gibt es Zuflüssen durch Eigenproduktion innerhalb der Bedarfszone. In Formel 2 meint ‚Ein‘ jeweils einen Zufluss zur Bedarfszone und ‚Aus‘ einen Abfluss.

$$\begin{aligned} \text{Bedarf}_{z,d} = & \text{PipelineEin}_{z,d} - \text{PipelineAus}_{z,d} + \\ & \text{LNGEin}_{z,d} - \text{LNGOut}_{z,d} + \\ & \text{InterkonnektorEin}_{z,d} - \text{InterkonnektorAus}_{z,d} + \\ & \text{SpeicherEin}_{z,d} - \text{SpeicherAus}_{z,d} + \\ & \text{FlexibilitätsoptionEin}_{z,d} + \text{EigenproduktionEin}_{z,d} \quad \forall z \in Z, d \in D \end{aligned} \quad (2)$$

Zusätzliche Nebenbedingungen betreffen die zuvor genannten zahlreichen Eigenschaften der Knoten, Kanten und Verträge. Beispielsweise darf die maximale Kapazität einer Pipeline oder eines LNG-Importterminals nicht überschritten werden und vertraglichen Vereinbarungen aus den langfristigen Lieferverträgen sind einzuhalten. Für weitere Ausführungen zu WEGA sei auf [Gül16] verwiesen.

4 Experimente und Ergebnisse

Bei den folgenden Berechnungen wird jeweils nur der Gasbedarf in Deutschland geändert. Passt man zusätzliche Parameter wie beispielsweise die Produktionskosten, den Ölpreis oder die weltweite LNG-Exportkapazität an, so ergeben sich andere NCG-Preise.

Wegen interner Restriktionen sind nachfolgend keine NCG-Preise dargestellt. Abbildung 6 zeigt jedoch die prozentualen Abweichungen der NCG-Preise für das Hoch- und Tief-szenario im Vergleich zum Basisszenario von 2020 bis 2040. Der Unterschied im Gasbedarf zwischen Tief- und Basisszenario wird bis 2040 immer größer (z.B. -14,1% in 2040), die jährlichen NCG-Preise des Tiefszenarios sinkt jedoch in keinem Jahr um mehr

als 3,1% gegenüber dem Basisszenario. Dies liegt daran, dass der nordwesteuropäische Gasmarkt im Basisszenario bereits sehr gut versorgt ist und Zugriff auf eine ausreichende Zahl relativ günstiger Quellen hat. Eine Absenkung des Gasbedarfs führt somit nur zu einer unterproportionalen Preisreduktion. Die NCG-Preise im Hochszenario entfernen sich in den 20ern weniger stark von Basisszenario als das Tiefszenario. Wiederum dämpft die sehr gute Versorgung des Gasmarktes zunächst die Preise. Ab Anfang der 30er Jahre ist der Bedarfsanstieg im Hochszenario jedoch so stark, dass zunehmend Gas aus teureren Quellen benötigt wird und die NCG-Preise im Vergleich zum Basisszenario stärker ansteigen. Grundsätzlich kann festgehalten werden, dass die NCG-Preise nicht sehr sensitiv auf Änderungen des Gasbedarfs in Deutschland reagieren, solange der Bedarf innerhalb der Grenzen des Hoch- und Tiefszenarios liegt.

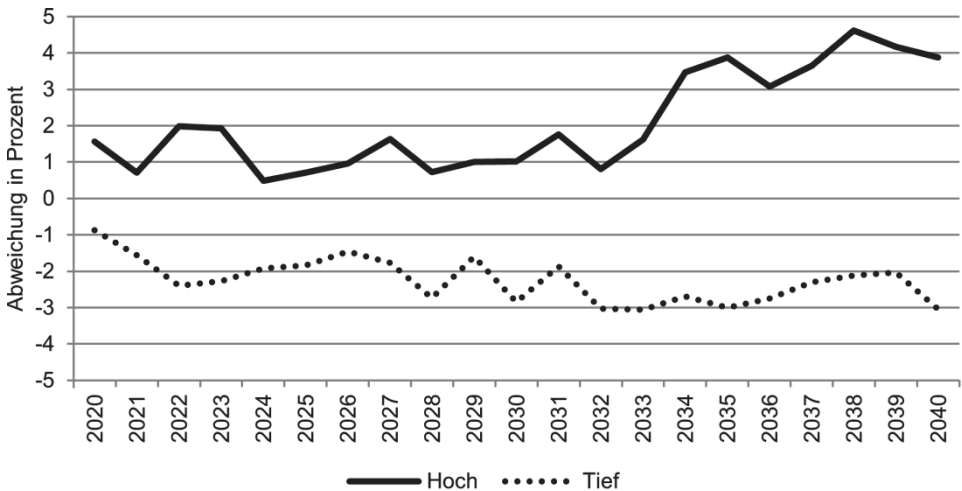


Abb. 6: Abweichungen der jährlichen NCG-Preise in Bezug auf das Basisszenario in Prozent

Abbildung 7 zeigt die Gasflüsse von und nach Deutschland in den drei Szenarien. Die einheimische Produktion sowie Gasflüsse in und aus einheimischen Speichern sind nicht dargestellt. Mit Transitgas sind vor allem Durchleitungen von Ost nach West z.B. nach Frankreich gemeint. Im Basis- und Hochszenario sind die Transitgasflüsse annähernd identisch und nehmen in Zukunft leicht ab. Lediglich im Tiefszenario steigen sie Ende der 30er Jahre durch vermehrte Exporte in die Schweiz an. In allen drei Szenarien nehmen Importe aus Russland, Polen, Tschechien und Österreich ab Mitte der 20er Jahre zu. Hierbei handelt es sich um direkte Gaslieferungen aus Russland über die Nord Stream Pipeline sowie um Gaslieferungen aus Russland und dem kaspischen Raum, welche über Polen, Tschechien und Österreich nach Deutschland gelangen. Importe aus Norwegen gehen in allen drei Szenarien ab Mitte der 20er Jahre zurück, da die Produktion in Norwegen ab diesem Zeitpunkt langsam sinkt und das Gas dann zunehmend in andere westeuropäische Staaten exportiert wird. Importe aus Westeuropa gehen im Basisszenario langsam zurück. Vor allem weil die Produktionsmengen aus dem Gasfeld Groningen in den Niederlanden sinken. Dieser Trend wird im Hochszenario etwas aufgefangen, da

durch zusätzliche LNG-Importe in die Niederlande und Belgien mehr Gas nach Deutschland exportiert werden kann. Im Tiefszenario sind Gasimporte aus Westeuropa ab 2032 nicht mehr erforderlich, um den Gasbedarf in Deutschland zu decken. In Summe zeigen sich vor allem bei den Importen aus Westeuropa sowie aus Russland, Osteuropa und Österreich größere Unterschiede zwischen den drei Szenarien. Norwegische Importe gehen in allen Szenarien fast gleichmäßig zurück und Exporte aus Deutschland steigen nur im Tiefszenario Ende der 30er Jahre stärker an als in den anderen beiden Szenarien.

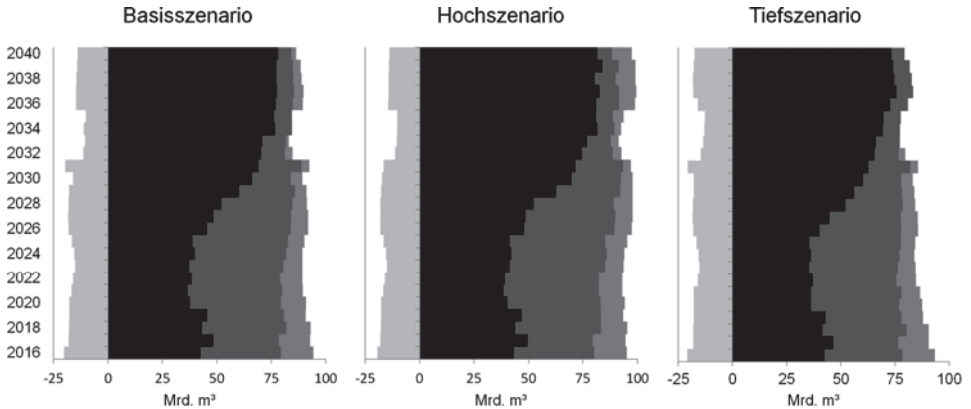


Abb. 7: Gasflüsse von und nach Deutschland für die Szenarien Basis, Hoch und Tief

5 Zusammenfassung

In dieser Arbeit wurden drei Szenarien für den Gasbedarf in Deutschland bis 2040 vorgestellt. Ausgehend von einem Basisszenario, welches die bestmögliche Sicht darstellt, wurden ein Hoch- sowie ein Tiefszenario entwickelt. Der Gasbedarf in allen drei Szenarien wurde dabei getrennt nach den Sektoren Haushalte, GuD, Industrie, Kraftwerke und FW sowie Sonstiges erstellt. Es wurde deutlich, dass sich die Gasbedarfe der drei Szenarien nur langsam voneinander entfernen. Es müssen erst Jahre vergehen, bis Maßnahmen zur Energieeinsparung in größerem Stil umgesetzt sind.

Ausgehend von den Bedarfsszenarien wurden Gaspreise und Gasflüsse mit Hilfe des Gasmarktmodells WEGA berechnet. Es hat sich gezeigt, dass die NCG-Preise der Szenarien nur langsam auseinander driften. Bei den Gasflüssen gibt es die größten Unterschiede bei den Importen von Gas aus dem russischen und kaspischen Raum sowie bei den LNG-Importen nach Westeuropa.

Aktuell finden Untersuchungen hinsichtlich der saisonalen Effekte von Einsparmaßnahmen statt. Zudem sollen zukünftig neben Deutschland weitere Länder untersucht werden.

Literaturverzeichnis

- [AG13] AGEB: Anwendungsbilanzen für die Endenergiesektoren in Deutschland in den Jahren 2011 und 2012 mit Zeitreihen von 2008 bis 2012, Nr. 23/11, 2013.
- [AG15] AGEB: Ausgewählte Effizienzindikatoren zur Energiebilanz Deutschland, 2015.
- [AG16] AGEB: Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2015, 2016.
- [BB15] BBSR: Wohnungsmarktprognose 2030, BBSR-Analysen 07, 2015.
- [BD14] BDEW: Wie heizt Deutschland?, 2015.
- [BP16] BP: Energy Outlook 2035, 2016.
- [CH14] Chyong, C. K.; Hobbs, B. F.: Strategic Eurasian Natural Gas Market Model for Energy Security and Policy Analysis. *Energy Economics*, 44/09, S. 198-211, 2014.
- [DaSa04] Davies, G.; Sarsfield-Hall, R.: Gas SCR – Cost Benefit Analysis for a Demand-Side Response Mechanism. A report to Ofgem, Pöyry, 2004.
- [EHB13] Enseling, A.; Hinz, E.; Born, R.: Energetische Sanierung des Gebäudebestandes privater Haushalte, 2013.
- [EM07] EMF: Prices and Trade in a Globalizing Natural Gas Market, EMF Report 23, 2007.
- [Eu11] Europäische Kommission: Energieeffizienzplan 2011, KOM(2011) 109, 2011.
- [Eu14] Europäische Kommission: Pressemitteilung, IP/14/856, 2014.
- [Eu16] Eurostat Database, <http://ec.europa.eu/eurostat/data/database>, Stand 11.04.2016.
- [Fe13] Felix, C. M.; et al.: Politikszenerarien für den Klimaschutz VI, FB 1730, 2013.
- [Gü16] Günther, M.: Practical Application of a Worldwide Gasmarket Model at Stadtwerke München. In: (Dörner, K. u.a., Hrsg.): *OR Proc. (OR 2015)*, Springer, im Druck, 2016.
- [HHK08] Holz, F.; von Hirschhausen, C.; Kemfert, C.: A Strategic Model of European Gas Supply (GASMOD). *Energy Economics*, 30/08, S. 766-788, 2008.
- [HJW14] Hecking, H.; John, C.; Weiser, F.: An Embargo of Russian Gas and Security of Supply in Europe, *EWI*, 2014.
- [KDG12] Krauß, N.; Deilmann, C.; Gruhler, K.: Wo steht der deutsche Gebäudebestand energetisch? *Kurzberichte aus der Bauforschung*, 53/12, S.40-50, 2012.
- [Pö12] Pöyry: How will intermittency change Europe's gas markets?, 2012.
- [Pr13] Prognos: Die deutsche chemische Industrie 2030, VCI-Prognos-Studie, 2013.
- [Re13] Remus, R.; et al.: Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Iron and Steel Production, JRC Reference Report, 2013.
- [Sc14] Schlesinger, M.; et al.: Entwicklung der Energiemärkte, Nr. 57/12, 2014.
- [Sh13] Shell: Wärmestudie im Wohnungssektor - wie heizen wir morgen?, 2013.
- [SRF14] Schaber, K.; Roth, H.; Fallahnejad, M.: Can the Gas Sector Provide the Flexibility to the

Power Sector for the Integration of Renewables? In: 13th WIW, S. 46-51, 2014.

- [St08] Statistisches Bundesamt: Gliederung der Klassifikation der Wirtschaftszweige, 2008.
- [St14a] Statistisches Bundesamt: Bautätigkeit, Fachserie 5, Reihe 1, 2014.
- [St14b] Statistisches Bundesamt: Bestand an Wohnungen, Fachserie 5, Reihe 3, 2014.
- [St15] Statistisches Bundesamt: Bevölkerung Deutschlands bis 2060, 2015.
- [Wö13] Wörtler, M.; et al.: Steel's Contribution to a Low-Carbon Europe 2050, 2013.