

Entwicklung des Leistungsbedarfs in Gas-Verteilnetzen

Themenbereich 4

Benedikt EBERL¹, Thomas GOBMAIER, Serafin VON ROON,
Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, Am Blütenanger 71, 80995 München,
+49 (0)89 158121-47, beberl@ffe.de, www.ffegmbh.de

1 Einleitung

Fern- und Verteilnetzbetreiber der Gaswirtschaft blicken derzeit unterschiedlich in die Zukunft. Während Verteilnetzbetreiber aufgrund von steigenden Kundenzahlen, getrieben durch vergleichsweise günstige Energiepreise für Erdgas, von einer Zunahme des Leistungsbedarf ausgehen, vertreten die Fernnetzbetreiber die These eines sinkenden Leistungsbedarfs, resultierend durch Sanierungsmaßnahmen sowie der Zunahme alternativer Energieträger, was sich in einem reduzierten Erdgasverbrauch widerspiegelt. Die Frage nach dem Leistungsbedarf der Verteilnetzbetreiber ist von zentraler Wichtigkeit für die Auslegung der Fernübertragungsnetze, deren Dimensionierung auf den maximalen Bedarf der nachgelagerten Netze erfolgen muss, da sonst Netzengpässe auftreten können. In den vergangenen Netzentwicklungsplanverfahren in Deutschland wurde davon ausgegangen, dass ein Rückgang des Verbrauchs eine Reduzierung des Leistungsbedarfs im gleichen Verhältnis hervorruft. Betrachtet man das Beispiel Solarthermie, wird deutlich, dass diese Annahme kritisch hinterfragt werden muss. Wird in einem Gebäude zusätzlich zu einer gasbefeuerten Heizungsanlage eine Solarthermieanlage installiert, reduziert diese zu Zeiten mit Sonneneinstrahlung den Gasbedarf, da sie einen Teil der benötigten Wärme bereitstellen kann. Die Erträge der Solarthermieanlage sind jedoch im Winter geringer als im Sommer. Die kältesten Temperaturen, die den höchsten Warmwasser- und Heizwärmebedarf hervorrufen, treten hingegen im Winter auf. Durch das saisonale Erzeugungsgefälle kann der Verbrauch vor allem in den Sommermonaten reduziert werden, wohingegen der maximale Leistungsbedarf im Winter nur eine marginale Reduzierung erfährt. In diesem Fall steht eine deutliche Verbrauchsreduktion einer vergleichsweise geringen Reduktion des Leistungsbedarfs gegenüber. Aus diesem Grund wird hier untersucht, wie sich der Zusammenhang zwischen Leistungsbedarf und Erdgasverbrauch verschiedener Verbraucher durch unterschiedliche Einflüsse bedingt. Die Erkenntnisse werden auf Basis dynamischer Vollbenutzungsstunden und einem festgelegten Verbraucherszenario auf den zukünftigen Leistungsbedarf der Verteilnetze übertragen. Die hier vorgestellten Untersuchungen wurden im Rahmen der „Studie zum Leistungsbedarf der Verteilnetzbetreiber“ durchgeführt [3], der auch weitergehende Analysen entnommen werden können.

2 Methodische Vorgehensweise

Zunächst werden Daten über den Bezug von Erdgas in verschiedenen Verteilnetzen ausgewertet. Es wird analysiert inwieweit verschiedene Einflussfaktoren auf den Leistungsbedarf identifiziert werden können. Hierfür werden die unterschiedlichen

¹Jungautor

Verbraucher in den Verteilnetzen getrennt untersucht und ihr Anteil an Verbrauch und Leistung dargestellt. Aus den vorhandenen Verbrauchslastgängen der Netzbetreiber können zwei verschiedene Verbrauchersegmente identifiziert werden. Für Kunden, die unter das Segment Registrierende Leistungsmessung (RLM) fallen, sind verbraucherscharfe Lastgänge vorhanden. Hier ist eine Auswertung der Einzelkunden möglich. Lastgänge für Kunden des Segments Standard-Lastprofile (SLP) werden synthetisch generiert, wodurch keine genaue Aussage über den tatsächlichen Leistungsbedarf einzelner Verbraucher getroffen werden kann. In das Segment RLM fallen in der Regel Kunden, deren Jahresverbrauch über 1,5 GWh oder deren Anschlussleistung über 500 kW liegt, also hauptsächlich Industriekunden und große GHD-Kunden. Im SLP-Segment sind somit hauptsächlich Haushalte (HH) und Kunden aus Gewerbe/Handel/Dienstleistungen (GHD) angesiedelt.

Die Entwicklung von Verbrauch und Leistung wurde für die verschiedenen Sektoren Industrie, GHD und HH getrennt untersucht. Es konnten auch Kunden identifiziert werden, die keinem der Segmente zugeordnet werden können. Hierbei handelt es sich um Kraftwerke sowie Verbraucher mit einem atypischen Verbraucherverhalten. Diese wurden in dieser Studie nicht untersucht, da keine allgemeinen Aussagen getroffen werden können. Nach [2] wirkt sich ein Verbrauchsrückgang vor allem in den Sektoren HH und GHD verstärkt aus.

Deshalb werden mit dem Gebäudesimulationsmodell Polysun Gebäudelastgänge verschiedener Gebäudetypen mit verschiedenem Sanierungsstand berechnet. Durch Berücksichtigung der Gleichzeitigkeit können die Einzellastgänge zu Summenlastgängen zusammengefasst werden. Mit der Kenntnis der Gebäudestrukturen der Regionen von unterschiedlichen Netzen aus [1] werden somit die Verbrauchslastgänge für diese Segmente in verschiedenen Netzen nachgebildet. Dies erlaubt eine Beschreibung der heutigen Situation, sowie der zukünftigen Entwicklung bei der Durchführung unterschiedlicher Sanierungsmaßnahmen.

Für den Sektor Industrie werden aufgrund seiner starken Heterogenität im Verbrauchsverhalten zwei mögliche Entwicklungspfade aufgespannt: In einem Entwicklungspfad wird davon ausgegangen, dass sich der Leistungsbedarf analog zum Verbrauch entwickelt, in dem anderen, dass der Leistungsbedarf konstant bleibt.

2.1 Berechnung des Leistungsbedarfs eines Netzes

Die Berechnung des Leistungsbedarfs der Verteilnetze wird auf Basis einer linearen Regression berechnet. Hierfür werden die 120 Tage eines Jahres ausgewählt, die die niedrigste mittlere Temperatur aufweisen. Es wird der maximal aufgetretene Leistungsbedarf des Tages über die Tagesmitteltemperatur aufgetragen. Der Wert der Regressionsgerade bei der netzspezifischen Auslegungstemperatur beschreibt den Leistungsbedarf des Netzes. Die Auslegungstemperatur wird nach DIN EN 12831 bestimmt und kann die diskreten Werte -10 °C , -12 °C , -14 °C und -16 °C annehmen. Zur Verbesserung der Regression werden Kunden, die nur eine geringe Temperaturabhängigkeit aufweisen, aus der Berechnung herausgenommen. Als Grenze für eine geringe Abhängigkeit wird ein absoluter Korrelationskoeffizient kleiner als 0,5 angesehen. Die Lastgänge der in der Regression unberücksichtigten Kunden werden addiert. Der Maximalwert des resultierenden Summenlastgangs wird zu dem Regressionsergebnis addiert, wodurch eine verbesserte

Abschätzung des maximalen Leistungsbedarfs getroffen werden kann. Bei der getrennten Berechnung des Leistungsbedarfs für verschiedene Segmente ist für die untersuchten Netze aufgefallen, dass die Summe der Einzelsegmente nur gering von dem Regressionsergebnis des Gesamtnetzes abweicht. Deshalb kann in späteren Schritten der Leistungsbedarf unterschiedlicher Sektoren getrennt berechnet und anschließend zusammengeführt werden. In **Abbildung 1** ist beispielhaft dargestellt, welche Punkte für die lineare Regression ausgewählt werden. Auf der X-Achse ist die Tagesmitteltemperatur aufgetragen, auf der Y-Achse der normierte Leistungsbedarf der Stunde des Tages mit maximalem Leistungsbedarf an entsprechendem Tag.

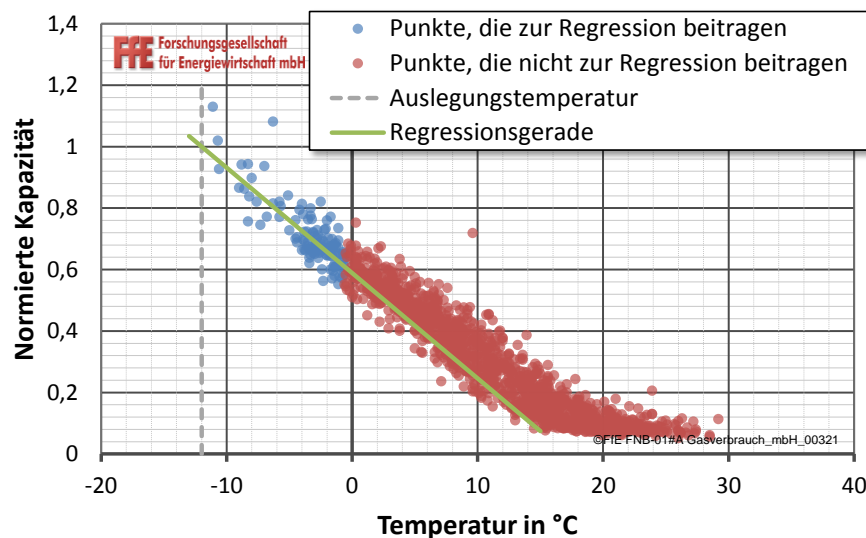


Abbildung 1: Schematische Darstellung der Leistungsberechnung

Auf Basis dieser Berechnungen kann das Verhältnis zwischen Verbrauch und Leistungsbedarf, hier als Vollbenutzungsstunden bezeichnet, in den Netzen bestimmt werden. Es kann somit beispielsweise der Einfluss von der Zusammensetzung der Kundenstruktur in einem Netz beschrieben werden.

2.2 Erstellen von Summenlastgängen

Zur Ermittlung der Unterschiede im Verhältnis von Energie zu Leistungsbedarf von unsanierten, teilsanierten und sanierten Gebäuden werden Lastgänge der Gebäudetypen benötigt. Da SLP-Lastgänge nicht gebäudescharf vorliegen, werden die Lastgänge simuliert. Im ersten Schritt werden die Energiekennwerte von verschiedenen Gebäuden aus der IWU-Gebäudetypologie für unsanierte und sanierte Gebäude zusammengestellt und in die Gebäudesimulation Polysun übertragen.

Der Schritt von Gebäudelastgängen zu Lastgängen, welche typisch für Siedlungen eines Gebäudetyps mit einem bestimmten Sanierungszustand sind, wird über die Anpassung des Gleichzeitigkeitsfaktors vorgenommen. In **Abbildung 2** ist dieses Vorgehen exemplarisch für zwei Tage dargestellt. Ein Summenlastgang hat einen deutlich gleichmäßigeren Verlauf als ein Einzellastgang. In Haushalten sind beispielsweise nicht alle Heizungssteuerungen gleich eingestellt, die Nutzungszeiten stimmen nicht überein und der Energiebedarf für die Warmwasserbereitung fällt nicht gleichzeitig an, da z. B. nicht zur gleichen Zeit geduscht

wird. In [4] wurde für Stromlastgänge bzw. in [5] für Wärmelastgänge gezeigt, dass ein Einzellastgang durch Faltung mit einer Gauß-Funktion derart vergleichmäßigt werden kann, dass das Ergebnis repräsentativ für einen Summenlastgang wird.

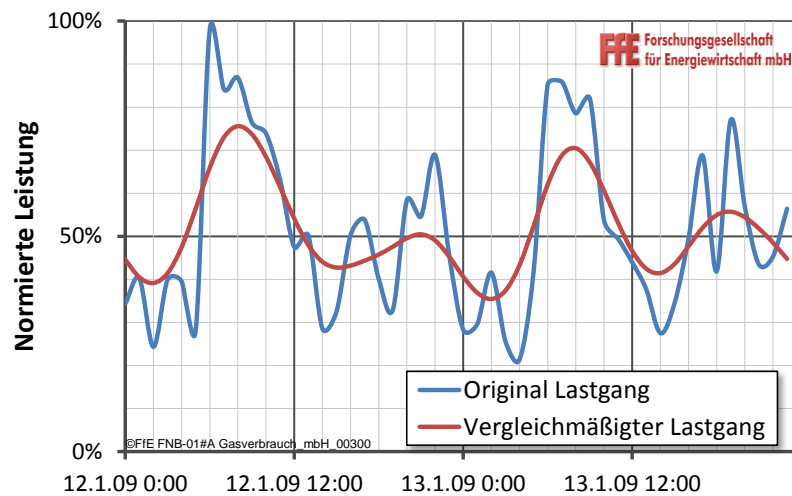


Abbildung 2: Anpassung des Gleichzeitigkeitsfaktors

Nach dem beschriebenen Vorgehen wird eine Sammlung von Lastgängen für verschiedene Gebäude mit unterschiedlichem Sanierungszustand aufgebaut. Somit kann einerseits eine Aussage darüber getroffen werden, welche Auswirkungen sich durch einzelne Maßnahmen ergeben, als auch eine Aussage darüber, welches Verhältnis von Energie zu Leistung bei einer bestimmten Entwicklung anzunehmen ist.

Um eine hohe Vergleichbarkeit bieten zu können, wird die Energiereferenzprognose [2] als Grundlage der zukünftigen Entwicklung gewählt. Durch eine Variation und Kombination der Sanierungsvarianten in Anlehnung an den Ausblick, wie er in der Energiereferenzprognose beschrieben wird, ist es möglich die Entwicklung des Verhältnisses zwischen Verbrauch und Leistungsbedarf bei Gebäuden aufzuzeigen. Der Einfluss verschiedener Sanierungen auf das Gebäudeensemble wird somit quantifiziert, was erlaubt, die beschriebene Entwicklung des Gasverbrauchs in einen Leistungsbedarf zu übersetzen.

3 Ergebnisse

Es wird dargestellt, welche Einflussfaktoren auf das Verhältnis von Energie zu Leistungsbedarf in realen Netzen identifiziert werden können. Anschließend werden auf Basis eines theoretischen Ansatzes die Auswirkungen unterschiedlicher Maßnahmen im Gebäudebereich auf deren Gasbezugsverhalten quantifiziert und dargestellt.

3.1 Einfluss der Verbraucherstruktur

Als Beispiel für die Auswirkungen verschiedener Aspekte auf die Vollbenutzungsstunden eines Netzes wird hier gezeigt, wie sich diese bei einer unterschiedlichen Zusammensetzung der Verbraucher verhält. Es werden hierfür die Vollbenutzungsstunden des Netzes berechnet und über dem Anteil des Verbrauchs von der RLM-Kunden am Gesamtverbrauch dargestellt. **Abbildung 3** zeigt diesen Zusammenhang. Es fällt auf, dass in Netzen mit einem hohen

Anteil an RLM-Kunden tendenziell höhere Vollbenutzungsstunden auftreten. Dies folgt aus der Zusammensetzung der einzelnen Segmente. Im Segment RLM sind hauptsächlich Industrie- und Gewerbekunden anzufinden. Diese weisen in der Regel eine höhere Vollbenutzungsstundenzahl auf, als Kunden, die im SLP-Segment anzutreffen sind. Aus diesem Grund steigen auch die Vollbenutzungsstunden im Gesamtnetz, wenn sich der Anteil des RLM-Verbrauchs im Netz erhöht. Trotz der linearen Tendenz kann jedoch keine Aussage über einen linearen Zusammenhang gemacht werden.

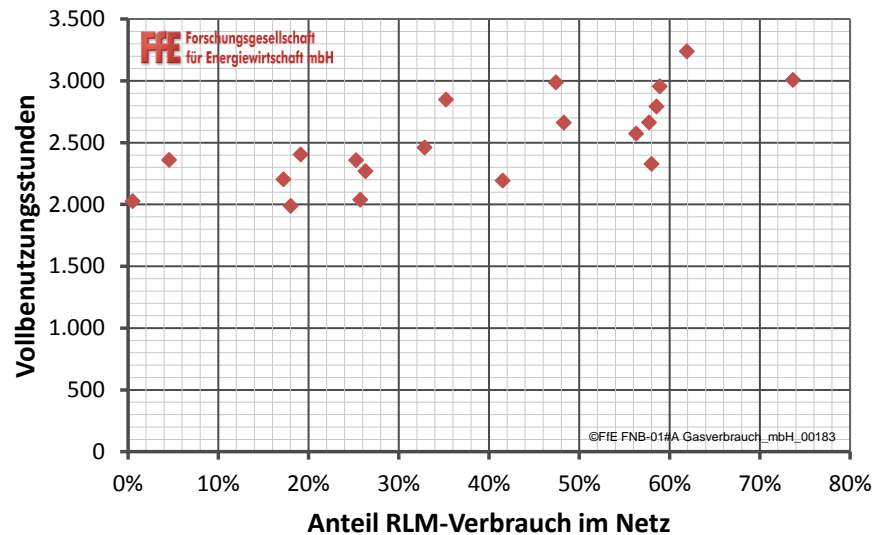


Abbildung 3: Vollbenutzungsstunden der Netze in Abhängigkeit des RLM-Anteils des Gesamtverbrauchs

Diese Auswertung zeigt, dass die unterschiedlichen Segmente jeweils noch einmal detaillierter betrachtet werden müssen. Die Problematik hierbei besteht jedoch in der Detailtiefe, in der Daten über die Zusammensetzung der Segmente vorhanden sind. Eine Analyse für Kunden der Sektoren Industrie und GHD, deren Verbrauch durch den Einsatz von Prozesswärme dominiert wird, kann nur unter Kenntnis der Einzellastgänge der betroffenen Betriebe getroffen werden, da diese sich zu stark in ihrem Gasbezugsverhalten unterscheiden. Da das Verbraucherverhalten von Kunden mit einem überwiegenden Bedarf an Raumwärme hingegen durch die Außentemperatur dominiert wird, ist es hier möglich eine Differenzierung der unterschiedlichen Einflüsse auf den Leistungsbedarf zu beschreiben. Unter diese Kategorie fallen vor allem Haushaltskunden, aber auch ein Teil der GHD-Kunden. Da für SLP-Kunden keine Einzellastgänge vorhanden sind und deshalb auch der Einfluss von verschiedenen Maßnahmen nicht beschrieben werden kann, werden Einzellastgänge simuliert, und anschließend nach vorher beschriebener Methodik zu Summenlastgängen zusammengefasst.

3.2 Auswirkungen von Gebäudesanierungen

Um Summenlastgänge erstellen zu können, die es erlauben die Einflüsse der in [2] beschriebenen Sanierungen zu integrieren werden im ersten Schritt die Einflüsse der Einzelmaßnahmen untersucht und quantifiziert. Beispielhaft wird der Einfluss einer Außenwanddämmung dargestellt.

Durch die Wärmedämmung der Außenwand sinken die Wärmeverluste über die Außenwände des Gebäudes. Damit reichen innere und solare Gewinne noch bei kälteren Temperaturen zur Deckung des Heizwärmebedarfs, weshalb die Heizgrenztemperatur sinkt. Bei gleicher Außentemperatur wird weniger Heizleistung zum Ausgleich der Wärmeverluste benötigt. Zudem ist die thermische Masse des Gebäudes durch die Wärmedämmung besser gegen äußere Einflüsse geschützt, Raumtemperatur und Heizleistung zeigen geringere Schwankungen bzw. reagieren träger auf die Außentemperatur.

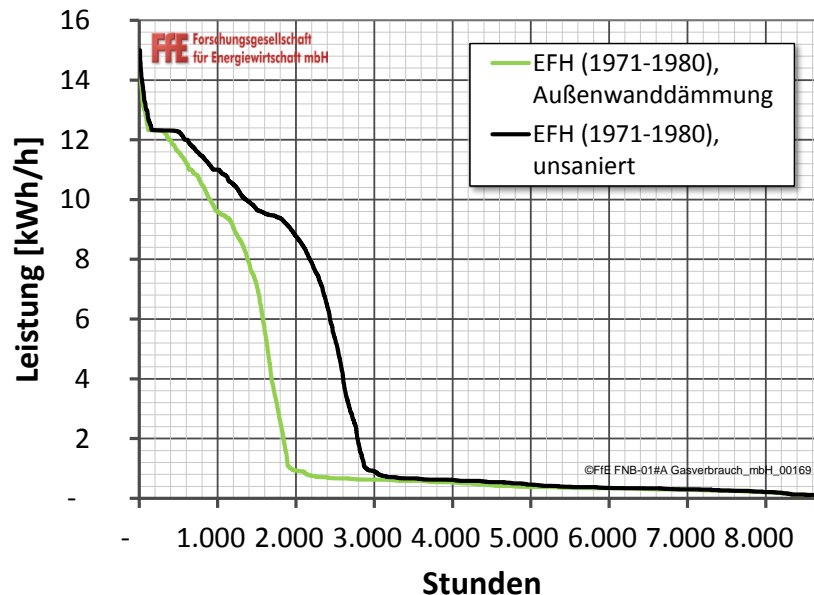


Abbildung 4: Vergleich der sortierten Jahresdauerlinien eines unsanierten Einfamilienhauses (EFH) am Beispiel der Baualtersklasse 1971-1980 mit Außenwanddämmung

In **Abbildung 4** ist der Vergleich der sortierten Jahresdauerlinien für ein ungedämmtes und ein gedämmtes Gebäude dargestellt. Es zeigt sich, dass der Warmwasserbedarf (geringe Last ab Stunde 2000, bzw. 3000) gleich bleibt, während die höheren Lasten durch die Dämmung reduziert sind. Die Spitzenlast reduziert sich jedoch nur in geringerem Umfang, da die Warmwasserbereitung von der Außenwanddämmung nahezu unbeeinflusst ist. Durch die Dämmung sinkt der Wärmebedarf für Raumwärme bei kälteren Außentemperaturen, weshalb der Wärmebedarf zur Warmwassererzeugung in den Vordergrund tritt. Dieser ist jedoch für das sanierte, als auch für das unsanierte Gebäude nahezu identisch.

Durch die beschriebene Vergleichmäßigung des Lastgangs und die Anwendung auf das Gebäudeensemble folgt, dass diese Maßnahme im Gebäudebestand bei den Gebäuden, auf die sie angewendet wird, zu einer durchschnittlichen Reduktion des Energieverbrauchs um 30 % und zu einer Reduktion der Leistung um 10 % führt. Die Sanierungsmaßnahmen Fenstertausch, Kellerdecken- und Dachbodendämmung haben die gleichen Auswirkungen, allerdings in einem geringeren Ausmaß aufgrund der geringeren Umschließungsflächen pro Maßnahme.

In **Tabelle 1** sind die Ergebnisse der untersuchten Maßnahmen zusammengefasst. Detaillierte Erläuterungen der einzelnen Maßnahmen können [3] entnommen werden.

Maßnahme	Reduzierung Verbrauch	Reduzierung Leistungsbedarf
Außenwanddämmung	30 %	10 %
Heizkesseltausch	12 %	15 %
Außenwanddämmung mit Kesseltausch	36 %	19 %
Solarthermie-Anlage mit Kesseltausch	23 %	2 %
Gesamtpaket	58 %	11 %

Tabelle 1: Auswirkungen von typischen Sanierungsmaßnahmen auf die Vollbenutzungsstunden

3.3 Regionalisierung der Entwicklungen

Auf Basis der in [2] beschriebenen Entwicklung und der in [1] hinterlegten Gebäudestruktur für Deutschland heute und in der Zukunft können die Sanierungsmaßnahmen auf die Gebäude verteilt werden. Die Sanierungshäufigkeit für einzelne Maßnahmen ist in [2] beschrieben. Da es sich um durchschnittliche Sanierungsraten handelt, werden diese auf den Gesamtzeitraum aufgeteilt. Es wird davon ausgegangen, dass alle Sanierungen erst im 2ten Teil des Gesamt-sanierungszyklus durchgeführt werden. Eine Sanierungsrate von 5 % pro Jahr bedeutet, dass innerhalb von 20 Jahren an alle Gebäude eine Sanierung durchgeführt wurde. Da aber davon ausgegangen wird, dass an einem neuen Gebäude keine Sanierung durchgeführt wird, wird für die ersten 10 Jahre eine Sanierungsrate von 0 % angesetzt, woraus für die zweiten 10 Jahre eine Sanierungsrate von 10 % resultiert.

3.4 Zukünftige Entwicklung des Leistungsbedarfs

Basis der Beschreibung der zukünftigen Entwicklung ist die Prognose des Gasverbrauchs nach [2]. Es wird allgemein von einem Rückgang des Gasbedarfs ausgegangen. In den Sektoren HH und GHD wird dieser Rückgang durch die Sanierung und Modernisierung von Gebäuden erreicht, während der Rückgang im Sektor Industrie durch Modernisierungen im Prozessbereich begründet wird. In **Abbildung 5** ist die Entwicklung der verschiedenen Sektoren beschrieben. Es wird deutlich, dass im Sektor GHD von der prozentual höchsten Reduzierung ausgegangen wird. Der Rückgang im Sektor HH ist ähnlich hoch, wirkt sich jedoch anteilig nicht so stark aus. Im Bereich Industrie wird von geringen Einsparungen ausgegangen, da keine hohen Auswirkungen von Prozessmodernisierungen und Effizienzsteigerungen im gasverbrauchenden Gewerbe erwartet werden.

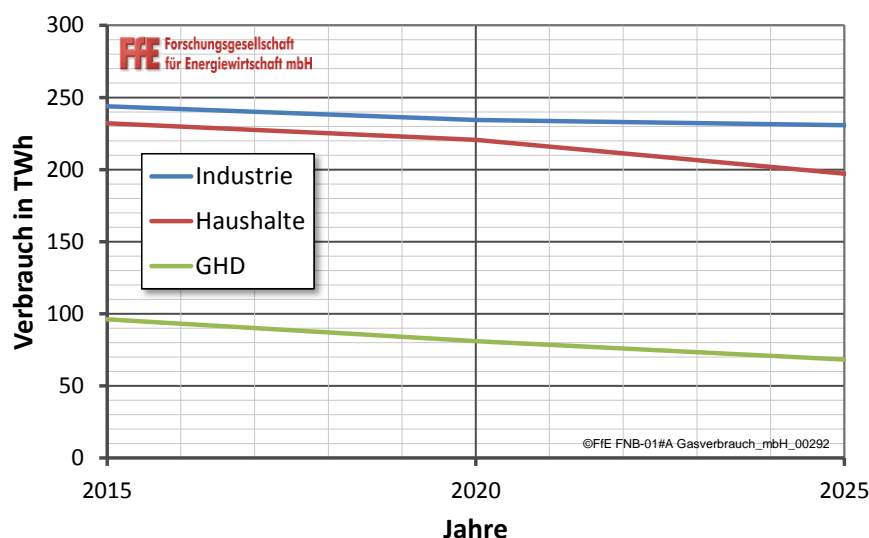


Abbildung 5: Verbrauchsentwicklung nach [2], eigene Berechnungen

Im Sektor HH ergibt sich nach der Annahme des obigen Verbrauchs, und den daraus resultierenden Sanierungsmaßnahmen, ein Verhältnis von 3:1 zwischen der Entwicklung von Verbrauch und Leistung für den betrachteten Zeitraum. Dies bedeutet, dass bei einer Reduzierung des Verbrauchs um 3 % von einer Leistungsreduzierung von 1 % ausgegangen wird.

Haushalte	2015	2020	2025
Verbrauch in TWh	231	221	197
Leistungsbedarf in GW	95	94	90
Resultierende Vollbenutzungsstunden	2420*	2342	2185

Tabelle 2: Entwicklung von Energie und Leistung für private Haushalte aus der Modellrechnung für Deutschland, * Vollbenutzungsstunden 2015 nach [6]

Im Sektor GHD ergeben sich ähnliche Ergebnisse. Die Sanierungsmaßnahmen werden in Analogie zum Vorgehen für Haushalte berücksichtigt. Es wird jedoch davon ausgegangen, dass im Bereich GHD stets alle Sanierungsmaßnahmen, außer der Installation einer Solarthermieanlage, durchgeführt werden. Das Verhältnis von Verbrauchsrückgang zu Leistungsrückgang liegt hier jedoch etwa bei 3:2.

GHD	2015	2020	2025
Verbrauch in TWh	95	81	68
Leistungsbedarf in GW	37	33	30
Resultierende Vollbenutzungsstunden	2560*	2436	2265

Tabelle 3: Entwicklung von Energie und Leistung für den Sektor GHD aus der Modellrechnung für Deutschland, * Vollbenutzungsstunden 2015 nach [6]

Aufgrund der Heterogenität im Gasbezug des Sektors Industrie ist dort eine Modellrechnung, wie sie für die Sektoren Haushalte und GHD durchgeführt wurde, nicht möglich. Aus diesem

Grund wird für den Leistungsbedarf dieses Sektors die Entwicklung unter zwei verschiedenen Annahmen skizziert. In einem ersten Pfad wird davon ausgegangen, dass eine Verbrauchsreduzierung 1:1 in eine Leistungsreduzierung übertragen kann. In einem zweiten Pfad wird dargestellt, wie sich der Leistungsbedarf in Deutschland verändert, wenn von einem konstanten Leistungsbedarf der Industrieverbraucher ausgegangen wird.

In Abbildung 6 ist dargestellt, wie sich der Leistungsbedarf für beide Annahmen entwickelt. Zusätzlich ist die Entwicklung des Verbrauchs aufgezeichnet, wie sie aus den Annahmen nach [2] für die Sektoren GHD, Industrie und Haushalte resultiert.

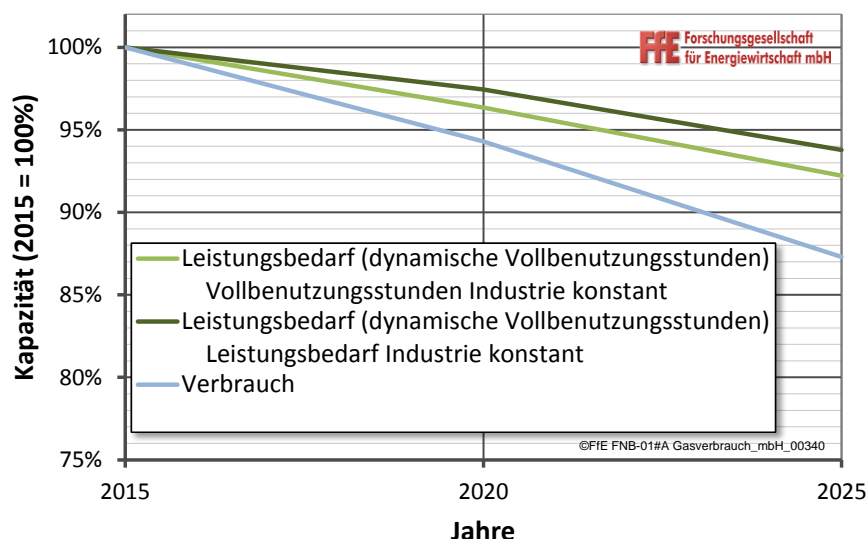


Abbildung 6: Entwicklung von Verbrauch und Leistungsbedarf in Deutschland (Detailansicht)

Es wird deutlich, dass sich der Leistungsbedarf der Erdgasnetze bei den getroffenen Annahmen in einem geringeren Maße reduziert als es für den Verbrauch der Fall ist. Es ergibt sich, anstelle der früher verwendeten Abschätzung eines mittleren Rückgangs im Verhältnis 1:1 ein Rückgang im Verhältnis von etwa 1,6:1 wenn die Vollbenutzungsstunden von Industrieunternehmen gleich bleiben, beziehungsweise von 2,1:1 wenn der Leistungsbedarf der Industrieunternehmen gleich bleibt.

4 Fazit

Es konnte gezeigt werden, dass die Annahme eines konstanten Verhältnisses von Energiebedarf zu Leistungsbedarf nicht zielführend ist. Sanierungen haben einen maßgeblichen Einfluss auf die Entwicklung des Verbraucherverhaltens und somit auf die Vollbenutzungsstunden. Aus diesem Grund ist es notwendig, dass Verbrauch und Leistungsbedarf getrennt untersucht werden. In den Bereichen Haushalte und GHD kann dies bei der Annahme einer starken Homogenität des Bezugsverhaltens von Gas betreffend, gut dargestellt werden. Starke Homogenität bedeutet in diesem Fall, dass der Gasbezug primär zur Deckung vom Raumwärmebedarf anfällt.

Eine allgemeine Aussage für den Sektor Industrie ist aufgrund der starken Heterogenität der Verbraucherstruktur in diesem Sektor nicht möglich. Das Gasbezugsverhalten der einzelnen Kunden ist zu unterschiedlich. Zudem ist es schwierig einen Katalog von typischen Maßnahmen zur Energieeinsparung zu identifizieren. Es empfiehlt sich daher große

Verbraucher einzeln zu betrachten, wenn der Leistungsbedarf eines Netzes detailliert untersucht werden soll.

Literatur

- [1] Beer, Michael; Schmid, Tobias: Das Regionenmodell - Neue Ansätze zur Modellierung von Energiesystemen in: BWK Bd. 62 (2010) Nr. 10. Düsseldorf: Verein Deutscher Ingenieure (VDI), 2010
- [2] Schlesinger, Michael; Lindenberger, Dietmar; Lutz, Christian: Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose - Projekt Nr. 57/12 - Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie . Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), 2014.
- [3] Gobmaier, Thomas Dr.-Ing.; Eberl, Benedikt; von Roon, Serafin Dr.-Ing.: Studie über Einflussfaktoren auf den zukünftigen Leistungsbedarf der Verteilnetzbetreiber. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2014
- [4] Gobmaier, Thomas; Mauch, Wolfgang; Beer, Michael; von Roon, Serafin; Schmid, Tobias; Mezger, Tomás; Habermann, Jochen; Hohlenburger, Sebastian: Simulationsgestützte Prognose des elektrischen Lastverhaltens. München: FfE e.V., 2012
- [5] Gobmaier, Thomas; Corradini, Roger: Strukturoptimierung in Ballungsgebieten - Energiebedarfsprognose für die Stadt München. München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2007
- [6] Jeremias Pressl, et al.: Netzentwicklungsplan Gas 2014. Berlin: Deutsche Fernleitungsnetzbetreiber, 2014