

Analyse von Auswirkungen der Anwendung gängiger Standardlastprofile im Rahmen des Gas-Bilanzausgleichs

Gutachten

Im Auftrag von



**Verband der chemischen
Industrie e.V.**

Mainzer Landstraße 55
60329 Frankfurt

**Verband der Industriellen
Energie- und Kraftwirtschaft e.V.**

Richard-Wagner-Straße 41
45128 Essen

**Industriepark Wolfgang
GmbH**

Rodenbacher Chaussee 4
63457 Hanau (Wolfgang)

eingereicht im April 2009

von



KEMA Consulting GmbH
Kurt-Schumacher-Str. 8
53113 Bonn, Deutschland
Tel.: 0228 44690-00
Fax: 0228 44690-99

Dieses Dokument ist für die Auftraggeber VCI, VIK und IPW bestimmt. Es enthält unter anderem geistiges Eigentum von KEMA. Eine Weitergabe an Dritte oder Veröffentlichung ist nur zulässig in der wörtlichen Fassung des gesamten Gutachtens. Eine Verwendung dieses Gutachtens für die Geltendmachung von Ansprüchen, für Gerichtsverfahren und/oder Werbung ist ohne die ausdrückliche schriftliche Zustimmung von KEMA nicht zulässig.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	1
1. Einleitung	3
2. Hintergrund	5
2.1. Überblick über Standardlastprofile im Gasmarkt.....	5
2.2. Umfang der Berechnungen und Datenbasis	7
3. Abschätzung der Tagesabweichung	8
3.1. Methodisch bedingte Abweichungen beim synthetischen Verfahren.....	8
3.2. Auswirkungen von Temperaturprognosefehlern auf Tagesabweichungen beim synthetischen Verfahren	9
3.3. Tatsächlich beobachtete Abweichungen beim synthetischen Verfahren (kombinierter Fehler).....	13
3.4. Tatsächlich beobachtete Abweichungen beim analytischen Verfahren.....	20
4. Bedarf an Regelleistung zur untertäglichen Strukturierung	24
5. Kumulierter Effekt aus Tagesabweichung und untertäglichem Strukturierungsbedarf	30
Anhang 1 Standardlastprofile der TU München	32
Anhang 2 Prognosefehler von Temperaturprognosen	36
Anhang 3 Ausgewählte Quellen	39

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Tagesmenge und Prognosefehler bei 1,5°C Temperaturabweichung (Einfamilienhaus, HEF03).....	11
Abbildung 2: Tagesmenge und Prognosefehler bei 4,0°C Temperaturabweichung (Einfamilienhaus, HEF03).....	12
Abbildung 3: Absolute und relative Abweichung der Tagesmengen bei Anwendung synthetischer Standardlastprofile (Stadtwerk ohne RLM-Kunden, Winterhalbjahr 2007/2008)	14
Abbildung 4: Absolute und relative Abweichung der Tagesmengen bei Anwendung synthetischer Standardlastprofile (Stadtwerk ohne RLM-Kunden, GWJ 2007/2008)	15
Abbildung 5: Relativer Prognosefehler bei Anwendung synthetischer Standardlastprofile im Verhältnis zur Tagesmitteltemperatur (Stadtwerk ohne RLM-Kunden, Gaswirtschaftsjahr 2007/2008).....	17
Abbildung 6: Korrelation zwischen Temperaturschwankungen und dem Verbrauch von Nicht-Haushaltskunden bei Anwendung der einfachen Tagesmitteltemperatur am Beispiel eines Stadtwerks.....	18
Abbildung 7: Vergleich zwischen SLP und tatsächlichem Verbrauch über 12 Wochen.....	20
Abbildung 8: Abweichungen durch 2-Tage Zeitversatz im analytischen Verfahren (Stadtwerk ohne RLM-Kunden, Winterhalbjahr 2007/2008).....	21
Abbildung 9: Abweichungen durch 2-Tage Zeitversatz im analytischen Verfahren (Stadtwerk ohne RLM-Kunden, Gaswirtschaftsjahr 2007/2008).....	22
Abbildung 10: Vergleich zwischen gemessener Tagesmenge und relativem Prognosefehler bei Anwendung analytischer Standardlastprofile (Stadtwerk ohne RLM-Kunden, Gaswirtschaftsjahr 2007/2008).....	23
Abbildung 11: Illustration des Regelenergiebedarfs für untertägliche Strukturierung	25

Abbildung 12: Maximale positive und negative stündliche Abweichungen der tatsächlichen Abnahme vom Tagesmittel (Stadtwerk ohne RLM-Kunden, Winter 2007/2008)	26
Abbildung 13: Maximale positive und negative stündliche Abweichungen der tatsächlichen Abnahme vom Tagesmittel (Stadtwerk ohne RLM-Kunden, Gaswirtschaftsjahr 2007/2008).....	27
Abbildung 14: Maximaler kumulierter Regelenergiebedarf zum Ausgleich des Tagesprofils von SLP-Kunden (relativ zu tatsächlicher Tagesmenge, Winter 2007 / 2008))	28
Abbildung 15: Maximaler kumulierter Regelenergiebedarf zum Ausgleich des Tagesprofils von SLP-Kunden (relativ zu tatsächlicher Tagesmenge, GWJ 2007 / 2008)	29
Abbildung 16: Gesamter Regelenergiebedarf im Vergleich mit den Erfordernissen zum Ausgleich der Tagesmenge und der untertäglichen Strukturierung.....	31
Abbildung 17: Temperaturabhängigkeit innerhalb eines Lastprofil-Typs (Lastprofil 5)	33
Abbildung 18: Häufigkeitsverteilung der Abweichungen zwischen Ist-Temperatur und Prognosewert.....	36
Abbildung 19: Temperaturabweichungen auf Grundlage von Eintagesmitteltemperatur und geometrischer Reihe im Vergleich.....	37

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Abschätzung des methodischen Fehlers bei Anwendung synthetischer SLP.....	9
Tabelle 2: Annahmen zum Fehler der Temperaturprognose	10
Tabelle 3: Isoliert betrachteter Temperaturfehler im synthetischen SLP.....	13
Tabelle 4: Abhängigkeit der Prognosefehler von der Art der verwendeten Temperaturreihen	16
Tabelle 5: Vergleich von Standardabweichung und maximalem Fehler für temperaturbedingten, methodischen und kombinierten Fehler	19
Tabelle 6: Standardlastprofile Gewerbe im Gasmarkt.....	32
Tabelle 7: Vergleich der Prognosefehler (Standardabweichung) für zwei Wetterstationen.....	38

ZUSAMMENFASSUNG

Das vorliegende Gutachten untersucht den bei der Belieferung von Kunden auf der Basis von Standardlastprofilen (SLP) entstehenden und von den Netzbetreibern bereit zu stellenden Bedarf an Regelenergie. Dieser hängt unmittelbar mit der Prognosegüte der bei der Belieferung von Kleinkunden im deutschen Gasmarkt angewandten Standardlastprofile zusammen (ca. 60% des Gasabsatzes). Bei den für die Praxis entwickelten SLP-Verfahren wird der stundenscharfe Verbrauch auf Basis der für den jeweiligen Tag prognostizierten Tagesmitteltemperatur und/oder der prognostizierten bzw. tatsächlich gemessenen Vortagestemperatur(-en) ermittelt. Seit dem 01.10.2008 reicht es für Lieferanten von SLP-Kunden zudem aus, nur noch die prognostizierten Tagesmittelwerte anstelle von stundenscharfen Prognosewerten einzuspeisen. Neben den auf Tagesbasis entstehenden Abweichungen von SLP-Kunden wurde im Rahmen des Gutachtens daher auch der (zusätzliche) Regelenergiebedarf berücksichtigt, der daraus entsteht, dass für SLP-Kunden(gruppen) vom Lieferanten nicht prognostizierte Stundenwerte, sondern nur prognostizierte Tagesmittelwerte eingespeist werden.

Für den gegenüber einer stundenscharfen Einspeisung entsprechend dem tatsächlichen Verbrauch per Saldo entstehenden Mehrbedarf an Regelenergie sind grundsätzlich drei verschiedene Faktoren ursächlich:

- a) Methodische Fehler, d.h. sich selbst bei richtiger Temperaturprognose ergebende Abweichungen zum tatsächlichen Entnahmeverhalten der Verbrauchergruppe,
- b) Fehlerhafte Temperaturprognosen,
- c) Abweichungen zwischen einer Einspeisung des Tagesmittelwertes und den sich untertäglich ergebenden Verbrauchsschwankungen.

Die wichtigsten Ergebnisse lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- (1) Die beobachteten Abweichungen zwischen SLP-Tagesmittelwerten und tatsächlichen Tagesverbräuchen gehen deutlich über die durch Fehler in den Temperaturprognosen erklärbaren Abweichungen hinaus. Die vorliegenden Untersuchungen deuten darauf hin, dass der größte Anteil dieser Verbrauchsprognosefehler darauf zurück zu führen ist, dass die derzeit angewandten SLP den tatsächlichen Verbrauch selbst bei richtig prognostizierten Temperaturen nicht genau wiedergeben. Im Falle der in der Praxis vorherrschenden Verwendung der prognostizierten Ta-

gesmitteltemperatur als Referenztemperatur sind im jährlichen Mittel (Standard)-Abweichungen von ca. 20% der jeweiligen Tagesmenge zu erwarten.

- (2) Die Qualität der Verbrauchsprognosen von SLP-Kunden im synthetischen Verfahren hängt von der Prognosegüte der Tagesmitteltemperatur ab, welche die wichtigste Einflussgröße für den tatsächlichen Verbrauch von SLP-Kunden darstellt. Die relativen Fehler nehmen mit steigender Temperatur zu, können jedoch selbst unter günstigen Umständen schon bei Temperaturen von weniger als 5°C einen zweistelligen Prozentsatz der jeweiligen Tagesmenge ausmachen. Diese Ergebnisse werden grundsätzlich durch die exemplarische Analyse auf Grundlage der Daten mehrerer deutscher Stadtwerke bestätigt.
- (3) Die Anwendung des analytischen Verfahrens führt aufgrund des 2-Tages-Zeitversatzes ebenfalls zu erheblichen Abweichungen, die in Einzelfällen bis zu 40% der tatsächlich gemessenen Tagesmenge erreichen können. Im Gegensatz zum synthetischen Verfahren besteht in diesem Falle kein offensichtlicher Zusammenhang mit der Temperatur, so dass tendenziell auch an sehr kalten Tagen mit einem hohen Gasverbrauch größere Abweichungen auftreten können.
- (4) Die Belieferung von SLP-Kunden auf Grundlage von Tagesbändern erfordert ferner Regelenergie zur untertäglichen Strukturierung. Hierbei können in einzelnen Stunden Abweichungen von bis zu 50% auftreten, während der maximale integrale Regelenergiebedarf über den gesamten Gastag im Winter Werte von bis zu 15% der gesamten Tagesmenge erreichen kann.
- (5) Der tatsächliche Regelenergiebedarf ergibt sich grundsätzlich aus der Überlagerung des Bedarfs für den Ausgleich der Tagesmenge einerseits und zur untertäglichen Strukturierung andererseits. Aufgrund der unterschiedlichen Struktur der beiden Erfordernisse erfolgt hierbei keine einfache Addition, so dass die resultierenden Werte niedriger liegen als die Summe der einzelnen Effekte. Dennoch zeigen unsere Analysen, dass selbst in den Wintermonaten ein kumulierter Regelbedarf von mehr als 40% der jeweiligen Tagesmenge entstehen kann.

Diese Ergebnisse basieren auf exemplarischen Analysen auf Grundlage von Daten einer Reihe von deutschen Netzbetreibern sowie den von der TU München entwickelten Lastprofilen.

1. EINLEITUNG

Nach § 29 Abs. 1 Gasnetzzugangs-Verordnung (GasNZV) erfolgt die Belieferung kleiner Letztverbraucher im Haushalts- und Gewerbesektor auf Grundlage vereinfachter Verfahren zur Prognose des Verbrauchs (Standardlastprofile, SLP). Die Anwendung von Standardlastprofilen beinhaltet bereits methodisch bedingte Fehler. Weitere Abweichungen entstehen, da die entsprechenden Lastprofile auf Grundlage von vorab ermittelten Prognose- oder bekannten Messwerten gebildet werden. Die Prognosegüte von Standardlastprofilen hat damit einen unmittelbaren Einfluss auf den Bedarf an Regelenergie zum Ausgleich der Abweichungen zwischen dem prognostizierten und dem tatsächlichen Verbrauch der entsprechenden Kundengruppe. In dem seit dem 01.10.2008 geltenden System der Tagesbilanzierung entsteht weiterer Regelenergiebedarf aus der Notwendigkeit der untertäglichen Strukturierung.

Der Verband der Chemischen Industrie e.V. (VCI), der Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. (VIK) und der Industriepark Wolfgang GmbH (IPW) haben daher KEMA Consulting GmbH beauftragt, die Prognosegüte von Standardlastprofilen der mittleren Tagesmengen sowie den Regelenergiebedarf zum untertäglichen Ausgleich der tatsächlichen Abnahmestruktur von SLP-Kunden zu untersuchen.

Das vorliegende Gutachten untersucht die folgenden beiden Fragestellungen:

1. *Wie hoch sind die auf Tagesbasis entstehenden Abweichungen von SLP-Kunden(gruppen) zwischen dem jeweils am Vortag prognostizierten und dem tatsächlichen eingetretenen Verbrauch?*¹
2. *Wie hoch ist der (zusätzliche) Regelenergiebedarf, der daraus entsteht, dass für SLP-Kunden(gruppen) vom Lieferanten nicht prognostizierte Stundenwerte, sondern nur prognostizierte Tagesmittelwerte eingespeist werden?*

Im nachfolgenden Kapitel 2 geben wir zunächst einen Überblick über die im deutschen Gasmarkt angewandten SLP-Verfahren und erläutern unsere methodische Vorgehensweise. Anschließend analysieren wir in Kapitel 3 die erste der beiden genannten Fragestellungen.

¹ D.h. es werden keine stündlichen Abweichungen analysiert.

gen, d.h. die Höhe der täglichen Abweichungen bei der Belieferung auf Grundlage von Standardlastprofilen. Kapitel 4 untersucht die zweite der genannten Fragestellungen, d.h. exemplarisch den theoretisch entstehenden Regelenergiebedarf, der zur untertäglichen Strukturierung erforderlich ist. Abschließend betrachten wir in Kapitel 5 die Kombination der beiden Effekte aus täglichen Abweichungen und der Notwendigkeit des untertäglichen Ausgleichs der Abweichung zwischen dem angenommenen Tagesmittelwert und der tatsächlichen Abnahme.

Im Anhang stellen wir weitere Hintergrundinformationen zur Verfügung. So erläutert Anhang 1 die von der TU München entwickelten Standardlastprofile und diskutiert die Prognosegüte des für diesen Ansatz wesentlichen Einflussfaktors, d.h. der Prognosetemperatur. Anhang 2 geht näher auf den Prognosefehler der den SLP zugrunde liegenden Referenztemperatur ein, und Anhang 3 fasst relevante Literaturquellen zur Thematik dieses Gutachtens zusammen.

2. HINTERGRUND

2.1. Überblick über Standardlastprofile im Gasmarkt

Nach § 29 Abs. 1 GasNZV sind „für Letztverbraucher bis zu einer maximalen stündlichen Ausspeiseleistung von 500 kW und bis zu einer maximalen jährlichen Entnahme von 1,5 Millionen kWh vereinfachte Methoden (Standardlastprofile)“ anzuwenden. Hierbei wird gemäß GasNZV zwischen dem synthetischen und dem analytischen Verfahren unterschieden (§ 29 Abs. 5 GasNZV). Die konkrete Ausgestaltung der einzelnen Verfahren sowie die Festlegung der anzuwendenden Standardlastprofile und der betrachteten Eingangsparameter wurden dagegen der Branche bzw. den einzelnen Netzbetreibern überlassen.

Sowohl das synthetische als auch das (erweiterte) analytische Verfahren² erfordern die vorherige Festlegung normierter Standardlastprofile, d.h. eines angenommenen Lastgangs, für verschiedene Kundengruppen. Im Auftrag des Bundesverbandes der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft (BGW) und des Verbandes kommunaler Unternehmen e.V. (VKU) hat der Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik der TU München im Jahr 2002 eine Methodik zur Prognose nicht-lastganggemessener Gas-Lieferstellen entwickelt, die im Jahr 2005 nochmals vereinfacht wurde. Obwohl in Einzelfällen auch andere Verfahren bzw. Standardlastprofile angewendet werden, kann das von der TU München vorgeschlagene Vorgehen als repräsentativ für die Praxis in der deutschen Gaswirtschaft angesehen werden.³

Beim synthetischen Lastprofilverfahren ordnen die Netzbetreiber jeden Kleinverbraucher einem der oben genannten Standardlastprofile zu. Ausgehend von diesen Lastprofilen sowie den Verbrauchsprognosewerten wird die angenommene Ausspeisemenge pro Transportkunde bzw. Kundengruppe vorab auf Basis prognostizierter Tagesmitteltemperaturen

² In Anlehnung an die im deutschen Strommarkt übliche Praxis wurde auch im Gasmarkt ursprünglich zwischen dem sog. „einfachen“ und dem „erweiterten“ analytischen Verfahren unterschieden. Gemäß Bundesnetzagentur (2008) ist seit dem 1. Oktober 2008 jedoch nur noch das erweiterte analytische Verfahren zulässig.

³ Die nicht auf Basis der Arbeiten der TU München entwickelten Standardlastprofile werden nach unserer Einschätzung nur von einem sehr kleinen Teil der deutschen Netzbetreiber angewendet. Zudem gelten die in diesem Gutachten erläuterten Untersuchungen zum Einfluss der Prognosegüte der Temperatur sowie dem Ausgleich des Stundenprofils in einem System der Tagesbilanzierung prinzipiell auch in diesen Fällen.

bestimmt (Bottom-Up). Diese vorab ermittelten Werte bilden anschließend die Grundlage sowohl für die Nominierung als auch die Abrechnung der entsprechenden Kunden („allokiert wie nominiert“). Die Differenzen zwischen tatsächlichem und synthetisch ermitteltem Verbrauch (bei Netzbetreibern, die sowohl SLP- als auch RLM-Kunden haben, als SLP-Restganglinie) sind durch den Netzbetreiber auszugleichen.

Das analytische Lastprofilverfahren kann dagegen als Top-Down-Methode bezeichnet werden, da hier die Lastprofile aus einer Aufteilung der tatsächlich gemessenen Restganglinie aller SLP-Kunden bestimmt wird. Ausgehend von der Netzlast ergibt sich die Restganglinie der SLP-Kunden durch Abzug des Verbrauchs der RLM-Kunden. Das Lastprofil einzelner Verbraucher bzw. Transportkunden resultiert dann aus einer Aufteilung der Restganglinie mittels sog. Zerlegungsfaktoren für die einzelnen Kundengruppen, welche wiederum auf vorab festgelegten Standardlastprofilen basieren.⁴

Für die im Rahmen der Anwendung von Standardlastprofilen generierte Verbrauchsprognose ist die verwendete Temperatur der wesentliche Einflussfaktor (im Folgenden: „Referenztemperatur“); wir gehen auf diesen Zusammenhang ausführlich im Anhang ein. Die TU München empfiehlt in ihren Gutachten beim synthetischen Standardlastprofil-Verfahren die Anwendung einer gewichteten Mehrtagestemperatur (geometrische Reihe), verweist jedoch ersatzweise auch auf die Anwendung der einfachen Prognosetemperatur für den Folgetag (Eintagesmitteltemperatur). Die Empfehlungen von BGW/BDEW und VKU zur Anwendung von Standardlastprofilen beruhen im Wesentlichen auf der Verwendung der Eintagesmitteltemperatur, wobei jedoch auf die Empfehlung der TU München zur Anwendung der geometrischen Reihe über vier Tage hingewiesen wird. Um einen Überblick über die Verwendung der verschiedenen Verfahren in der Praxis zu erhalten, haben wir ca. 65 Verteilnetzbetreiber betrachtet, die zusammen ungefähr ein Drittel des deutschen Gasverbrauchs abdecken. Von diesen Unternehmen gaben knapp 20% an, das analytische Verfahren anzuwenden. Die Mehrzahl der betrachteten Netzbetreiber nutzt damit ein synthetisches Standardlastprofilverfahren. Bei den Unternehmen mit synthetischem Verfahren, die ausreichende Angaben zur Ermittlung der maßgeblichen Temperatur zur Verfügung stellen, gaben 80% an, die einfache Prognosetemperatur als Referenztemperatur zugrunde zu legen. 20% dagegen bestimmten die Referenztemperatur laut eigenen Angaben dagegen als eine über mehrere Tage gewichtete Tagesmitteltemperatur (geometrische Reihe).

⁴ Die zur Zerlegung der Restganglinie verwendeten Standardlastprofile können identisch mit denen im synthetischen Verfahren sein, müssen es aber nicht.

2.2. Umfang der Berechnungen und Datenbasis

Zur Beantwortung der oben aufgeführten Fragestellungen untersuchen wir im nachfolgenden Kapitel 3 zunächst die auf Tagesbasis entstehenden Abweichungen von SLP-Kunden(gruppen) zwischen dem jeweils am Vortag prognostizierten und dem tatsächlich eingetretenen Verbrauch. In einem ersten Schritt beschreiben wir die methodisch bedingten Abweichungen, die selbst bei richtig prognostizierten Temperaturen aufgrund der zwangsläufig unvollkommenen mathematischen Modellierung des Zusammenhangs zwischen (tatsächlicher) Temperatur und Verbrauch zu beobachten sind.

Im Anschluss betrachten wir mögliche Abweichungen in der Verbrauchsprognose, die aus ungenauen Temperaturprognosen resultieren können. Diese Analyse basiert auf den vom BDEW/VKU vorgeschlagenen Standardlastprofilen der TU München sowie realen Temperaturzeitreihen (Tagesmittelwerte), welche uns vom Deutschen Wetterdienst und einzelnen Netzbetreibern für spezifische Messstationen zur Verfügung gestellt wurden.

Schließlich berechnen wir exemplarisch die tatsächlichen Tagesabweichungen auf Basis realer Lastgänge einiger Stadtwerke, zunächst anhand synthetisch ausgerollter Profile, anschließend für das analytische Standardlastprofilverfahren. Dieser Auswertung liegen tatsächliche Lastgänge (stündliche Werte) unterschiedlicher Stadtwerke bzw. Netzbetreiber zugrunde, größtenteils über mehrere Monate und unterschiedliche Jahreszeiten. Zusätzlich standen uns Summenprofile von ca. 20 weiteren Stadtwerken zur Verfügung. Da wir in diesen Fällen den wahrscheinlichen Anteil an SLP-Kunden mit Hilfe öffentlich zugänglicher Informationen (BGW-Statistik u.a.) ermitteln mussten, wurden diese Daten von uns nur für eine zusätzliche Plausibilisierung der übrigen Analysen genutzt.

3. ABSCHÄTZUNG DER TAGESABWEICHUNG

Wir analysieren in diesem Kapitel Tagesabweichungen zwischen prognostizierten und tatsächlichen Verbräuchen, wobei wir sowohl das synthetische (Abschnitte 3.1 - 3.3) als auch das analytische SLP-Verfahren (Abschnitt 3.4) betrachten.

3.1. Methodisch bedingte Abweichungen beim synthetischen Verfahren

Die Anwendung von Standardlastprofilen dient dem Ziel einer möglichst genauen Prognose des tatsächlichen Verbrauchs. In der Praxis lassen sich jedoch Ungenauigkeiten (zumindest mit einem vertretbaren Aufwand) nicht vermeiden, so dass der tatsächliche Verbrauch in der Regel vom prognostizierten Wert abweichen wird. Derartige Prognosefehler werden im Wesentlichen durch zwei Faktoren bestimmt:

- Methodische Fehler,
- Prognosefehler der relevanten Eingangsgrößen.

Der erste Punkt umfasst sämtliche Fehler, welche aus der Ausgestaltung und Anwendung des SLP-Verfahrens resultieren. Hierzu gehören insbesondere Ungenauigkeiten bei der mathematischen Abbildung der tatsächlichen physikalischen Gegebenheiten, aber auch mögliche Fehler bei der Zuordnung einzelner Kunden zu verschiedenen Kundengruppen. Der zweite Punkt betrifft im Falle der synthetischen SLP dagegen ungenaue Prognosen der Tagesmitteltemperatur.

Der methodische Fehler führt dazu, dass die Anwendung des synthetischen SLP-Verfahrens selbst bei perfekten Temperaturprognosen zu Tagesabweichungen zwischen Prognose und Ist-Verbrauch führt. Dieser Fehler lässt sich berechnen, indem anstelle der prognostizierten Temperatur die Ist-Temperatur verwendet wird, da in diesem Falle ein Temperaturfehler ausgeschlossen ist. Je nachdem, ob ein einfacher Referenzwert oder eine geometrische Reihe für den Temperaturfaktor zugrunde gelegt wird, besteht die Referenztemperatur im synthetischen SLP dann aus einem einfachen (ex post verfügbaren) Ist-Temperaturwert des betrachteten Tages (n) oder der, ausschließlich aus Ist-Temperaturwerten gebildeten geometrischen Reihe.

Im Ergebnis zeigt Tabelle 1, dass dieser methodisch bedingte Fehler erheblich ist. Dies gilt sowohl für die Verwendung der geometrischen Reihe als auch die auf der Vortragesprognose beruhende Referenztemperatur.

Tabelle 1: Abschätzung des methodischen Fehlers bei Anwendung synthetischer SLP

		Methodisch bedingter Fehler	
		Temperatur – geometrische Reihe	Temperatur – einfacher Referenzwert
Jahr (ges.)	Standardabweichung	14,2%	20,8%
	Maximaler Fehler ^(a)	42%	70%
Winter	Standardabweichung	10,0%	14,4%
	Maximaler Fehler ^(a)	25%	39%

^(a) – Mittelwert aus maximalem positivem und negativem Fehler

Auswertung auf Grundlage von Daten eines dt. Stadtwerks (11 Monate)

Bei Bildung der Referenztemperatur aus der Eintages-Temperaturprognose tritt eine Standardabweichung (durchschnittlich zu erwartende Abweichung) von über 20% auf, die konkret beobachtete höchste Abweichung lag sogar höher als 70%. Offensichtlich nimmt der methodische Fehler bei Bildung der Referenztemperatur aus einer geometrischen Reihe ab, liegt dann aber immer noch regelmäßig um 14% und beträgt im Einzelfall bis über 40%. Weiterhin ist zu beobachten, dass die Modellierung des mathematischen Zusammenhangs zwischen Referenztemperatur und Verbrauch im Winter offensichtlich deutlich besser ist als im Sommer. Selbst im günstigsten ausgewerteten Fall (Beschränkung auf das Winterhalbjahr und Verwendung einer geometrischen Reihe) beträgt die Tagesabweichung im Mittel noch 10% - bei maximalen Fehlern von bis zu 25%.

3.2. Auswirkungen von Temperaturprognosefehlern auf Tagesabweichungen beim synthetischen Verfahren

Unabhängig von dem im vorangegangenen Abschnitt gezeigten methodischen SLP-Fehler stellt die Tagesmitteltemperatur den wichtigsten Einflussfaktor für den Verbrauch von SLP-Kunden dar, so dass die Prognosegüte von synthetischen Standardlastprofilen wesentlich von der Qualität der Temperaturprognose abhängt. Wir gehen auf diesen Zusammenhang ausführlich in Anhang 2 ein. Mögliche Abweichungen der Temperaturprognosen erlauben damit Rückschlüsse auf die maximal mögliche Prognosegüte von synthetischen Standardlastprofilen.

Für die nachfolgenden Untersuchungen betrachten wir die in Tabelle 2 aufgeführten beiden Fälle mit einer Standardabweichung des Prognosefehlers (Temperatur) von 0,5°C bzw. 1,33°C. Hierbei beruht der erste Wert auf den in Abbildung 1 dargestellten Werten, unter der Annahme der Verwendung der geometrischen Reihe (vgl. Tabelle 7 in Anhang 2). Der zweite, höhere Wert beruht auf der Annahme einer einfachen Tagesmitteltemperatur. Für die nachfolgenden Untersuchungen berücksichtigen wir in beiden Fällen eine Temperaturabweichung von dem Dreifachen der Standardabweichung, entsprechend einem Konfidenzintervall von 99,7%.⁵

Tabelle 2: Annahmen zum Fehler der Temperaturprognose

	Standardabweichung des Fehlers der Prognosetemperatur		Anmerkung
	Einfach	Dreifach	
Fall 1	0,5° C	1,5 °C	Grundlage: Geometrische Reihe
Fall 2	1,33° C	4° C	Grundlage: Einfache Tagesmitteltemperatur

Basierend auf diesen Annahmen zeigt Abbildung 1 den Zusammenhang zwischen der prognostizierten Tagesmenge und dem möglichen Prognosefehler für den Fall eines Einfamilienhaushalts (Lastprofiltyp HEF03)⁶ bei einer Temperaturabweichung von 1,5°C. Es ist deutlich zu erkennen, dass die absoluten Abweichungen – bedingt durch die Eigenschaften der Sigmoidfunktion – in einem Bereich von ca. +10°C bis 0°C am größten sind, bei niedrigeren Temperaturen dagegen sinken. Bezogen auf den jeweiligen Tagesverbrauch treten die größten Abweichungen dagegen im unkritischen Bereich mit Prognosetemperaturen von mehr als 15°C auf und sinken mit abnehmender Temperatur kontinuierlich bis auf 1,4% bei -15°C. Bei einer angenommenen Prognosetemperatur von 0°C beträgt die Mengenabweichung ca. 8% der prognostizierten Tagesmenge. Selbst bei Prognosetemperaturen von ca. -10°C erreicht der Prognosefehler immer noch einen Wert von 5% bis 6% der Tagesmenge.

⁵ Ein Konfidenzintervall von 99,7% entspricht der Annahme, dass die tatsächliche Temperaturabweichung an ca. einem Tag pro Jahr höher als der angenommene Wert ausfällt.

⁶ Der von uns betrachtete Lastprofiltyp HEF03 (Einfamilienhaushalt) weist die größte Temperaturabhängigkeit auf. Die Mengenabweichungen für andere Lastprofiltypen sind daher prinzipiell als niedriger einzuschätzen, ohne dass sich für die nachfolgende Untersuchung grundlegende Unterschiede ergäben. Dennoch weisen wir darauf hin, dass die mittlere Abweichung eines gemischten Portfolios aus verschiedenen SLP-Kundengruppen als geringfügig niedriger anzusetzen ist als die im Folgenden dargestellten Ergebnisse.

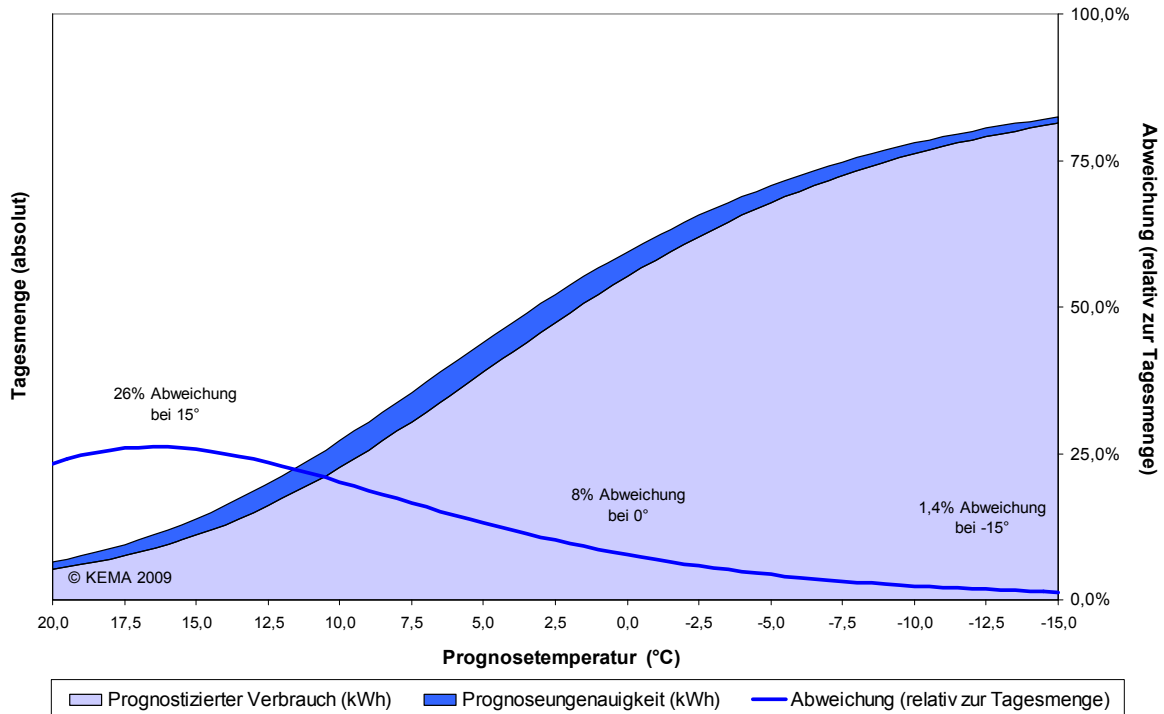


Abbildung 1: Tagesmenge und Prognosefehler bei 1,5°C Temperaturabweichung (Einfamilienhaus, HEF03)

Wie aus Abbildung 2 ersichtlich, treten im Fall einer Temperaturabweichung von 4°C wesentlich höhere Fehler auf. Auch hier zeigt sich, dass die absoluten Abweichungen in einem Bereich von +10°C bis 0°C am größten sind, während der relative Fehler mit fallender Temperatur sinkt. Der direkte Vergleich mit Abbildung 1 verdeutlicht jedoch den starken Einfluss der Qualität der Temperaturprognosen auf die Güte der prognostizierten Tagesmengen. So beträgt zwar die relative Mengenabweichung bereits im ersten Fall ca. 20% bei einer Prognosetemperatur von +10°C bzw. 8% bei 0°C, doch erhöhen sich sowohl die absoluten als auch die relativen Abweichungen im zweiten Fall um mehr als das Doppelte.

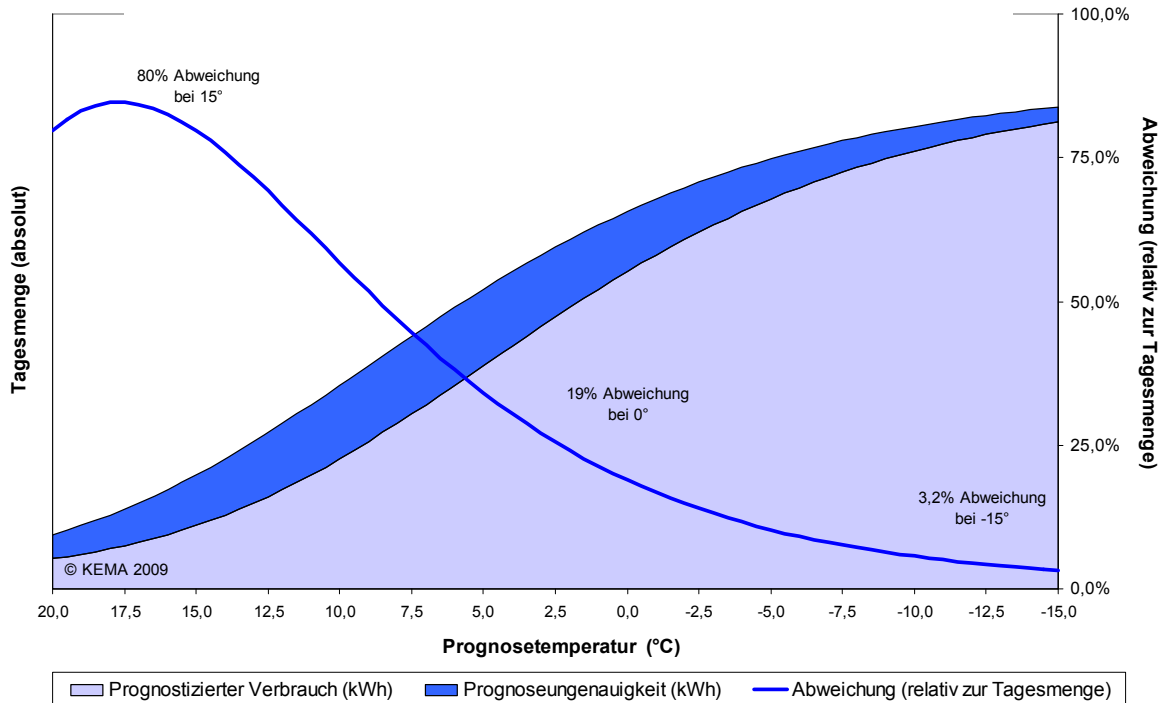


Abbildung 2: Tagesmenge und Prognosefehler bei 4,0°C Temperaturabweichung (Einfamilienhaus, HEF03)

Insgesamt zeigen diese Ergebnisse, dass die Qualität der Temperaturprognose einen deutlichen Einfluss auf die theoretisch mögliche Güte von Standardlastprofilen hat. Zudem können schon bei nur relativ geringen Fehlern in der Temperaturprognose erhebliche Abweichungen auftreten, die bereits bei Temperaturen von weniger als 5°C einen zweistelligen Prozentsatz der jeweiligen Tagesmenge ausmachen. Bei Betrachtung der in der Praxis vorherrschenden Verwendung der einfachen Tagesmitteltemperatur können außerdem schon bei Temperaturen um den Gefrierpunkt deutlich höhere Fehler von mehr als 20% der jeweiligen Tagesmenge auftreten.

Betrachtet man den Temperaturprognosefehler isoliert – analog zu den Berechnungen zum methodischen Fehler im Abschnitt 3.1 oben – so zeigt sich jedoch, dass der reine Temperaturfehler deutlich niedriger ist als der isoliert betrachtete methodische Fehler. Tabelle 3 zeigt, dass bei Betrachtung des gesamten Jahres sowohl Standardabweichung als auch der maximale Fehler nur nahezu halb so hoch sind wie im Falle des methodischen Fehlers. Auch wenn nur das Winterhalbjahr betrachtet wird, liegt der rein temperaturbedingte Fehler deutlich unter dem rein methodischen Fehler (vgl. Tabelle 1).

Tabelle 3: Isoliert betrachteter Temperaturfehler im synthetischen SLP

		Temperaturbedingter Fehler	
		Basis geometrische Reihe	Basis einfacher Referenzwert
Jahr (ges.)	Standardabweichung	6,2%	9,5%
	Maximaler Fehler ^(a)	20%	39%
Winter	Standardabweichung	5,0%	7,9%
	Maximaler Fehler ^(a)	17%	33%

^(a) – Mittelwert aus maximalem positivem und negativem Fehler

Auswertung auf Grundlage von Daten eines dt. Stadtwerks (11 Monate)

3.3. Tatsächlich beobachtete Abweichungen beim synthetischen Verfahren (kombinierter Fehler)

Im vorigen Kapitel haben wir die mögliche Prognosegüte synthetischer Standardlastprofile unter Berücksichtigung ungenauer Temperaturprognosen abgeschätzt. Die tatsächliche Prognosegüte von Standardlastprofilen ergibt sich aus der Überlagerung dieses Effektes mit dem im vorigen Kapitel beschriebenen methodischen Fehler sowie weiteren, hier nicht näher analysierten Fehlerquellen.

Eine umfassende Analyse der Prognosegüte der in der Praxis angewandten synthetischen Standardlastprofile wird dadurch erschwert, dass die entsprechenden Daten in der Regel nicht öffentlich verfügbar sind. Wie bereits erwähnt, standen uns für die Zwecke dieses Gutachtens jedoch Informationen von mehreren kleineren Stadtwerken über die ausgerollten Standardlastprofile und den tatsächlich gemessenen Verbrauch der SLP-Kunden zur Verfügung. Obwohl diese Werte nicht notwendigerweise repräsentativ für die von den deutschen Netzbetreibern angewandten Standardlastprofile sind, erlaubt eine Analyse dieser Informationen zumindest exemplarische Aussagen über die in der Praxis mögliche bzw. zu erwartende Prognosegüte.

Abbildung 3 zeigt beispielhaft die Entwicklung des absoluten und relativen Prognosefehlers der jeweiligen Tagesmengen im Winterhalbjahr 2007 / 2008 am Beispiel eines deutschen Stadtwerks. Es zeigt sich, dass die Abweichungen regelmäßig mehr als 20% der gemessenen Tagesmenge betragen, in einzelnen Fällen aber auch Werte von bis zu 40% erreichen können. Dies entspricht den Ergebnissen der von uns in den vorigen Abschnitten ermittelten Abschätzungen bei Ableitung der Standardlastprofile aus den einfachen Tagesmittelwerten.

Die geringe Prognosegüte wird auch durch eine Standardabweichung von 14% bezogen auf die jeweilige Tagesmenge illustriert.

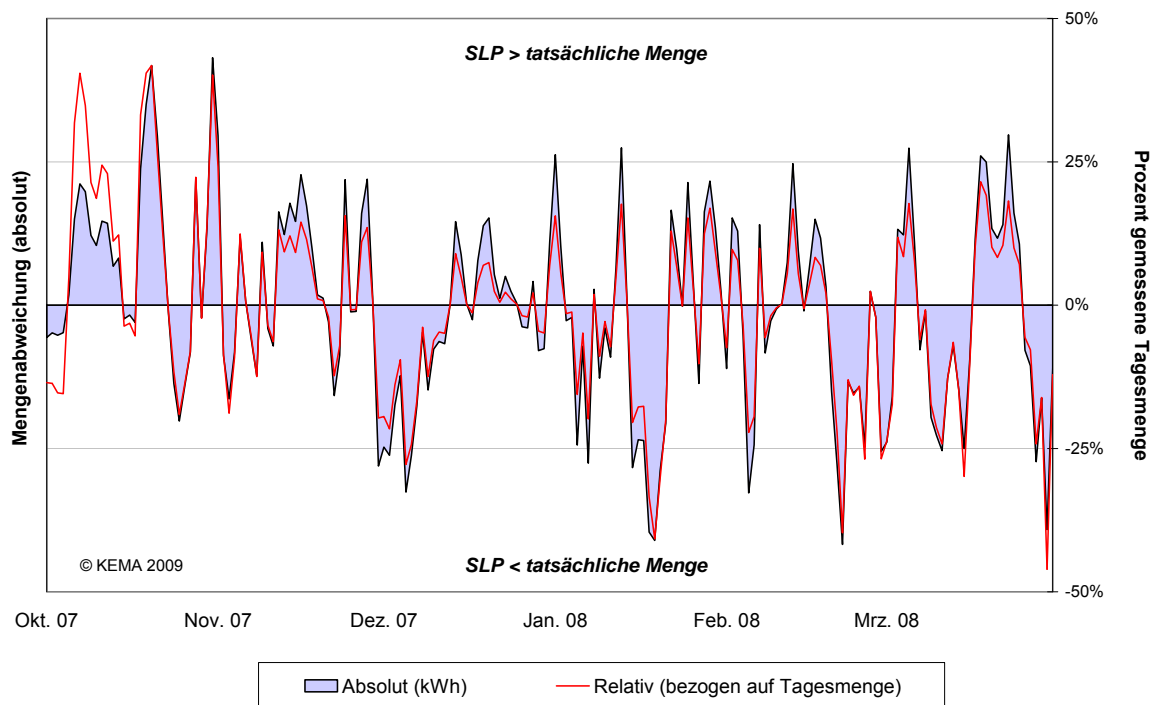


Abbildung 3: Absolute und relative Abweichung der Tagesmengen bei Anwendung synthetischer Standardlastprofile (Stadtwerk ohne RLM-Kunden, Winterhalbjahr 2007/2008)

Abbildung 4 zeigt ergänzend die analogen Abweichungen bei Betrachtung des gesamten Gaswirtschaftsjahrs 2007 / 2008. Es ist klar zu erkennen, dass auch in den Sommermonaten erhebliche absolute Abweichungen auftreten, welche aufgrund des insgesamt geringeren Verbrauchs allerdings zu wesentlich höheren relativen Abweichungen führen.

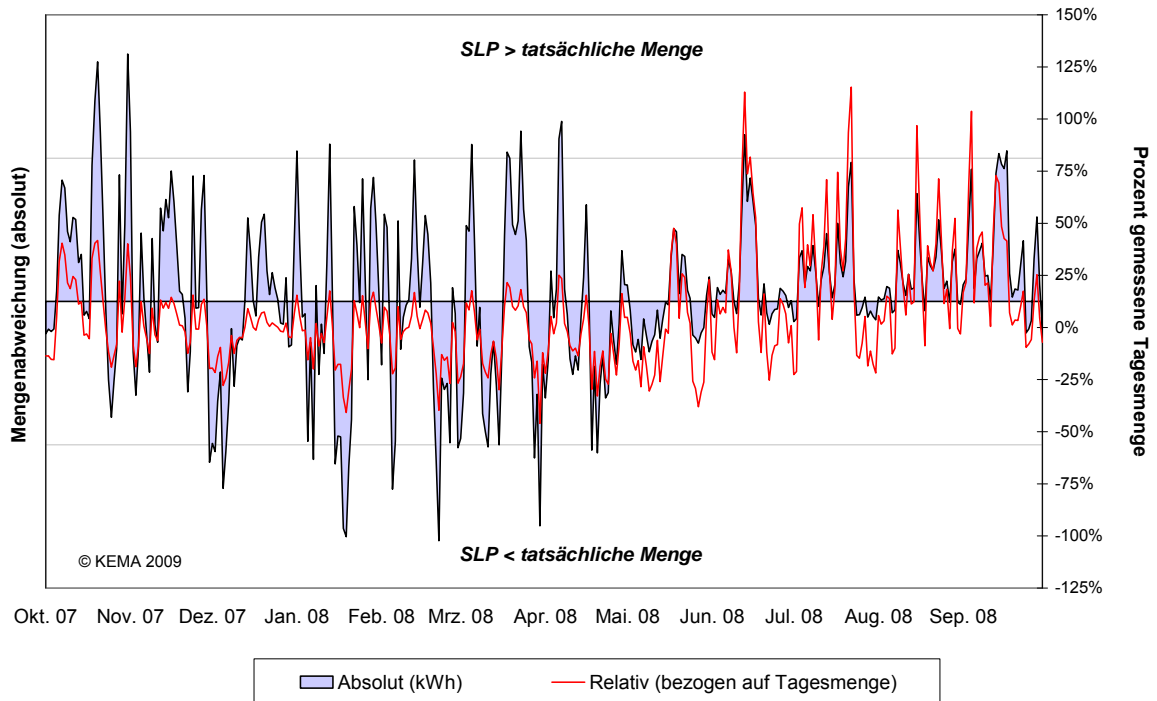


Abbildung 4: Absolute und relative Abweichung der Tagesmengen bei Anwendung synthetischer Standardlastprofile (Stadtwerk ohne RLM-Kunden, GWJ 2007/2008)

Zum Vergleich zeigt Tabelle 4 die Ergebnisse einer analogen Auswertung für ein anderes deutsches Stadtwerk. Konkret sind jeweils die Standardabweichung und die Spannweite des maximalen Fehlers angegeben, wobei es uns in diesem Falle möglich war, beide in der Praxis angewandten Verfahren zur Bestimmung der relevanten Prognosetemperatur miteinander zu vergleichen. Die in Tabelle 4 dargestellten Werte stimmen erneut mit den Ergebnissen unserer Analysen in den Abschnitten 3.1 und 3.2 überein. So zeigt sich, dass bei Anwendung der geometrischen Reihe selbst im Winterhalbjahr Abweichungen von mehr als 20% der jeweiligen Tagesmenge auftreten können, wobei bereits bei Temperaturen nahe 0°C Abweichungen von mehr als 10% zu beobachten waren. Die in der Praxis vorherrschende Verwendung der einfachen Tagesmitteltemperatur resultiert in einem noch wesentlich höheren Prognosefehler. So steigt die Standardabweichung des Prognosefehlers um ca. 40%, während sich der maximal beobachtete Fehler annähernd verdoppelt.

Tabelle 4: Abhängigkeit der Prognosefehler von der Art der verwendeten Temperaturreihen

		Allgemeiner (kombinierter) Fehler	
		Basis geometrische Reihe	Basis einfacher Referenzwert
Jahr (ges.)	Standardabweichung	14,1%	20,0%
	Maximaler Fehler ^(a)	38%	65%
Winter	Standardabweichung	9,8%	13,5%
	Maximaler Fehler ^(a)	27%	47%

^(a) – Mittelwert aus maximalem positivem und negativem Fehler

Auswertung auf Grundlage von Daten eines dt. Stadtwerks (11 Monate)

In Abschnitt 3.2 haben wir dargelegt, dass von einem Zusammenhang zwischen der Temperatur und dem relativen Prognosefehler ausgehend, die relative Prognosegüte mit steigender Temperatur abnehmen sollte. Auch diese Vermutung wird durch die in der Praxis beobachteten Abweichungen bestätigt. So zeigt Abbildung 5 die Verteilung der relativen Abweichungen im Verhältnis zur jeweiligen Tagesmenge. Es ist deutlich zu erkennen, dass die relativen Abweichungen bei hohen Verbrauchswerten, d.h. bei niedrigen Temperaturen, am geringsten sind, mit abnehmenden Verbrauchswerten, d.h. bei steigenden Temperaturen, dagegen deutlich zunehmen. Interessant ist weiterhin die Beobachtung einer offenbar strukturellen Überschätzung des tatsächlichen Verbrauchs während der Sommermonate.⁷ Diese stimmt jedoch mit den Aussagen im ursprünglichen Gutachten der TU München überein, dass der Schwerpunkt auf einer möglichst genauen Prognose für den unteren Temperaturbereich lag, während bei höheren Temperaturen größere Abweichungen in Kauf genommen wurden.

⁷ Wir gehen davon aus, dass diese Überschätzung aus der Fortführung des Heizgasanteils resultiert.

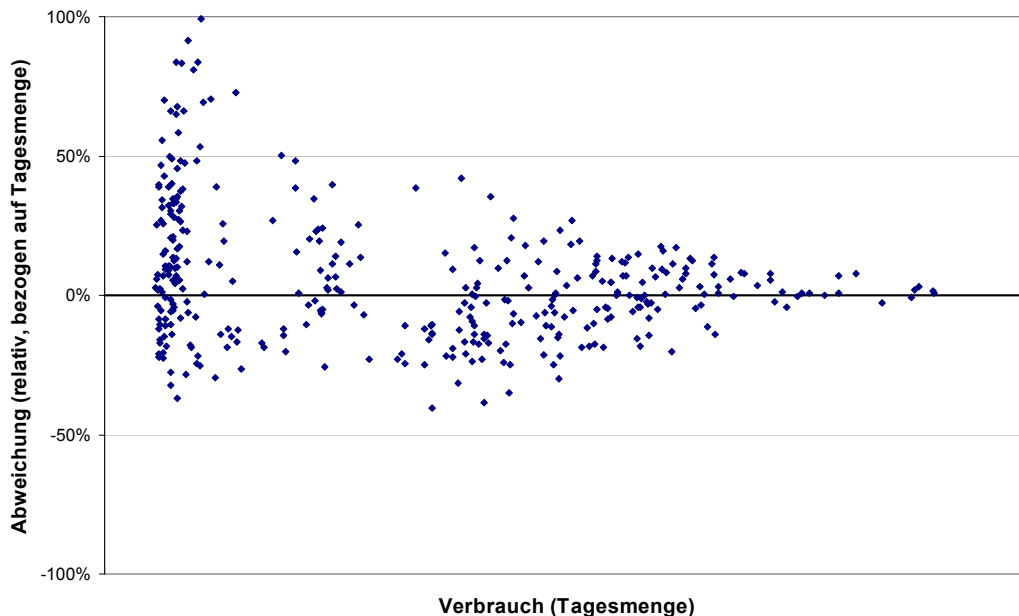


Abbildung 5: Relativer Prognosefehler bei Anwendung synthetischer Standardlastprofile im Verhältnis zur Tagesmitteltemperatur (Stadtwerk ohne RLM-Kunden, Gaswirtschaftsjahr 2007/2008)

Eine genauere Analyse der in Abbildung 3 dargestellten Abweichungen zeigt ein deutliches „Überschießen“ der Standardlastprofile im Falle plötzlicher Lastschwankungen. Aufgrund des primär von der Temperatur abhängigen Verbrauchs spricht dies für eine Überschätzung plötzlicher Temperaturschwankungen bei der Verwendung der einfachen Tagesmitteltemperatur. Diese Vermutung wird gestützt durch eine separate Analyse des tatsächlichen Verbrauchs von mehreren ostdeutschen Stadtwerken, bei denen Haushalte und haushaltsähnliche Kunden jeweils mehr als 80% des Gesamtverbrauchs repräsentieren.

Bei Anwendung synthetischer Standardlastprofile auf Grundlage der einfachen Tagesmitteltemperatur für diese Kundengruppe(n) ergibt sich für die „Restkurve“ aus RLM- und den verbleibenden SLP-Kunden eine deutliche Korrelation (> 60%) zwischen einem Anstieg der Temperatur und einer Erhöhung des Verbrauchs dieser Kundengruppe. Eine derartige Abhängigkeit erscheint jedoch als sehr unwahrscheinlich, zumal die „Restkurve“ weitere SLP-Kunden sowie Fernwärmeerzeugung beinhaltet, so dass bei steigenden Temperaturen ein abnehmender oder zumindest gleich bleibender Verbrauch zu erwarten wäre. Dies zeigt erneut, dass die in der Praxis vorherrschende Anwendung der einfachen Tagesmitteltemperatur offenbar zu signifikanten Prognosefehlern führt.

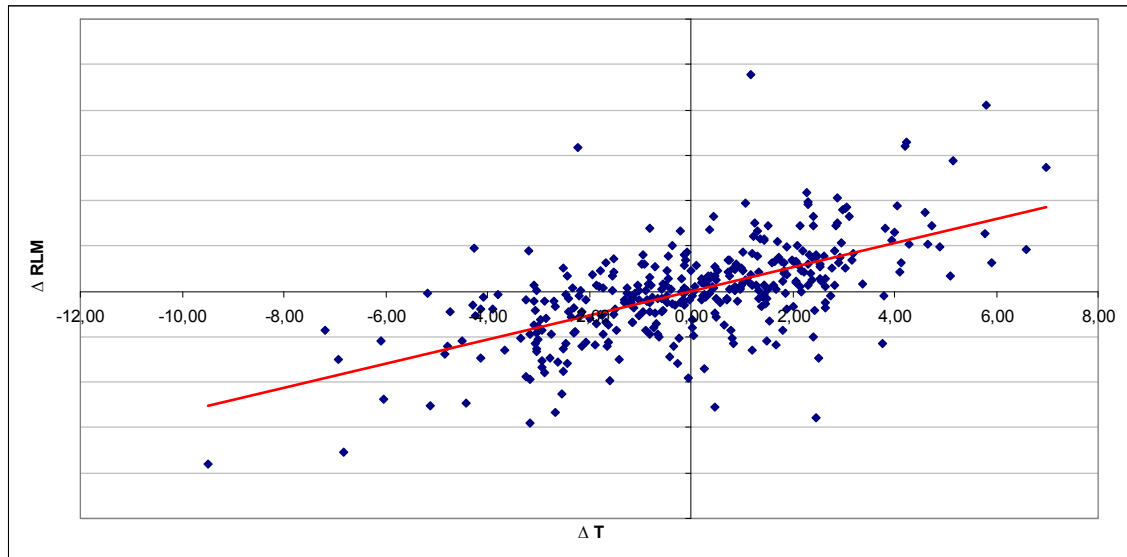


Abbildung 6: Korrelation zwischen Temperaturschwankungen und dem Verbrauch von Nicht-Haushaltskunden bei Anwendung der einfachen Tagesmitteltemperatur am Beispiel eines Stadtwerks

Wie in Anhang 2 dargelegt, kann die Prognosegüte innerhalb eines geographisch ausgedehnten Gebiets ggf. durch gegenseitige Kompensation stochastisch bedingter Prognosefehler an verschiedenen Orten verbessert werden. Am Beispiel von drei Stadtwerken mit zeitlich überlappenden Daten für das Winterhalbjahr 2007/2008 haben wir daher ergänzend untersucht, welche Abweichungen sich bei einer gemeinsamen Betrachtung ergeben.⁸ Im Gegensatz zu der in Anhang 2 aufgeführten Untersuchung der Temperaturabweichungen ergibt sich in diesem Falle jedoch nur eine marginale Reduzierung des relativen Prognosefehlers. Das auf den ersten Blick überraschende Ergebnis ist daher unter Umständen dadurch zu erklären, dass die Abweichungen durch den zuvor angesprochenen strukturellen Fehler bei der Verwendung der einfachen Tagesmitteltemperatur (vgl. Abbildung 6) dominiert werden. Insgesamt erlauben die uns vorliegenden Informationen damit keine belastbare Aussage über den möglichen Einfluss einer gegenseitigen Kompensation des Prognosefehlers in einem geographisch ausgedehnten Gebiet.

In den vorigen Abschnitte 3.1 (methodischer Fehler) und 3.2 (Temperaturfehler) wurden jeweils Teilaspekte von Abweichungen des tatsächlichen Verbrauchs von der Prognose ana-

⁸ Um der unterschiedlichen Größe der verschiedenen Stadtwerke Rechnung zu tragen, haben wir das ungewichtete Mittel der relativen Abweichungen betrachtet.

lysiert. Abschließend vergleicht Tabelle 5 die Standardabweichung und den maximalen Fehler für den temperaturbedingten, den methodischen und den resultierenden kombinierten Fehler im Überblick. Für beide Varianten der synthetischen SLP, d.h. unter Berücksichtigung des einfachen Referenzwerts bzw. einer geometrischen Reihe der Temperatur zeigt sich, dass der methodische Fehler jeweils deutlich größer als der temperaturbedingte ist und in sehr ähnlicher Höhe wie der kombinierte Fehler liegt.

Tabelle 5: Vergleich von Standardabweichung und maximalem Fehler für temperaturbedingten, methodischen und kombinierten Fehler

		Methodischer Fehler		Temperaturbedingter Fehler		Kombinierter Fehler	
		Geometr. Reihe	Einf. Ref.wert	Geometr. Reihe	Einf. Ref.wert	Geometr. Reihe	Einf. Ref.wert
Jahr	Std.abweichung	14,1%	20,0%	6,2%	9,5%	14,1%	20,0%
	Max. Fehler ^(a)	38%	65%	20%	39%	38%	65%
Winter-Halbj.	Std.abweichung	9,8%	13,5%	5,0%	7,9%	9,8%	13,5%
	Max. Fehler ^(a)	27%	47%	17%	33%	27%	47%

^(a) – Mittelwert aus maximalem positivem und negativem Fehler

Auswertung auf Grundlage von Daten eines dt. Stadtwerks (11 Monate)

Diese Beobachtungen deuten darauf hin, dass die auftretenden Abweichungen durch den methodischen Fehler dominiert werden. Diese Vermutung wird gestützt durch den in Abbildung 7 dargestellten Vergleich zwischen dem tatsächlichen Verbrauch und den auf Grundlage der prognostizierten sowie der tatsächlichen Temperaturen bestimmten SLP. Während die beiden SLP-Kurven einen sehr ähnlichen Verlauf zeigen, ergeben sich umgekehrt signifikante Abweichungen zum tatsächlichen Verbrauch. Für die in Abbildung 7 dargestellten Zeitreihen werden die Abweichungen daher offensichtlich durch den methodischen Fehler dominiert, während der temperaturprognosebedingte Fehler nur einen sekundären Einfluss hat.⁹

⁹ Es ist weiterhin zu erkennen, dass das auf den Prognosetemperaturen beruhende SLP (kombinierter Fehler) tendenziell einen geringeren Fehler als das SLP auf Basis der Ist-Temperaturen ausweist, insbesondere im Falle großer Temperaturschwankungen. Gleichzeitig zeigt sich auch in diesem Falle ein häufiges „Überschießen“ nach stärkeren Temperaturschwankungen. Nach unseren Untersuchungen ist dieser Effekt darauf zurück zu führen, dass die Temperaturprognosen tendenziell größere Temperaturschwankungen zu unterschätzen scheinen, was zu einer partiellen Kompensation des methodischen Fehlers führen kann.

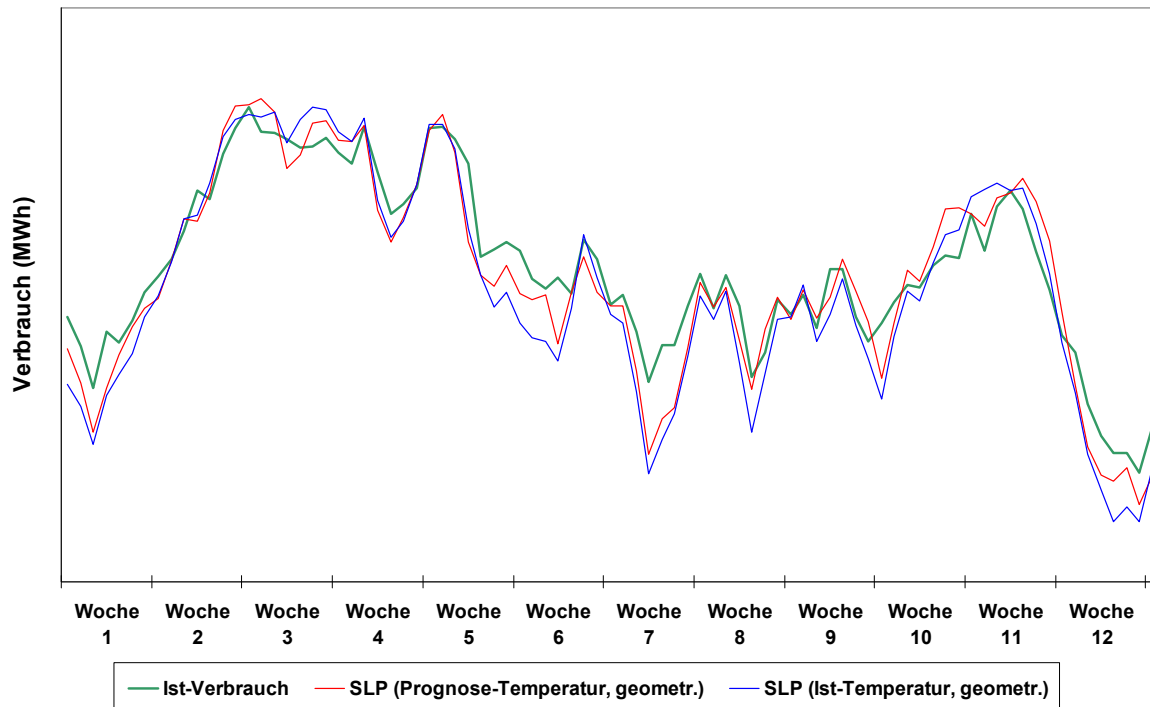


Abbildung 7: Vergleich zwischen SLP und tatsächlichem Verbrauch über 12 Wochen

Auswertung auf Grundlage von Daten eines dt. Stadtwerks

3.4. Tatsächlich beobachtete Abweichungen beim analytischen Verfahren

Im Unterschied zum synthetischen Lastprofilverfahren beruht das analytische Lastprofilverfahren prinzipiell auf einer Aufteilung der tatsächlich gemessenen Restkurve auf alle SLP-Kunden. Gemäß der Festlegungen der Bundesnetzagentur vom vergangenen Jahr¹⁰ ist für das analytische Lastprofilverfahren nunmehr der Ist-Verbrauch des vorletzten Tages anzusetzen (2-Tages-Zeitversatz). Im Gegensatz zum synthetischen Verfahren beruht die Qualität der Standardlastprofile damit nicht auf der Güte der Temperaturprognosen, sondern der Entwicklung der Tagesmitteltemperaturen über jeweils zwei Tage.

¹⁰ Beschluss Az.: BK7-08-002 der Bundesnetzagentur

Zur Untersuchung der Prognosegüte bei Anwendung des analytischen Verfahrens haben wir den tatsächlichen Verbrauch der SLP-Kunden mehrerer Stadtwerke untersucht.¹¹ Abbildung 8 stellt die entsprechenden Ergebnisse für das bereits in Abbildung 3 betrachtete Stadtwerk dar. Auch in diesem Falle sind erhebliche Abweichungen zu erkennen, die in der Spitze mehr als 40% der jeweils gemessenen Tagesmenge betragen. Die Standardabweichung des relativen Prognosefehlers beträgt in diesem Falle 15%.

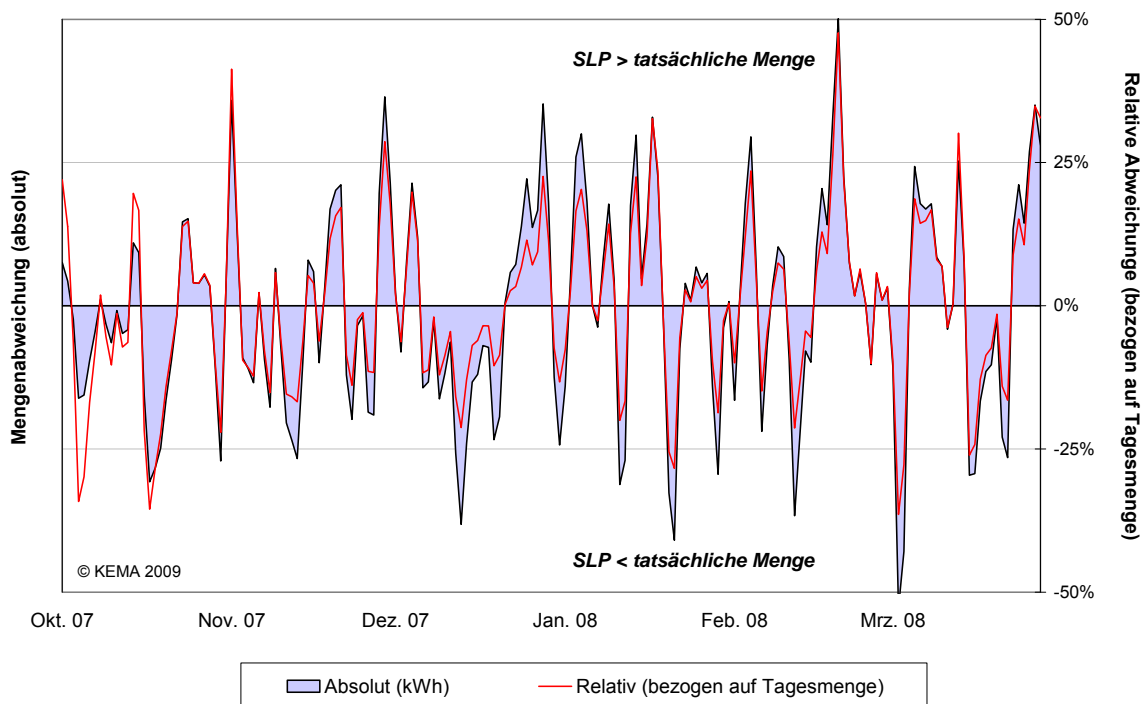


Abbildung 8: Abweichungen durch 2-Tage Zeitversatz im analytischen Verfahren (Stadtwerk ohne RLM-Kunden, Winterhalbjahr 2007/2008)

Abbildung 8 zeigt zunächst die Abweichungen für das (gaswirtschaftlich relevantere) Winterhalbjahr. Betrachtet man das gesamte Gaswirtschaftsjahr (vgl. Abbildung 9), so zeigen sich im Sommer absolut gesehen zwar deutlich geringere Abweichungen, jedoch sind diese klar im Verhältnis der im Sommer insgesamt geringeren Gasmengen im Netz zu sehen. Dies zeigt sich in ebenfalls hohen relativen Abweichungen auch für das Sommerhalbjahr,

¹¹ Konkret vergleichen wir jeweils die gemessene Tagesmenge mit dem entsprechenden Wert des vorletzten Tages.

die im Beispiel der Abbildung 9 ebenfalls häufig bei über 25%, in der Spitze auch deutlich höher lagen.

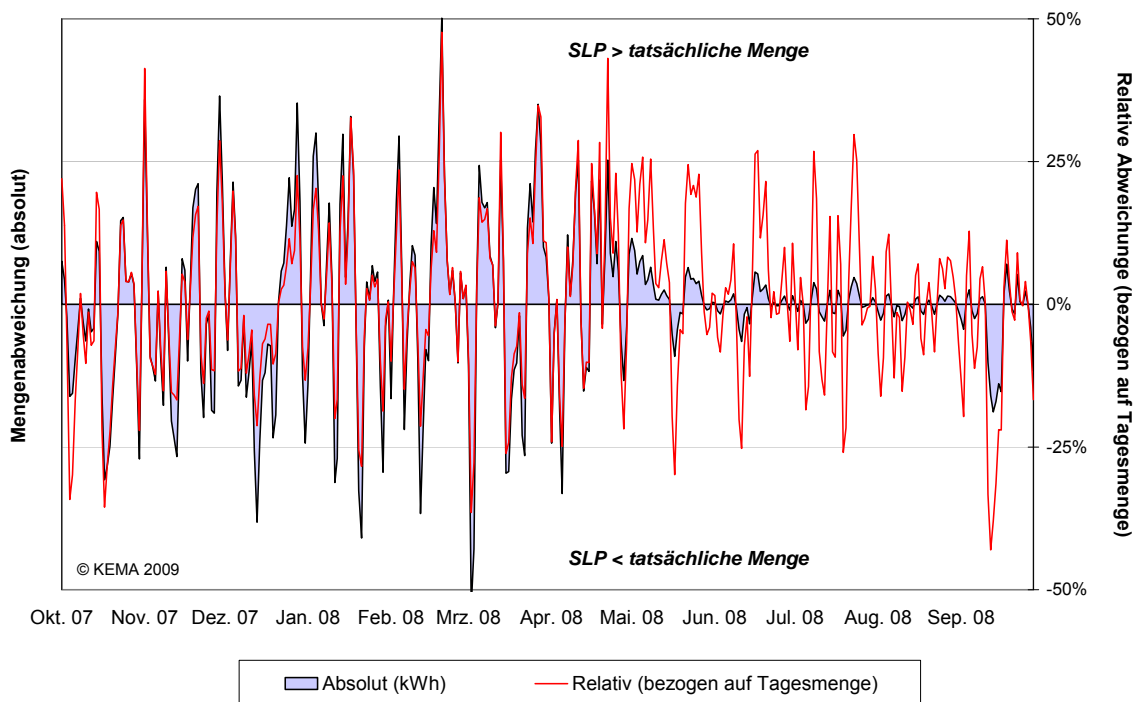


Abbildung 9: Abweichungen durch 2-Tage Zeitversatz im analytischen Verfahren (Stadtwerk ohne RLM-Kunden, Gaswirtschaftsjahr 2007/2008)

Auf den ersten Blick ergeben sich damit nur geringfügige Unterschiede im Vergleich mit der Anwendung des synthetischen Lastprofilverfahrens. Eine nähere Analyse zeigt jedoch wesentliche Unterschiede auf. Zur Illustration ist in Abbildung 10 die relative Abweichung im Vergleich mit dem jeweiligen Tagesverbrauch darstellt. Vernachlässigt man den durch nur wenige Werte gekennzeichneten Bereich hoher Verbrauchswerte, ist keine Korrelation der relativen Abweichung mit dem jeweiligen Tagesverbrauch und damit der Temperatur zu erkennen. Dies steht im deutlichen Widerspruch mit dem Prognosefehler im synthetischen Verfahren (vgl. Abbildung 5 in Abschnitt 3.3). Insbesondere ergeben sich in diesem Falle auch bei vergleichsweise hohen Verbrauchswerten Abweichungen von mehr als 20% der tatsächlichen Tagesmenge. Insgesamt im kritischen Bereich tiefer Temperaturen und damit eines hohen Gasverbrauchs ist daher nicht auszuschließen, dass das analytische Verfahren unter den derzeitigen Rahmenbedingungen zu noch höheren Abweichungen führen kann als das synthetische Verfahren.

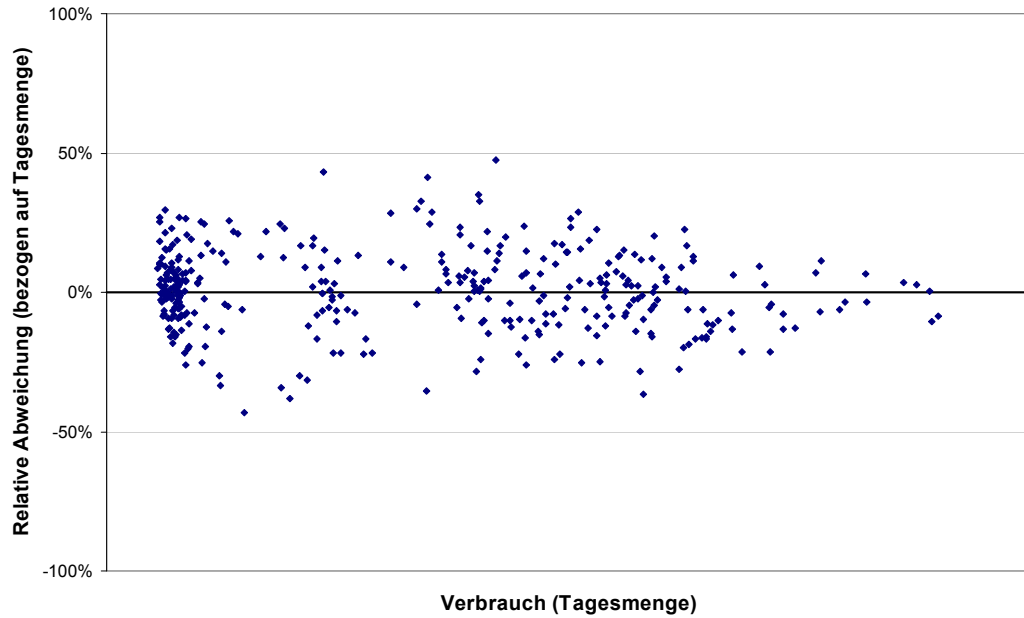


Abbildung 10: Vergleich zwischen gemessener Tagesmenge und relativem Prognosefehler bei Anwendung analytischer Standardlastprofile (Stadtwerk ohne RLM-Kunden, Gaswirtschaftsjahr 2007/2008)

4. BEDARF AN REGELENERGIE ZUR UNTERTÄGLICHEN STRUKTURIERUNG

In den vorhergehenden Kapiteln haben wir ausschließlich die Prognosegüte von Standardlastprofilen hinsichtlich der Tagesmengen untersucht. In dem seit 01.10.2008 in Deutschland geltenden System der Tagesbilanzierung entsteht weiterer Regelenergiebedarf aus der Notwendigkeit des Ausgleichs des tatsächlichen Lastprofils bei gleichzeitiger Einspeisung einer reinen Bandlieferung durch die Lieferanten. Speziell für diese Kundengruppe untersuchen wir daher im Folgenden auch den Bedarf an Regelenergie für die untertägliche Strukturierung.

Wie in Abbildung 11 dargestellt, betrachten wir in diesem Zusammenhang erstens die maximal auftretende positive bzw. negative Abweichung zwischen der tatsächlichen stündlichen Abnahme und dem resultierenden Tagesmittelwert.¹² Diese Werte geben Aufschluss über die maximal in einzelnen Stunden vorzuhaltende Regelenergie für den Zweck der untertäglichen Strukturierung. Aufgrund der Struktur eines typischen Tagesprofils tritt in der Praxis jedoch ein gleichgerichteter Fehler jeweils über mehrere Stunden auf. Mindestens ebenso wichtig ist daher die Berücksichtigung des integralen Fehlers über den gesamten Tag, welcher in Abbildung 11 durch die blaue Fläche dargestellt ist. Es ist deutlich ersichtlich, dass der integrale Fehler durchaus ein Vielfaches der stündlichen Abweichung ausmachen kann.

¹² In der Praxis ist selbstverständlich die Differenz zwischen der tatsächlichen Abnahme und dem auf Grundlage des prognostizierten Standardlastprofils eingespeisten Tagesband relevant. Die entsprechende Differenz würde jedoch neben der Notwendigkeit der untertäglichen Strukturierung auch die Prognosegüte der Tagesmenge umfassen.

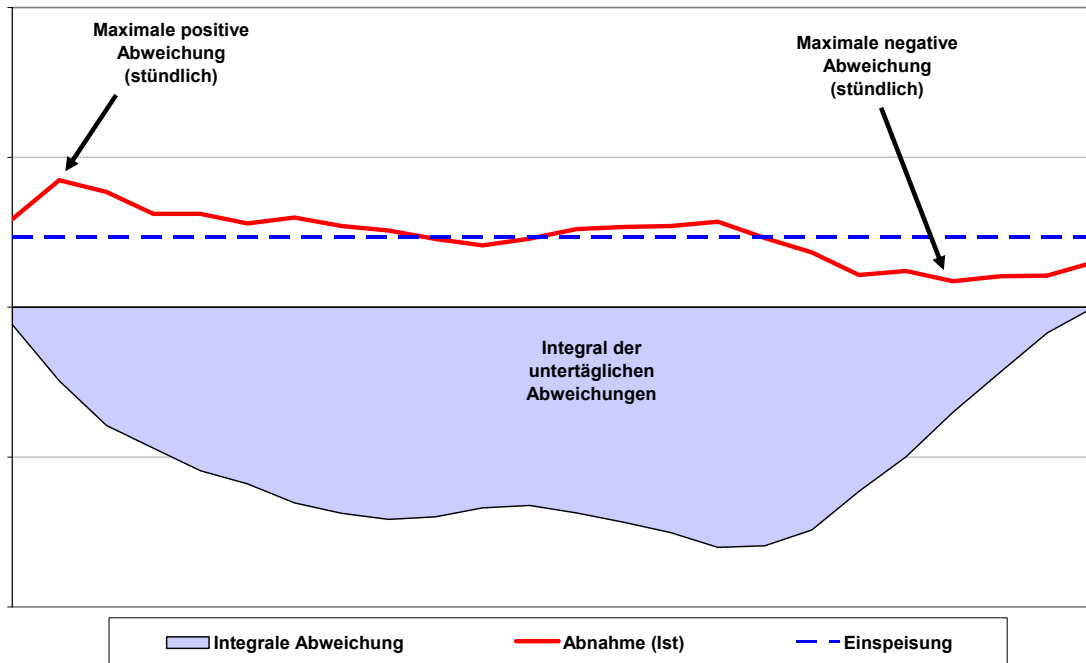


Abbildung 11: Illustration des Regelenergiebedarfs für untertägliche Strukturierung

Abbildung 12 zeigt die maximal auftretende positive bzw. negative stündliche Abweichung am Beispiel des bereits zuvor betrachteten Netzbetreibers im Winterhalbjahr 2007/2008. Es zeigt sich, dass die tatsächliche Abnahme in einzelnen Stunden regelmäßig um mehr als 50% von der angenommenen Einspeisung eines Tagesbandes abweicht.

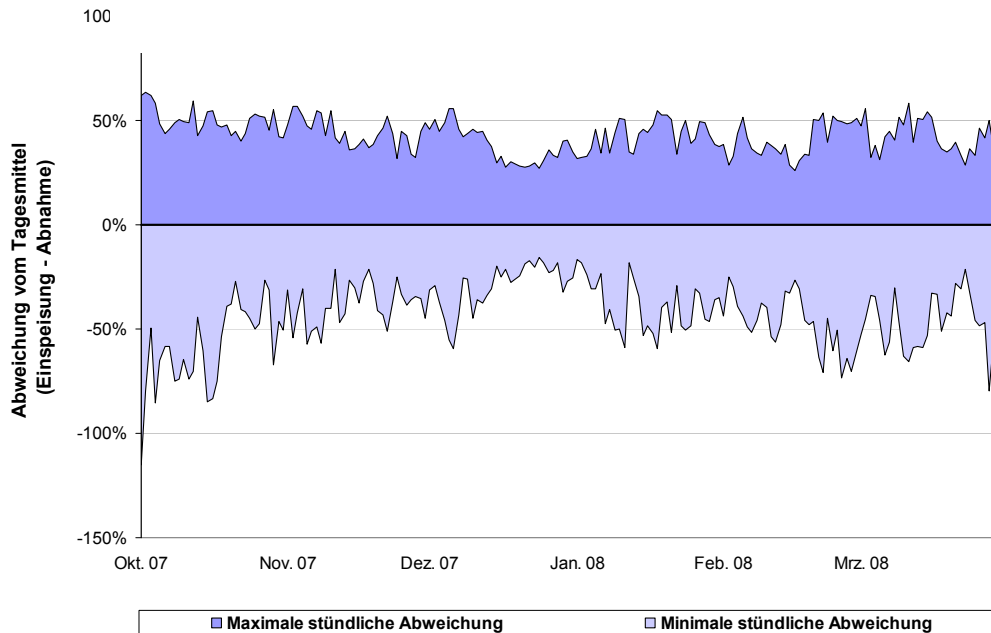


Abbildung 12: Maximale positive und negative stündliche Abweichungen der tatsächlichen Abnahme vom Tagesmittel (Stadtwerk ohne RLM-Kunden, Winter 2007/2008)

Betrachtet man für denselben Netzbetreiber das gesamte Gaswirtschaftsjahr, wie in Abbildung 13 dargestellt, so wird ersichtlich, dass die minimalen bzw. maximalen stündlichen Abweichungen vom Tagesmittel im Sommerhalbjahr noch deutlich höher sein können und im Beispiel bis zu ca. 175% vom Tagesband abweichen.

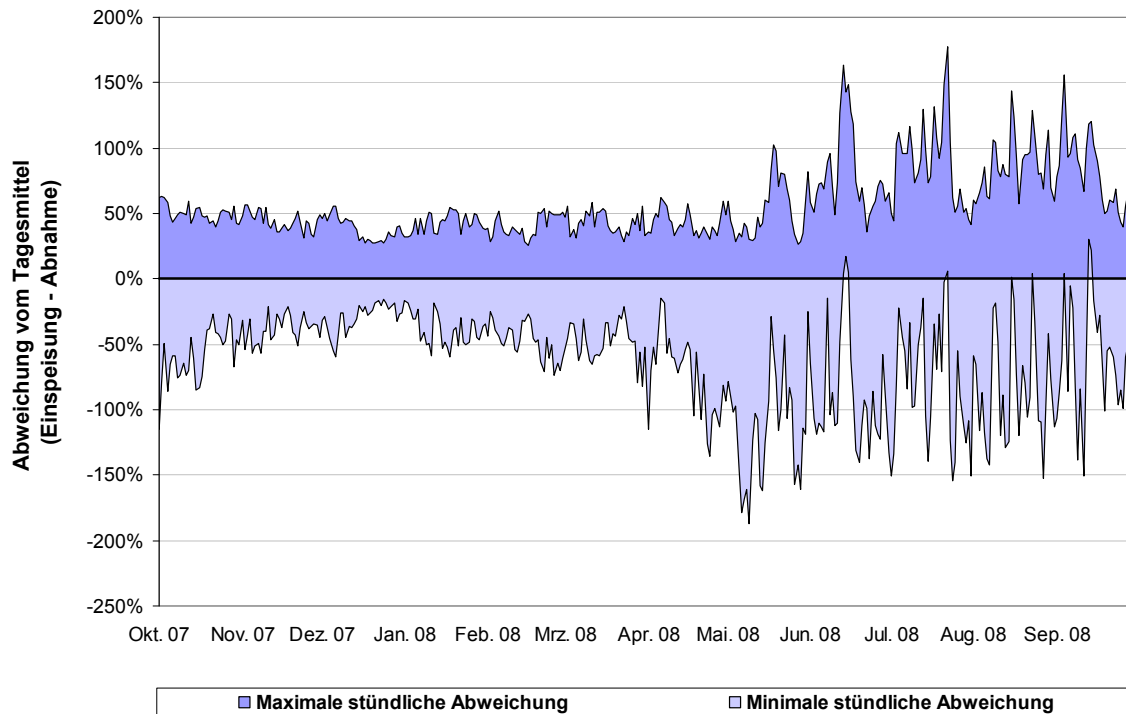


Abbildung 13: Maximale positive und negative stündliche Abweichungen der tatsächlichen Abnahme vom Tagesmittel (Stadtwerk ohne RLM-Kunden, Gaswirtschaftsjahr 2007/2008)

Entscheidend für den Bedarf an Regelenergie sind jedoch weniger die maximalen stündlichen Abweichungen, als vielmehr der kumulierte Regelenergiebedarf im Tagesverlauf. Abbildung 14 zeigt daher den maximalen integralen Regelenergiebedarf während des Tages an, d.h. den maximalen und minimalen Wert des Integrals der stündlichen Abweichungen. Es zeigt sich, dass zum Ausgleich des Tagesprofils regelmäßig positive Regelenergie in Höhe von 10% - 15% der gesamten Tagesmenge erforderlich ist.

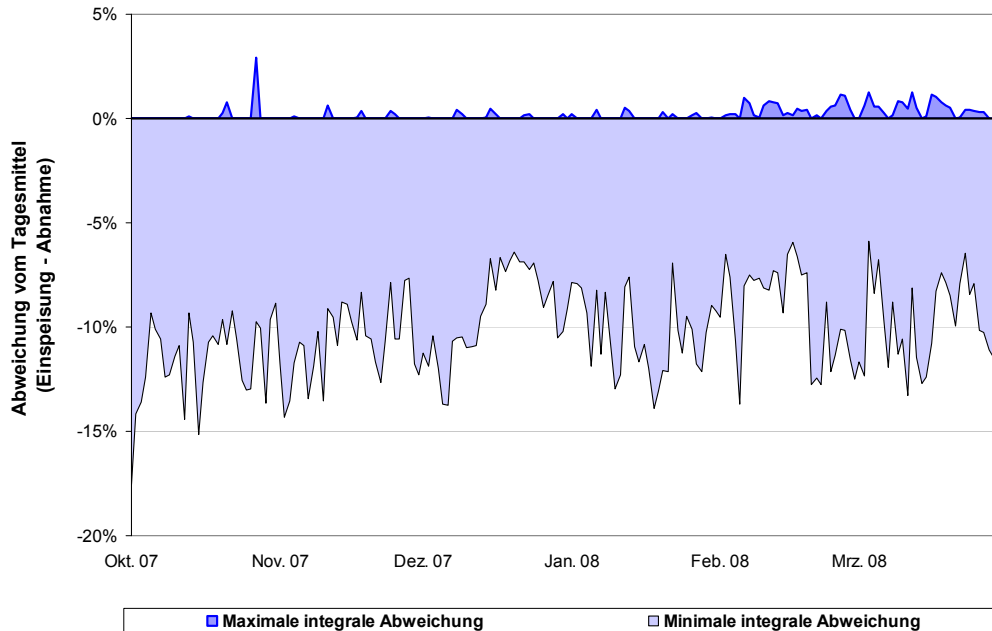


Abbildung 14: Maximaler kumulierter Regelenergiebedarf zum Ausgleich des Tagesprofils von SLP-Kunden (relativ zu tatsächlicher Tagesmenge, Winter 2007 / 2008)

In den Sommermonaten wird zudem häufig negative Regelenergie benötigt (vgl. Abbildung 15). Wird beispielsweise ca. 5% der Tagesmenge hierzu benötigt, beläuft sich die für die untertägliche Strukturierung erforderliche kumulierte Regelenergiemenge damit auf etwa 15% des gesamten Tagesverbrauchs in den Wintermonaten und bis zu 20% im Sommerhalbjahr.

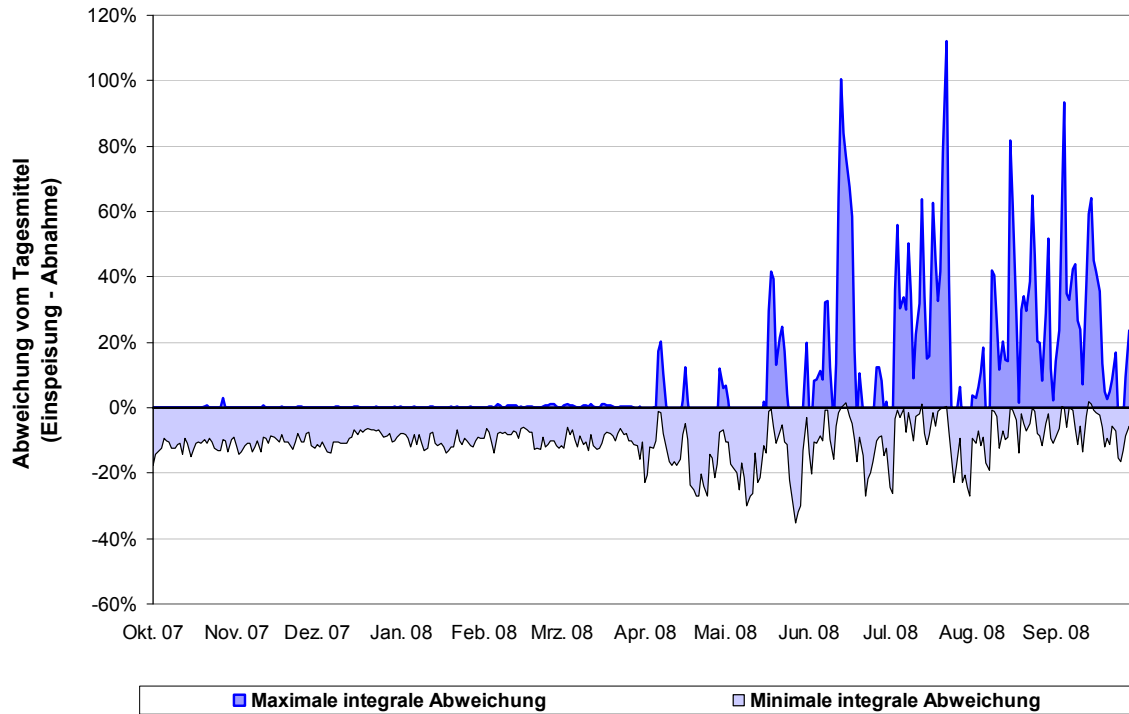


Abbildung 15: Maximaler kumulierter Regelenergiebedarf zum Ausgleich des Tagesprofils von SLP-Kunden (relativ zu tatsächlicher Tagesmenge, GWJ 2007 / 2008)

5. KUMULIERTER EFFEKT AUS TAGESABWEICHUNG UND UNTERTÄGLICHEM STRUKTURIERUNGSBEDARF

In der Praxis lässt sich der Bedarf an Regelenergie nicht eindeutig nach den Erfordernissen des Ausgleichs der Tagesmenge einerseits und der untertäglichen Strukturierung andererseits differenzieren. Der tatsächliche Regelenergiebedarf ergibt sich daher aus der Überlagerung der beiden Anforderungen. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die Kombination der beiden Effekte im Grundsatz sowohl zu einem steigenden als auch einem reduzierten Bedarf an Regelenergie führen kann. So resultiert z.B. eine Überschätzung der Tagesmenge in Kombination mit einem höheren spezifischen Verbrauch in der ersten Hälfte des Gastages (vgl. Abbildung 11) in einem insgesamt reduzierten Bedarf an Regelenergie, während im Falle einer zu niedrig prognostizierten Tagesmenge das Gegenteil gilt.

Die verschiedenen Effekte dürfen daher nicht einfach addiert werden, sondern es ist der kombinierte Einfluss beider Aspekte zu betrachten. Dies illustriert Abbildung 16, welche den tatsächlich resultierenden maximalen täglichen Bedarf an Regelenergie mit der Summe aus dem Ausgleich der Tagesmenge einerseits und der untertäglichen Strukturierung andererseits vergleicht. Der Übersichtlichkeit halber sind nur Tage mit einem gleichgerichteten Regelenergiebedarf und einem kumulierten Erfordernis von mindestens 15% des täglichen Verbrauchs dargestellt.¹³ Es wird dabei die Annahme getroffen, dass sich eine aufgetretene Tagesabweichung gleichmäßig über alle Stunden eines Tages verteilt. Bei dieser Annahme liegt der gesamte theoretisch resultierende Bedarf an Regelenergie in allen Fällen niedriger als die Summe der beiden einzelnen Effekte.

¹³ Ein gegenläufiger Bedarf von Regelenergie führt per definitionem zu einem reduzierten Gesamterfordernis. Auf die Betrachtung kleinerer Abweichungen wurde verzichtet, da insbesondere große Abweichungen als kritisch einzuschätzen sind.

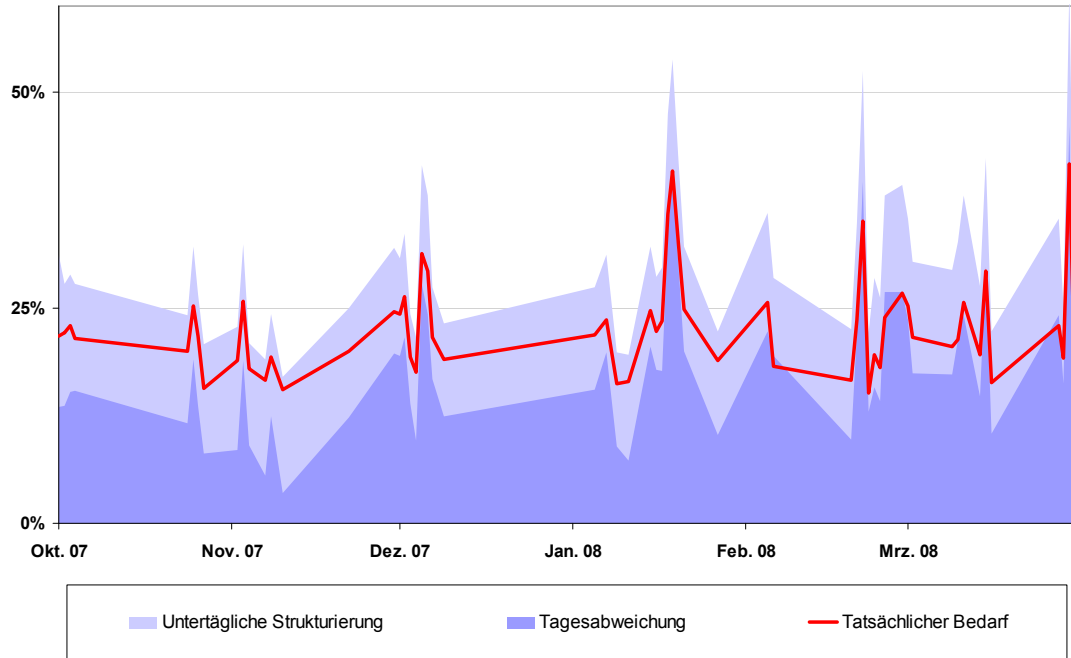


Abbildung 16: Gesamter Regelenergiebedarf im Vergleich mit den Erfordernissen zum Ausgleich der Tagesmenge und der untertäglichen Strukturierung

Anmerkung: Tage mit gleichgerichtetem Regelenergiebedarf und einem kumulierten Erfordernis von mindestens 15% des täglichen Verbrauchs

ANHANG 1 STANDARDLASTPROFILE DER TU MÜNCHEN

Die von der TU München seit 2002 entwickelten Standardlastprofile sollen möglichst gut die Abnahme der einzelnen Verbrauchergruppen prognostizieren, d.h. ein Standardlastprofil fasst Kunden zusammen, bei denen eine ähnliche Verbrauchsstruktur angenommen werden kann. Dabei werden zunächst Haushalts- und Gewerbekunden unterschieden. Haushaltskunden werden unterschieden in die Gruppen Ein- (HEF) oder Mehrfamilienhäuser (HMF). Gewerbekunden können aktuell den in Tabelle 6 gelisteten 11 Standardlastprofilen zugeordnet werden.

Tabelle 6: Standardlastprofile Gewerbe im Gasmarkt

Lastprofil	Lastprofil nach TUM	Bezeichnung
1	GMK	„Metall und KFZ“
2	GPD	„Papier und Druck“
3	GHA	„Einzel- und Großhandel“
4	GBD	„Sonst. betriebl. Dienstleistungen“
5	GKO	„Gebietskörperschaften, Kreditinstitute und Versicherungen, Organisationen ohne Erwerbszweck“
6	GBH	„Beherbergung“
7	GGA	„Gaststätten“
8	GBA	„Bäckerei und Konditorei“
9	GWA	„Wäscherei“
10	GGB	„Gartenbau“
11	GMF	„Haushaltsähnliche Gewerbebetriebe“

Quelle: BGW Praxisinformation 2007, S. 54.

Auf dieser Grundlage berechnet sich die prognostizierte Tagesmenge (Q_{Tag}) im Wesentlichen wie folgt: $Q_{\text{Tag}} = KW * h(T) * F$.

- KW ist der so genannte Kundenwert. Er wird für jeden einzelnen Kunden auf Basis des letzten Ablesewerts, dem Standardlastprofil-Typ und der Temperaturzeitreihe der zugeordneten Messstation berechnet.
- Der „h-Wert“ $h(T)$ gibt den relativen Verbrauch in Abhängigkeit der Tagesmitteltemperatur an, basierend auf der zugehörigen Sigmoidfunktion (vgl. beispielhaft Sigmoidfunktion für Lastprofiltyp 5 in Abbildung 17). $h(T)$ wird also in Abhängigkeit des

Standardlastprofil-Typs und der am Vortag (D-1) prognostizierten Tagesmitteltemperatur für den Tag D bestimmt.

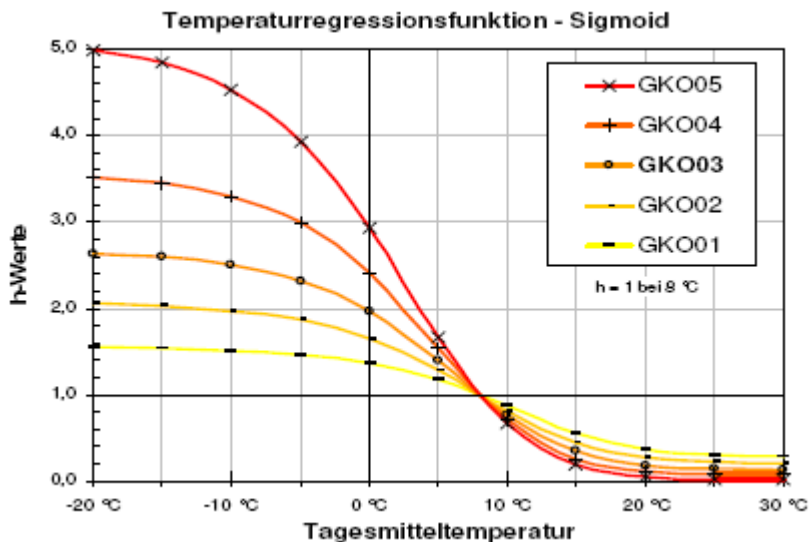


Abbildung 17: Temperaturabhängigkeit innerhalb eines Lastprofil-Typs (Lastprofil 5)

Quelle: BGW Praxisinformation 2007, S. 60.

- Schließlich repräsentiert F den Wochentagsfaktor. Seine Höhe ist abhängig vom jeweiligen Wochentag und vom zugehörigen Standardlastprofiltyp Gewerbe.

Im Rahmen des Bilanzausgleichs müssen Transportkunden für Differenzen zwischen ihren Ein- und Ausspeisungen, d.h. praktisch für Abweichungen des tatsächlichen Verbrauchs von der Prognose aufkommen. Eine wesentliche Änderung des in 2008 eingeführten Bilanzierungssystems ist der Wechsel von der früheren Bilanzierung auf Basis von Stunden- bzw. kumulierten Werten zu einem System der Tagesbilanzierung. Als Konsequenz entfällt insbesondere bei der Belieferung von Standardlastprofil-Kunden (SLP-Kunden) im neuen System das untertägliche Differenzrisiko, da hier die bilanzrelevanten Werte als ex ante gebildetes Tagesband erzeugt werden. Diese Vereinfachung trifft auch auf bestimmte leistungsgemessene Kunden (RLM-Kunden) zu, hier wird das Tagesband ex post aus dem gemessenen Tageswert generiert.

Basierend auf dem einschlägigen Gutachten zur Festlegung von Standardlastprofilen Haushalte und Gewerbe im Auftrag von BGW und VKU vom Dezember 2005 stellten beide Verbände eine genaue Beschreibung der gültigen Standardlastprofile sowie eine Anleitung zu

deren Anwendung zur Verfügung, in der Details nachgelesen werden können. Beispielsweise finden weitere Faktoren wie die Windregion Eingang in die Prognosen für Haushalte. Für den Zweck dieses Gutachtens ist jedoch entscheidend, dass die Prognose auf Basis der aktuellen Standardlastprofile neben der möglichst treffenden Zuordnung eines Kunden zu einem Standardlastprofiltyp vor allem von der Prognosetemperatur abhängt.¹⁴ Wir gehen daher nachfolgend auf wesentliche Faktoren ein, die diese beeinflussen können.

Allgemein ist die Vortages-Prognose (max. 36 Stunden im Voraus) einer Durchschnittstemperatur für größere Gebiete besser als für einen bestimmten Ort. Dies ist auf verschiedene Faktoren zurückzuführen, die die Prognosegenauigkeit beeinflussen. Hierzu gehören z.B. windschwache Wetterlagen, ausgeprägte Topographie oder Inversionswetterlagen.

Der tatsächliche Verbrauch von (kleineren) Gaskunden wird daneben durch eine Reihe weiterer Faktoren bestimmt. In diesem Zusammenhang sind z.B. der Einfluss von Wind, der mit steigender Temperatur absinkende Kesselnutzungsgrad, die inneren und die nutzbaren solaren Wärmegewinne zu nennen.¹⁵ Eine detaillierte Abbildung sämtlicher Parameter würde jedoch die mathematische Abbildung extrem komplexer Zusammenhänge erfordern und wäre alleine aus Gründen der fehlenden Verfügbarkeit ausreichender Daten kaum umsetzbar. Die in der Praxis erforderlichen Vereinfachungen resultieren damit prinzipiell in einem weiteren Prognosefehler, der jedoch nach Aussagen verschiedener Fachleute gegenüber der Ungenauigkeit der Temperaturprognosen prinzipiell als gering einzuschätzen ist.

Die starke Temperaturabhängigkeit des Gasverbrauchs resultiert insbesondere aus den Transmissionswärmeverlusten und den Lüftungswärmeverlusten. Wie im Gutachten der TU München aus dem Jahr 2002 ausgeführt,¹⁶ besteht hierbei ein weitgehend direkter Zusammenhang zwischen der aktuellen Außentemperatur, während im Falle der Transmissionsverluste zusätzlich die Wärmespeicherkapazität von Gebäuden zu berücksichtigen ist. Diese kann laut TU München bis zu ca. 50% des Tagesenergiebedarfs betragen, was mathematisch einer Zeitkonstante von ca. 1,5 bis 3,5 Tagen entspricht.

¹⁴ Daneben wird der Verbrauch durch eine Reihe weiterer Parameter beeinflusst, doch liegen die entsprechenden Daten in der Regel nicht bzw. nur mit einer unzureichenden geografischen Auflösung vor. Auch aus Gründen der Praktikabilität (Begrenzung der Komplexität) beruhen die uns bekannten Verfahren zur Erstellung von SLP daher in erster Linie auf der (Prognose-)Temperatur, während andere Parameter (wie z.B. Topographie oder Windeinfluss) allenfalls ergänzend berücksichtigt werden.

¹⁵ Vgl. TU München (2002) und Hellwig (2003)

¹⁶ TU München (2002), S. 6

Um diesem Zusammenhang Rechnung zu tragen, wurden die Lastprofile der TU München mittels einer geometrischen Reihe der Temperatur ermittelt, bei der die gewichteten Temperaturen von insgesamt vier Tagen wie folgt berücksichtigt werden:

$$T = \frac{T_t + 0,5 * T_{t-1} + 0,25 * T_{t-2} + 0,125 * T_{t-3}}{1 + 0,5 + 0,25 + 0,125}$$

mit: T_t = Temperatur am Betrachtungstag
 T_{t-1} = Temperatur des Vortages
 T_{t-2} = Temperatur des Vor-Vortages
 T_{t-3} = Temperatur des Vor-Vor-Vortages¹⁷

Neben der Berücksichtigung der Wärmespeicherkapazität von Gebäuden verbessert die Verwendung dieser geometrischen Temperaturreihe die Prognosegüte noch aus einem zweiten Grund. So liegen zum Zeitpunkt der SLP-Prognose für den Folgetag naturgemäß nur Prognosewerte für den Folgetag sowie den aktuellen Tag vor. Für die beiden vorhergehenden Tage (T_{t-3} und T_{t-2}) können zu diesem Zeitpunkt jedoch bereits Ist-Temperaturwerte in die Bestimmung der SLP-Prognose einfließen.

¹⁷ Vgl. auch Praxisinformation 2006/08 des BGW, S. 20 f.

ANHANG 2 PROGNOSEFEHLER VON TEMPERATURPROGNOSEN

Wie oben erläutert, stellt die Tagesmitteltemperatur den wichtigsten Parameter zur Bestimmung der täglichen Standardlastprofile dar. Prognosefehler der erwarteten Temperatur haben damit einen unmittelbaren Einfluss auf die Güte von synthetischen Standardlastprofilen. Nachfolgend betrachten wir daher die Qualität von Temperaturvorhersagen für den folgenden Tag auf Grundlage verschiedener Quellen.

Einleitend zeigt Abbildung 18 eine von der Thüga erstellte Analyse der Häufigkeit von Abweichungen zwischen der prognostizierten und der tatsächlich gemessenen Tagesmitteltemperatur. Insgesamt ergibt sich ein in erster Näherung normalverteilter Prognosefehler mit einer Standardabweichung (σ) von ca. 1,3 bis 1,4°C, wobei in Einzelfällen Abweichungen von mehr als 5°C auftraten. Die Annahme annähernd normalverteilter Abweichungen deckt sich auch mit anderen Quellen.¹⁸

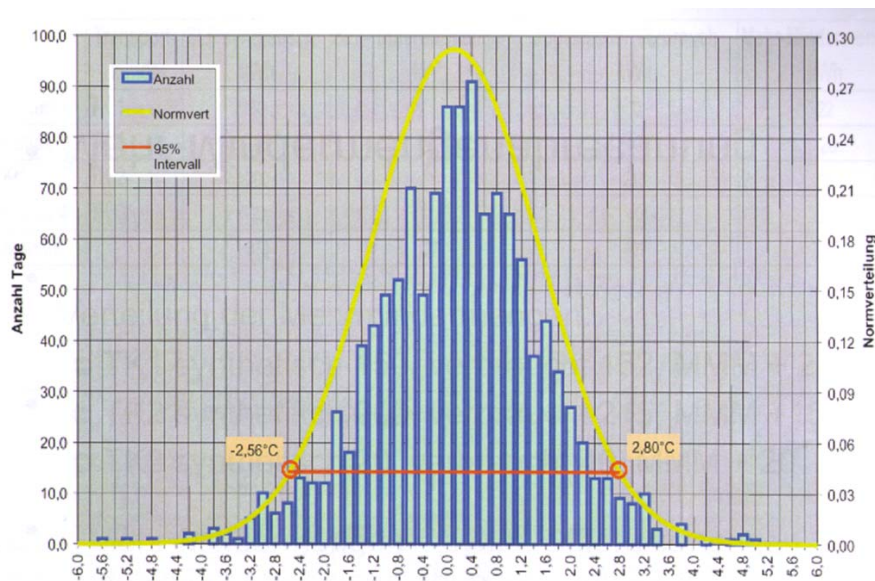


Abbildung 18: Häufigkeitsverteilung der Abweichungen zwischen Ist-Temperatur und Prognosewert

Quelle: Thüga (2008).

¹⁸ Auf Grundlage von Hügging (2006), S. 23, sowie der uns von einem Netzbetreiber zur Verfügung gestellten Temperaturwerte über insgesamt 11 Monate.

Zur Verifizierung dieser Annahmen haben wir eigene Analysen für zwei verschiedene Wetterstationen in Deutschland durchgeführt, auf Grundlage von Daten des Deutschen Wetterdienstes für die Monate Januar, März, Juli und September 2008. Wie die rote Linie in Abbildung 19 zeigt, ergeben sich auch in diesem Falle Abweichungen von bis zu 3,5°C, allerdings bei einer Standardabweichung von weniger als 1°C. Die blaue Linie in Abbildung 19 zeigt zudem die Abweichungen der Temperaturprognose, wenn statt der Tagesmitteltemperatur für den Folgetag die geometrische Reihe über vier Tage verwendet wird. Es ist klar ersichtlich, dass die Referenztemperatur bei der vom BGW empfohlenen Anwendung der geometrischen Reihe im Vergleich zur Nutzung der Eintagesmitteltemperatur weniger anfällig gegenüber Prognosefehlern ist, was in der Folge zu einer Reduzierung des Verbrauchsprognosefehlers führt.

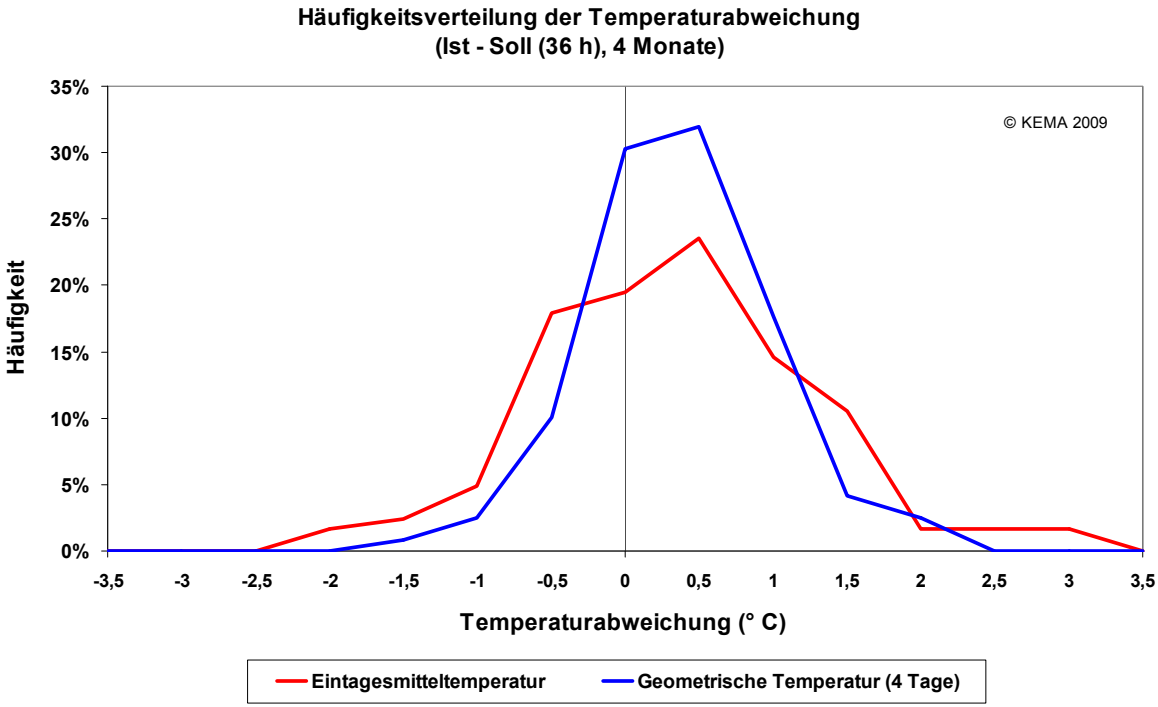


Abbildung 19: Temperaturabweichungen auf Grundlage von Eintagesmitteltemperatur und geometrischer Reihe im Vergleich

Quelle: DWD, Darstellung KEMA

Die in Abbildung 19 dargestellten Werte berücksichtigen nur eine einzige Wetterstation und können von daher als relevant für kleinere Stadtwerke angesehen werden, die jeweils nur ein geografisch eng begrenztes Gebiet beliefern. Für größere Verteilnetze sowie insbeson-

dere für Marktgebiete ist dagegen die (gewichtete) Summe der Prognosefehler innerhalb des gesamten Versorgungsgebietes ausschlaggebend. Es ist daher nicht auszuschließen, dass sich Ungenauigkeiten der Temperaturprognose an einzelnen Standorten teilweise gegeneinander aufheben, so dass sich insgesamt geringere Abweichungen ergeben.

Um den möglichen Einfluss derartiger Effekte zu untersuchen, haben wir in einem nächsten Schritt die Prognosefehler der beiden von uns betrachteten Wetterstationen miteinander verglichen. Ein erster Vergleich zeigt, dass die Werte an den beiden Orten nur sehr schwach miteinander korreliert (0,28) sind. Dieser Effekt zeigt sich auch bei einer kombinierten Betrachtung beider Stationen. Wie in Tabelle 7 dargestellt, reduziert sich die Standardabweichung des Prognosefehlers sowohl bei der Betrachtung der einzelnen Tageswerte als auch bei Berücksichtigung der geometrischen Reihe deutlich. Gleichzeitig sinkt die maximale Abweichung im ersten Falle von knapp 3°C auf maximal 2,3°C bzw. von 1,9°C auf 1,5°C bei Anwendung der geometrischen Reihe.

Diese Ergebnisse beruhen auf einer isolierten Betrachtung einzelner Wetterstationen. Bei Betrachtung eines räumlich zusammenhängenden Gebietes und/oder verschiedener Regionen können sich daher andere Werte ergeben. Dennoch bestätigen die in Tabelle 7 aufgeführten Werte die Vermutung, dass sich die Prognosefehler einzelner Wetterstationen zumindest teilweise gegenseitig kompensieren können, so dass bei Betrachtung eines größeren Gebiets von einer erhöhten Qualität der (mittleren) Prognostemperatur auszugehen ist.

Tabelle 7: Vergleich der Prognosefehler (Standardabweichung) für zwei Wetterstationen

°C	Basis Eintages- mitteltemperatur	Basis geometrische Reihe (4 Tage)
Separate Betrachtung	0,92 – 1,00	0,62 – 0,64
Gemeinsame Betrachtung	0,77	0,50

Quelle: DWD (Daten), KEMA (Berechnung)

ANHANG 3 AUSGEWÄHLTE QUELLEN

BDEW/VKU (2008): Ergänzungsleitfaden zur Anwendung von Standardlastprofilen ab 01.10.2008 im Regel- und Ausgleichsenergiemarkt basierend auf der Änderungsfassung der Kooperationsvereinbarung vom 29. Juli 2008, Berlin, September 2008.

Bundesnetzagentur (2008): Beschluss Az.: BK7-08-002 der Bundesnetzagentur zur Festlegung in Sachen Ausgleichsleistungen Gas (Bilanzkreisvertrag u.a) vom 28. Mai 2008.

BGW/VKU (2006): Praxisinformation P 2006/8 – Gastransport/Betriebswirtschaft; Abwicklung von Standardlastprofilen zur Belieferung nicht-leistungsgemessener Kunden, 2006.

BGW/VKU (2007): Praxisinformation P 2007/13 – Gastransport/Betriebswirtschaft; Abwicklung von Standardlastprofilen, 2007.

BGW (2006): 126.Gasstatistik Bundesrepublik Deutschland Berichtsjahr 2004. Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft e.V. Berlin, Juli 2006.

Cerbe, G. (2004): Grundlagen der Gastechnik- Gasbeschaffung, Gasverteilung, Gasverwendung, ISBN 3-446-22803-9 Carl Hanser Verlag, München, Wien 2004.

E-Control (2005): Temperaturabhängigkeit des Strom- und Gasverbrauchs, Working Paper Nr.15, Wien, November 2005.

Geiger, B., Hellwig, M. (2002): Entwicklung von Lastprofilen für die Gaswirtschaft im Auftrag des Bundesverbandes der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft e.V. und des Verbandes kommunaler Unternehmen e.V. Haushalte, München, November 2002

Geiger, B., Hellwig, M.: Entwicklung von Lastprofilen für die Gaswirtschaft – Gewerbe, Handel und Dienstleistung, München, November 2002.

Hennig, E (2008): Abwicklung von Standardlastprofilen, Vortrag Euroforum vom 29. August 2008 in Köln.

Hüggling, T. (2006): Standardlastprofile und Verteilnetzbilanzierung, TSO Informationsveranstaltung vom 18.09.2006.

GasNZV: Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzzugangsverordnung – GasNZV), Juli 2005.

Wagner, U., Geiger, B. (2005): Gutachten zur Festlegung von Standardlastprofilen Haushalte und Gewerbe für BGW und VKU, München, Dezember 2005.