

Weiterentwicklung des Standardlastprofilverfahrens Gas

Weiterentwicklung des Standardlastprofilverfahrens Gas

Auftraggeber:	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW)
FfE-Auftragsnummer:	BDEW-05/BDEW-07
Bearbeiter:	Michael Hinterstocker Benedikt Eberl Serafin von Roon
Fertigstellung:	Juli 2015

ISBN 978-3-945029-95-4

Impressum:

Endbericht
der Forschungsgesellschaft für
Energiewirtschaft mbH (FfE)

zum Projekt:

Weiterentwicklung des
Standardlastprofilverfahrens Gas

Auftraggeber:

Bundesverband der Energie- und
Wasserwirtschaft e. V. (BDEW)

Kontakt:

Am Blütenanger 71
80995 München
Tel.: +49 (0) 89 158121-0
Fax: +49 (0) 89 158121-10
E-Mail: info@ffe.de
Internet: www.ffegmbh.de

Geschäftsführer:

Dr.-Ing. Serafin von Roon

Inhalt

1	Einleitung	1
1.1	Ergebnisse des Statusberichts SLP Gas	1
1.2	Datenbasis der Weiterentwicklung	4
2	Linearisierte Standardlastprofile	5
3	Saisonaleffekt	16
4	Testphase	20
5	Fazit	21
6	Literaturverzeichnis	23
7	Anhang	24
7.1	Profilkoeffizienten	24
7.2	Datenbasis nach Netzen	25

1 Einleitung

Aufgrund der in der operativen Abwicklung über mehrere Jahre bei einer Vielzahl von Verteilnetzbetreiber festgestellten systematischen Abweichungen zwischen Allokation und Restlast bei SLP-Kunden im Gasbereich wurden im Rahmen des Statusberichts SLP Gas /FFE-35 14/ die Ursachen sowie mögliche Weiterentwicklungsmaßnahmen zur Behebung dieser Probleme untersucht. Im hier dargestellten Folgeprojekt wird die konkrete Umsetzung ausgewählter Maßnahmen erarbeitet. Im synthetischen Lastprofilverfahren führt die Umsetzung der nachfolgend dargestellten Maßnahmen unmittelbar zu einer Veränderung der Allokationsergebnisse; im analytischen Verfahren können diese zu einer verbesserten Aufteilung der Gesamtallokation auf die Bilanzkreise genutzt werden. Dazu wurden aus den Ergebnissen des Statusberichts die am aussichtsreichsten erscheinenden Maßnahmen

- Linearisierung der Profile
- Saisonalfaktor

für die Folgeuntersuchung identifiziert. Zu diesen beiden Punkten hatten die Voruntersuchungen unter Beachtung der gesetzten Rahmenbedingungen wie transparente und einfache Verfahrensumsetzung die höchsten Wirkungen gezeigt. Anhand vorliegender Daten der Netzbetreiber werden neue SLP-Koeffizienten bestimmt und deren Güte im Anschluss im Rahmen einer Testphase mit weiteren Netzbetreibern geprüft.

Im Folgenden werden zuerst die Ergebnisse des Statusberichts zusammengefasst dargestellt und die der Weiterentwicklung zu Grunde liegende Datenbasis beschrieben. Die weiteren Kapitel gehen detailliert auf die Ableitung der neuen Koeffizienten und Saisonalfaktoren ein und beschreiben die Plausibilisierung durch die Testphase.

1.1 Ergebnisse des Statusberichts SLP Gas

Im Rahmen des Statusberichts SLP Gas wurden mittels Analyse von Daten beider Marktgebietsverantwortlicher sowie von 40 Verteilnetzen aus den vergangenen GWJ u. a. folgende systematischen Abweichungen zwischen Allokation und Restlast bei Verwendung des bisherigen Standardlastprofilverfahrens nach TU München identifiziert und bestätigt:

- Zu niedrige Allokation bei sehr kalten Temperaturen
- Zu niedrige Grundlast, d. h. zu niedrige Allokation bei warmen Temperaturen
- Saisonale Abweichungen

Zur Reduzierung der festgestellten Abweichungen wurden verschiedene mögliche Maßnahmen auf Grundlage von 12 Netzen mit guter Datenqualität (vgl. 7.2, „Statusbericht“) für die GWJ 2010/11, 2011/12 und 2012/13 entwickelt und getestet. Diese umfassten unter anderem:

- Berechnung neuer, netzspezifischer Regressionsfunktionen: Für jedes Netz wurde auf Basis der vorliegenden Restlast eine netzspezifische Funktion bestimmt, die den Zusammenhang zwischen Temperatur und Restlast bestmöglich abbildet.

Dabei wurde im Gegensatz zum bisherigen Verfahren nicht zwischen Kundengruppen unterschieden. Neben der Darstellung des Zusammenhangs in Form einer Sigmoidfunktion wie aus dem bisherigen Verfahren bekannt wurde auch die Abbildung mittels zweier Geraden untersucht.

- Lineare Fortsetzung der bisherigen Profile: Um die Problematik der Unterallokation bei kalten Temperaturen zu beheben, kann die Sigmoidfunktion ab einer Grenztemperatur mittels einer Geraden fortgesetzt werden. Die resultierende Profilkurve weist nicht das typische abknickende Verhalten der Sigmoidfunktion im kalten Bereich auf und trifft deshalb in vielen Fällen besser die tatsächliche Restlast in diesem Temperaturbereich. Das Prinzip ist anschaulich in **Abbildung 1-1** dargestellt.

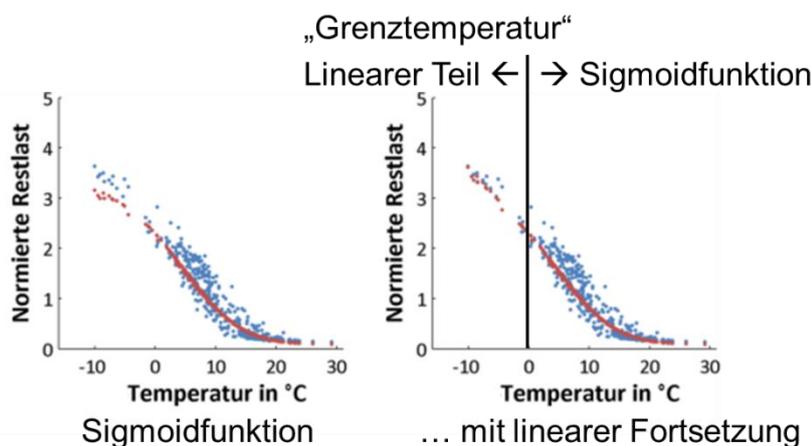


Abbildung 1-1: *Prinzip der linearen Fortsetzung /FFE-35 14/*

- Anwendung eines dynamischen Korrekturfaktors: Das SLP-Verfahren prognostiziert den Gasverbrauch eines Kunden nur auf Basis von Temperaturdaten; es werden keine weiteren Einflüsse berücksichtigt. Ein Korrekturfaktor, der nachträglich auf die SLP-Allokation angewendet wird, kann diesen Schwachpunkt teilweise beheben. Eine mögliche Umsetzungsvariante besteht darin, die Abweichung von Allokation und Restlast des Vortags als Korrekturfaktor auf den Folgetag zu übertragen. Dies korrigiert beispielsweise Abweichungen aus saisonalen Gründen, durch anhaltende ungewöhnliche Witterungsbedingungen oder durch längeres abweichendes Kundenverhalten beispielsweise in Ferienzeiten.
- Anwendung eines saisonalen Ausgleichsfaktors: Bei der Anwendung des beschriebenen Korrekturfaktors ergibt sich in vielen Fällen ein deutlicher saisonaler Verlauf des Korrekturfaktorwerts (vgl. **Abbildung 1-2**), der neben der Berücksichtigung von weiteren Einflüssen zur Anpassung der SLP-Allokation auf die tatsächliche Restlast notwendig wäre. Dies ist mittels eines saisonalen Faktors umsetzbar und hat im Vergleich zu einem dynamischen Korrekturfaktor den Vorteil, dass der Wert des Faktors für jeden Tag bereits im Voraus bekannt ist und nicht von aktuellen Temperatur- und Restlastwerten abhängt.

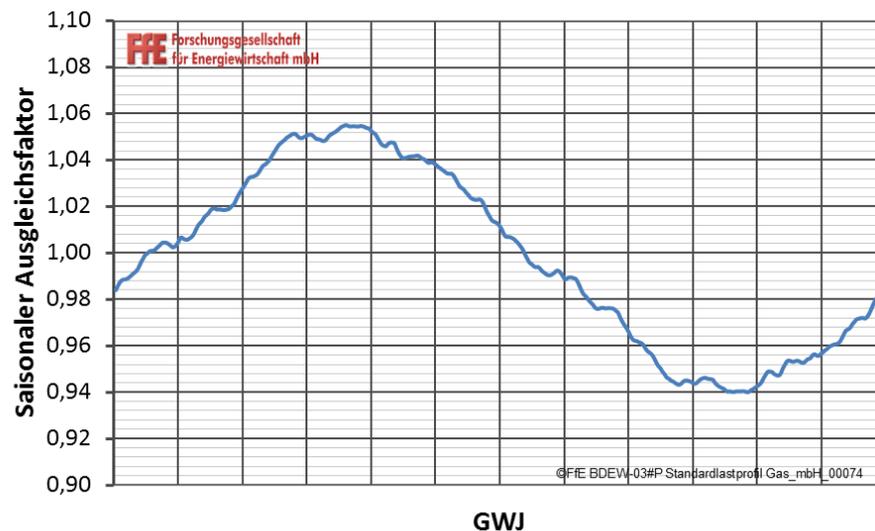


Abbildung 1-2: *Beispielhafter Verlauf eines saisonalen Ausgleichsfaktors für 12 Netze und die GWJ 2010/11 bis 2012/13, Verlauf geglättet /FFE-35 14/*

Diese zuvor beschriebenen Maßnahmen wurden jeweils anhand der kumulierten absoluten Netzkontenabweichung Δ_j in kWh/MWh auf Jahresbasis bewertet und gegenübergestellt. Dieser Wert ist eine Maß für die absolute Summe aller Abweichungen im Netzkonto, also für die absolute Menge der Abweichungen der Allokation von der Restlast im Verhältnis zur allokierten Menge und stellt im Hinblick auf die Betrachtung der täglichen Abweichungen eine geeignete Kenngröße dar.

Das Ergebnis ist in **Abbildung 1-3** für die untersuchten Gaswirtschaftsjahre 2010/11, 2011/12 sowie 2012/13 dargestellt.

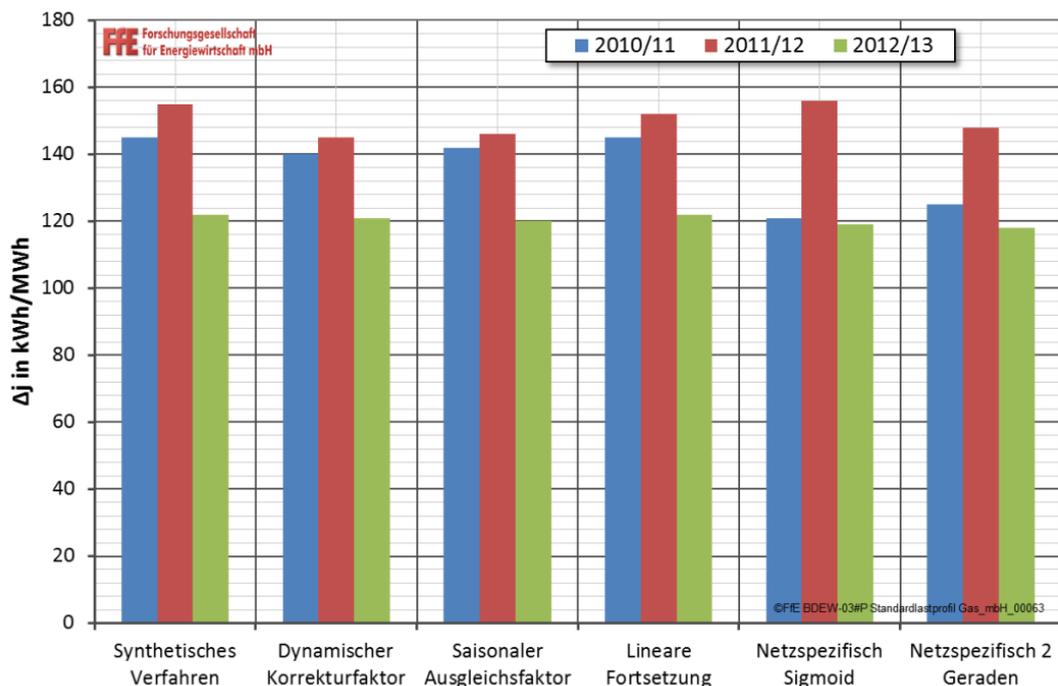


Abbildung 1-3: *Bewertung der im Statusbericht untersuchten Maßnahmen (Mittelwerte der untersuchten Netze) /FFE-35 14/*

Hier ist zu sehen, dass die lineare Fortsetzung in allen 3 Jahren Verbesserungen im Vergleich zum bisher verwendeten synthetischen SLP-Verfahren aufweist. Aufgrund der einfachen Umsetzung und standardisierten Anwendbarkeit, welche bei netzspezifischen Profilkfunktionen nicht gegeben ist, wird deshalb die lineare Fortsetzung für die weitere Untersuchung ausgewählt. Die Verbesserungen des dynamischen Korrekturfaktors und des saisonalen Ausgleichsfaktors sind etwa im gleichen Bereich, hier wird ebenfalls aufgrund der einfacheren Anwendung der saisonale Ausgleichsfaktor empfohlen.

1.2 Datenbasis der Weiterentwicklung

Zur konkreten Umsetzung der ausgewählten Weiterentwicklungsmaßnahmen steht die Datenbasis des SLP-Statusberichts zur Verfügung. Erweitert wird diese durch nachträgliche Datenlieferungen einiger Netzbetreiber zu den ursprünglichen Daten sowie durch die Teilnehmer der Testphase (vgl. Kapitel 4). Dies bedeutet, dass über vier Gaswirtschaftsjahre (2010/11 bis 2013/14) für unterschiedliche Anzahlen an Netzen vollständige Daten vorliegen (vgl. 7.2, „Gesamte Datenbasis“):

Tabelle 1-1: *Umfang der Datenbasis*

GWJ	2010/11	2011/12	2012/13	2013/14
Netze	17	38	61	38

Vollständige Daten umfassen im Einzelnen:

- Tageswerte der Ist-Temperatur
- Tageswerte der Restlast
- Kundenwerte oder Kundenwertverteilung

Diese Daten werden zur Berechnung der Profilkoeffizienten sowie der Saisonalfaktoren genutzt. Die Allokationstemperatur wird gemäß geometrischer Reihe berechnet. Die mittlere Kundenwertverteilung der vorliegenden Netze ist in **Tabelle 1-2** dargestellt.

Tabelle 1-2: *Verteilung der Kundenwertsummen*

Profil	Anteil
HEF	52,6%
HMF	24,9%
HKO	0,1%
GMK	1,8%
GHA	2,9%
GKO	6,3%
GBD	5,3%
GGA	1,0%
GBH	0,5%
GWA	0,1%
GGB	0,1%
GBA	0,2%
GPD	0,1%
GMF	1,5%
GHD	2,7%

Die größten Mengen entfallen also auf die Haushaltsprofile, bei Gewerbekunden haben die Profile GKO (Gebietskörperschaften, Kreditinstitute und Versicherungen) und GBD (sonstige betriebliche Dienstleistungen) den größten Anteil.

2 Linearisierte Standardlastprofile

Die zuvor in Kapitel 1.1 als sinnvolle Weiterentwicklung identifizierte Linearisierung der bekannten Standardlastprofile kann durch nachfolgend beschriebene zwei Varianten umgesetzt werden:

Der Statusbericht SLP Gas beschreibt die Anpassung der bisherigen Profile mittels einer Geraden ab einer bestimmten Grenztemperatur, um der systematischen Unterallokation im kalten Bereich entgegen zu wirken (im Folgenden "Sigmoid mit linearer Fortsetzung" bezeichnet). Ein solcher Ansatz wäre ohne Änderung auf den weiteren Verlauf der Sigmoidfunktion in den anderen Temperaturbereichen. Die Anpassung der Sigmoidfunktion bei hohen Temperaturen ließe sich dabei durch eine Erhöhung des Koeffizienten D umsetzen.

Als weiterer Ansatz wurde die Überlagerung des Heiz- und Warmwasserbereichs mit je einer Geraden betrachtet. Um weiterhin die grundsätzliche Charakteristik der Sigmoidfunktion einfließen zu lassen, wird eine Mischung bestehend aus dem Sigmoidprofil und zwei linearen Abschnitten angewandt (im Folgenden "Sigmoid + linear" bezeichnet).

In **Abbildung 2-1** sind beide Ansätze gegenübergestellt.

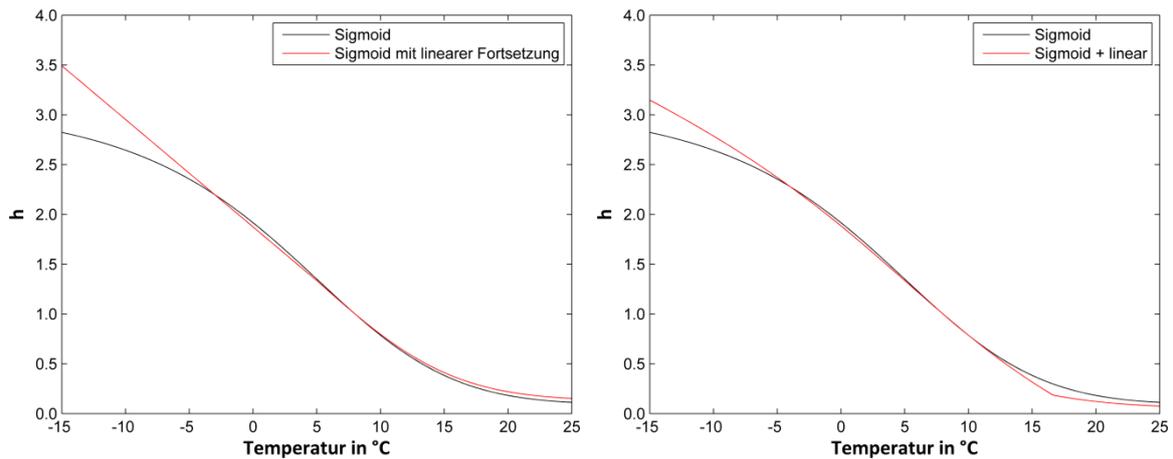


Abbildung 2-1: Vergleich der beiden Ansätze zur Linearisierung

Schon die qualitative Darstellung in **Abbildung 2-1** lässt vermuten, dass sich durch eine Mischung aus sigmoiden und linearen Anteilen ("Sigmoid + linear") ein dem tatsächlich zu beobachtenden Verlauf der Restlast ähnlicherer Verlauf gerade im Übergangsbereich Heizen zu Warmwasser erreicht werden kann.

Die Untersuchung beider Varianten anhand der erweiterten Datenbasis des Statusberichts (vgl. 7.2, „Profilentwurf“) bestätigt, dass die Mischung aus Sigmoidfunktion und Geraden ("Sigmoid + linear") die Restlast besser annähert. (vgl. **Abbildung 2-2**). Im Folgenden wird deshalb diese Variante zur Anpassung der Profile verwendet.

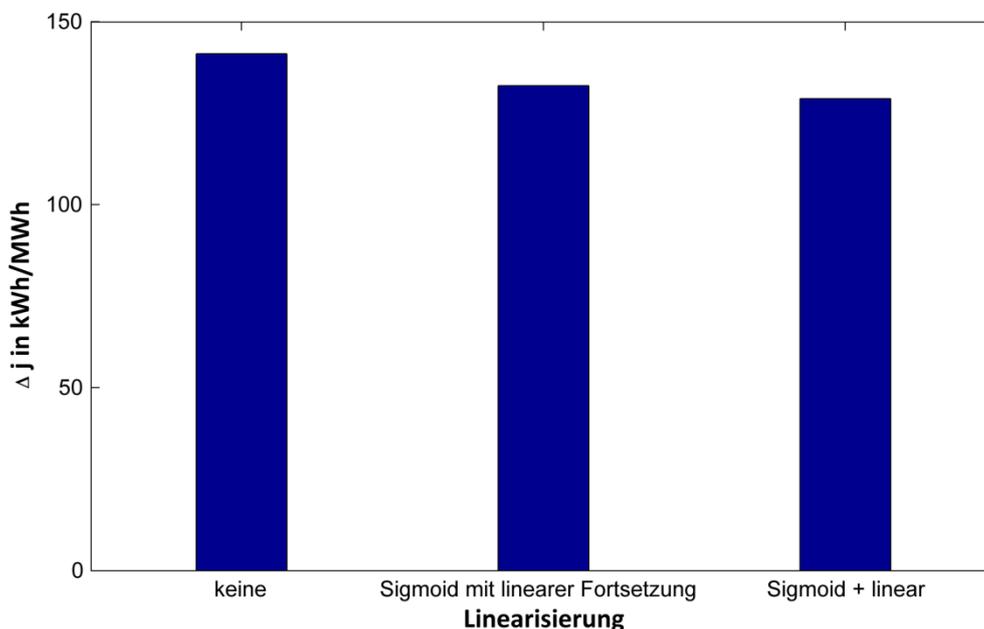


Abbildung 2-2: Ergebnisse der beiden Ansätze zur Linearisierung

Profilfunktion

Die im weiteren betrachtete Profilkurve in Gleichung (1) besteht wie oben beschrieben aus der bisher schon verwendeten Sigmoidfunktion überlagert mit einer Heizgeraden unterhalb einer bestimmten Temperatur sowie einer Warmwassergeraden

über dieser Grenze. Diese ergibt sich dabei aus dem Schnittpunkt der beiden Geraden. Der verwendete lineare Anteil ist dabei stets der höhere Wert der beiden Geradenfunktionen.

$$h(\vartheta) = \frac{A}{1 + \left(\frac{B}{\vartheta - \vartheta_0}\right)^C} + D + \max(m_H \vartheta + b_H; m_W \vartheta + b_W) \tag{1}$$

Aufgrund der Kombination aus Sigmoid- und linearen Anteilen werden die Profile als „SigLinDe“ bezeichnet. Die Koeffizienten A , B , C , D und ϑ_0 werden von den Profilen der TU München als Basis für die Weiterentwicklung übernommen und zum Teil nachfolgend modifiziert. m_H und b_H sowie m_W und b_W sind Steigung und Höhe der Heiz- bzw. Warmwassergeraden. ϑ_0 wird als 40 °C angenommen und im Rahmen dieser Untersuchungen beibehalten. Die neue Profilfunktion erlaubt durch Setzen der Geradenkoeffizienten auf 0, dass Sigmoid-Profile (z. B. die TU-München-Profile) auch in der neuen Form dargestellt werden können. Die Koeffizienten der neuen Profile werden so normiert, dass sich bei einer Temperatur von 8 °C ein Wert von 1 ergibt. Dies ermöglicht die einfachere Vergleichbarkeit von SLP-Ausspeisepunkten.

Die beiden Geradenabschnitte der Heiz- bzw. Warmwassergeraden sind in **Abbildung 2-3** veranschaulicht.

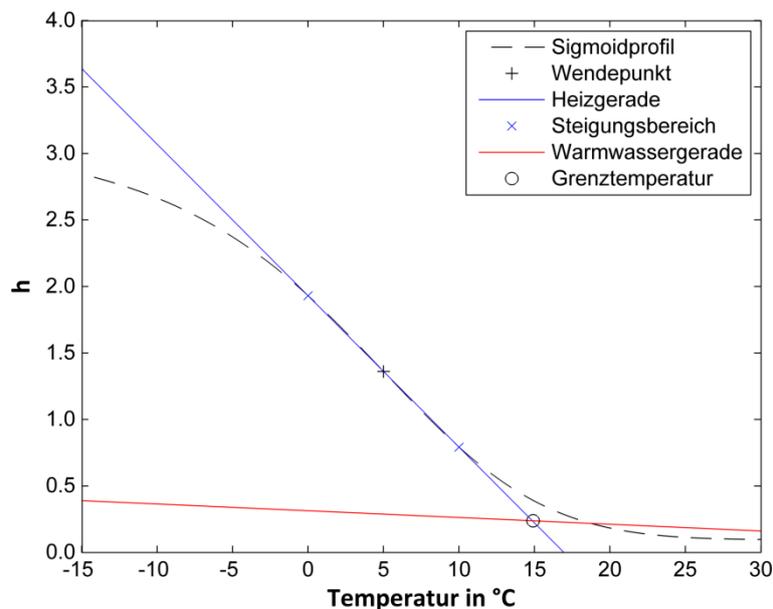


Abbildung 2-3: Darstellung der Geraden

Herleitung der Koeffizienten

Zur Herleitung der Heizgeraden wird der Wendepunkt der Sigmoidfunktion pro Profiltyp bestimmt. Durch Berechnung des Wendepunkts wird unabhängig von der konkreten Lage des jeweiligen Profiltyps der steilste Abschnitt der Sigmoidfunktion identifiziert. In einem Bereich um diesen Punkt wird die passende Gerade berechnet, welche die beiden Begrenzungspunkte des Bereichs schneidet und damit die mittlere Steigung der Sigmoidfunktion im entsprechenden Bereich aufweist. Die Breite des dazu betrachteten Bereichs ist damit einer der zu optimierenden Parameter bei der Ableitung der neuen Profile und beträgt ±5 K für 03 sowie ±8 K für 04. **Tabelle 2-1** führt die berechneten Wendepunkte auf.

Tabelle 2-1: Wendepunkte der Sigmoid-Profile

Profil	03	04
HEF	5,1 °C	4,5 °C
HMF	7,3 °C	6,7 °C
HKO	16,7 °C	–
GMK	6,7 °C	5,4 °C
GHA	4,4 °C	3,3 °C
GKO	6,2 °C	4,6 °C
GBD	5,8 °C	4,1 °C
GGA	5,4 °C	5,2 °C
GBH	6,6 °C	6,6 °C
GWA	6,9 °C	7,6 °C
GGB	4,3 °C	3,6 °C
GBA	9,0 °C	8,6 °C
GPD	5,2 °C	3,7 °C
GMF	7,3 °C	6,7 °C
GHD	5,9 °C	4,7 °C

Die Steigung der Warmwassergeraden m_W ergibt sich aus der mittleren Steigung der Sigmoidfunktion im Bereich von 24 °C bis 28 °C. Die untere Grenze mit einer Temperatur von 24 °C wurde gewählt, da in der Regel oberhalb dieser Temperatur keine Heizanteile mehr in der Restlast vorhanden sind. Die obere Grenze mit einer Temperatur von 28 °C wurde gewählt, da Temperaturen über 28 °C als Tagesmitteltemperaturen in Deutschland nur sehr selten auftreten. Zur Bestimmung der Höhe der Warmwassergeraden bei 24 °C wird der Koeffizient D mit einem zu optimierenden Faktor skaliert. In **Abbildung 2-4** ist für diesen Faktor beispielhaft der Wert 2 gewählt. Dies bedeutet, dass der Wert der Warmwassergeraden bei 24 °C doppelt so groß wie der bisherige D -Koeffizient ist. Aus diesem Wert und der Steigung lässt sich b_W , also der Funktionswert der Geraden bei 0 °C, berechnen. Zusätzlich gilt die Bedingung, dass der Schnittpunkt der beiden Geraden nicht bei einer niedrigeren Temperatur als der Wendepunkt des Ausgangsprofils liegt. b_W wird gegebenenfalls entsprechend angepasst.

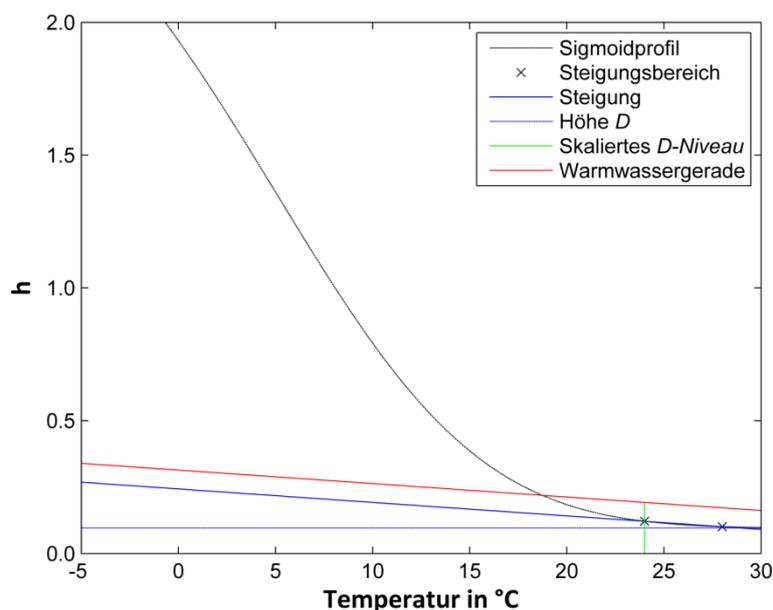


Abbildung 2-4: *Detaildarstellung der Warmwassergeraden*

Daraus ergibt sich ein Satz zweier Geraden pro Profiltyp, welcher an die bisherige Sigmoidfunktion angelehnt ist. Dies ermöglicht die Berechnung neuer Profile für alle SLP-Typen, ohne eine breitangelegte Untersuchung mit entsprechenden Einzelmessungen durchführen zu müssen.

Zusätzlich zur Warmwassergeraden wird zur weiteren Feinabstimmung des Warmwasseranteils der Koeffizient D der Sigmoidfunktion mit einem Skalierungsfaktor angepasst, welcher ebenfalls im Rahmen der Optimierung ermittelt wird.

Damit ergeben sich die oben dargestellten zwei Geraden, welche mit einem einheitlichen Ansatz aus der Sigmoidfunktion abgeleitet werden. Das resultierende Profil stellt dann eine Mischung aus der Sigmoidfunktion sowie den Geraden dar. Das Mischungsverhältnis ist der vierte in der Optimierung zu bestimmende Parameter.

Zusammengefasst ergeben sich also folgende zu optimierenden Größen:

- Breite des Bereichs zur Bestimmung der Heizgeraden
- Faktor zur Bestimmung der Höhe der Warmwassergeraden
- Faktor zur Skalierung von D im Sigmoidanteil
- Mischungsverhältnis von Sigmoid- und Linearanteil

Diese vier Parameter werden auf die vorliegenden Restlastzeitreihen der Netzbetreiber optimiert, woraus sich Profile ergeben, welche für alle Netze der entsprechenden Ausprägung im Mittel das beste Ergebnis erzielen. Als Optimierungskriterium wird wie im Statusbericht Δ_j verwendet. Dadurch werden die Netze nicht gewichtet, es geht also jedes Netz unabhängig von der Größe gleich stark ein.

Diese Schritte werden für alle Profiltypen der Ausprägungen 03 und 04, in der bisherigen Form dargestellt in **Abbildung 2-6**, durchgeführt. Weitere Profilausprägungen werden in der Praxis kaum verwendet und deshalb im Zuge dieser Weiterentwicklung nicht betrachtet. Eine Anwendung des genannten Verfahrens auf bundeslandspezifische Profile führt im Ergebnis zu mit den deutschlandweiten Profilen

nahezu identischen Profilkfunktionen; daher werden auch diese hier nicht weiter berücksichtigt. Das Kochgasprofil, das nur in der Ausprägung 03 vorliegt, wird in der reinen Sigmoidform beibehalten und nicht der Linearisierung unterzogen.

Im Rahmen der Anpassungen ist es wichtig, die Charakteristika der Ausprägungsgruppen zu erhalten. Daher wird zur Optimierung zuerst für jedes vorliegende Netz die passende Profilausprägung 03 oder 04 gemäß Sigmoid-Profilen, also die Ausprägung mit minimalem Δ_j , bestimmt. Dabei wird die gewählte Profilausprägung jeweils für alle Profiltypen angewandt. Anschließend werden die zu optimierenden Parameter der neuen SigLinDe-Profile pro Ausprägung wie oben beschrieben berechnet. Die daraus resultierenden Profile führen in Einzelfällen zu einer Neuuzuordnung der Netze zu den Profilausprägungen, so dass diese wiederholt wird und auf Basis dieser neuen Gruppen erneut die Parameter optimiert werden. Diese Neuuzuordnung wird so lange wiederholt, bis sich dabei keine Änderungen mehr ergeben. Diese Vorgehensweise ist in **Abbildung 2-5** grafisch dargestellt.

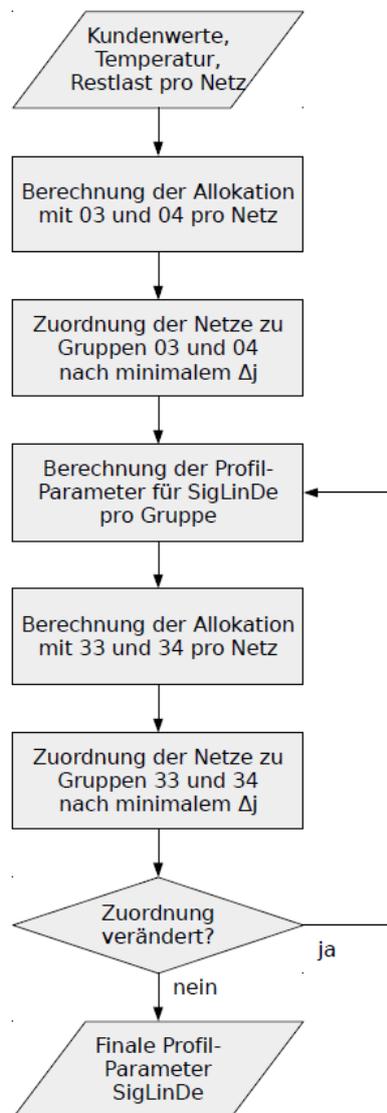


Abbildung 2-5: Vorgehensweise zur Profilbestimmung

Die resultierenden Profile werden im Folgenden als Profilausprägungen 33 und 34 bezeichnet und sind in **Abbildung 2-7** dargestellt. Als Linearanteile ergeben sich profiltypunabhängig 45 % für die Ausprägung 33 sowie 57 % für die Ausprägung 34.

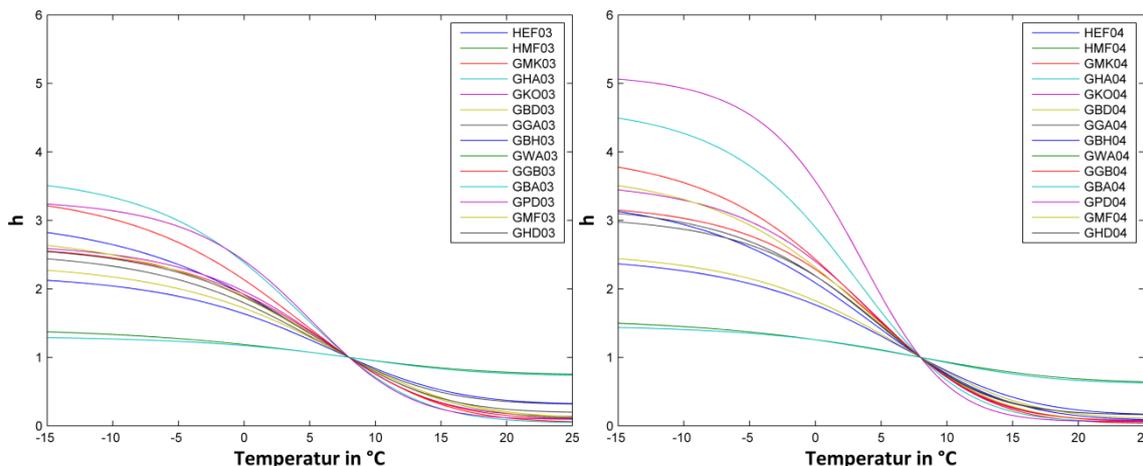


Abbildung 2-6: Sigmoid-Profile 03 und 04 (zum Vergleich normiert auf 8 °C)

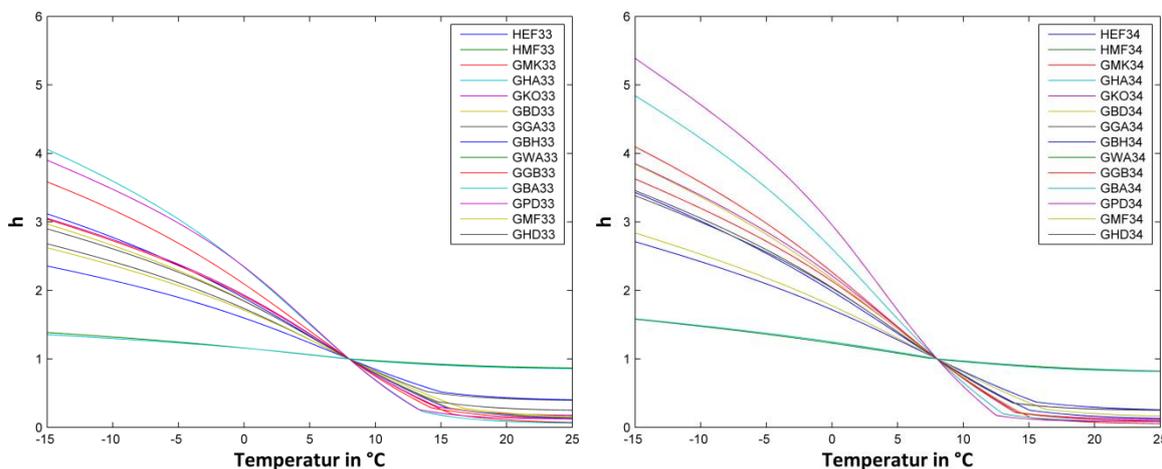


Abbildung 2-7: SigLinDe-Profile 33 und 34

Analog zu den bisherigen Profilausprägungen 03 und 04 der Sigmoid-Profile weisen die 34-Profile einen steileren Verlauf im Heizbereich als die 33-Profile auf. Hier ist also eine stärkere Abhängigkeit von der Temperatur festzustellen. Mögliche Einflussfaktoren könnten in der geographischen Lage (ländlich, städtisch), dem Dämmstandard oder in der mehrheitlichen Ausprägung der Warmwasserbereitung in den jeweiligen Netzgebieten liegen.

Es ist deshalb vom Netzbetreiber zu testen, welche Ausprägung bei den Gegebenheiten in seinem Netzgebiet zu besseren Ergebnissen führt. Die tatsächliche Höhe der Profile ergibt sich aus dem Kundenwert des jeweiligen Kunden, der erwartete Jahresverbrauch und der daraus berechnete Kundenwert entspricht also einer vertikalen Skalierung der Profile. Im Rahmen der Optimierung wird angenommen, dass der Jahresverbrauch im Voraus bekannt ist, und somit die Jahresmenge der Allokation immer der Jahresmenge der Restlast entspricht.

Ergebnisse

Der Vergleich der so berechneten Profile 33 und 34 mit den bisherigen Profilen 03 und 04 in **Tabelle 2-2** zeigt im Mittel eine deutliche Verbesserung der Allokation. Auch in der Betrachtung der Einzelnetze (vgl. **Abbildung 2-8**) ist zu sehen, dass die Anwendung der neuen Profile bei der Mehrzahl der Netze zu einer wesentlichen Verbesserung und nur bei einer geringen Anzahl aufgrund der statistischen Schwankungen verschiedener Faktoren zu keiner Verbesserung führen würde. Das entwickelte Verfahren der Profilanpassungen kann also als erfolgreich gewertet werden.

Tabelle 2-2: Vergleich von Sigmoid- und SigLinDe-Profilen hinsichtlich mittlerem Δj

GWJ	2010/11	2011/12	2012/13	2013/14
Netze	17	38	61	38
Mittleres Δj Sigmoid in kWh/MWh	90,9	105,0	93,3	113,7
Mittleres Δj SigLinDe in kWh/MWh	86,6	99,0	90,5	110,3
Mittlere Reduktion Δj in kWh/MWh	4,3	6,0	2,8	3,4
Verbesserte Netze	15	34	49	29
Reduktion Δj bei Verb. in kWh/MWh	5,6	7,3	3,9	5,3

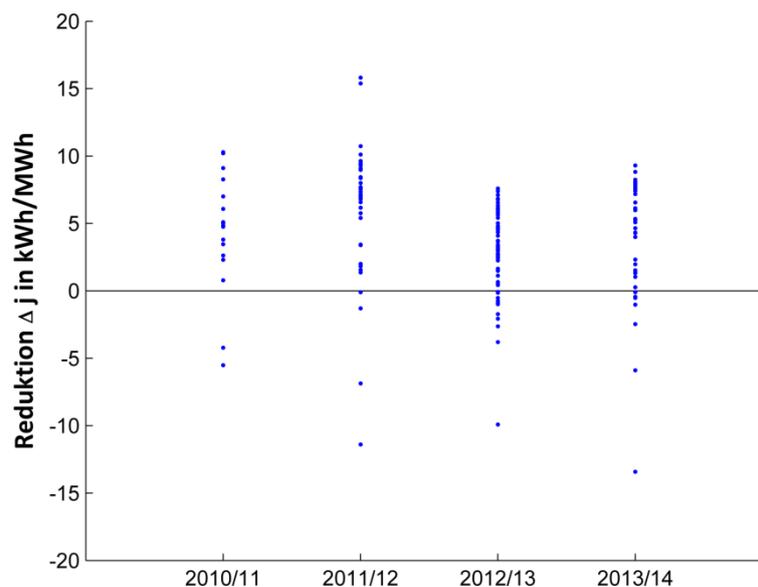


Abbildung 2-8: Reduktion der Abweichungen durch SigLinDe-Profile (ein Punkt entspricht einem Netz)

Ein weiteres Ziel der Profilanpassung ist die Erhöhung der Leistung bei sehr kalten Temperaturen zur Reduktion von Δj . In **Tabelle 2-3** ist diese für die in Kapitel 1.2 berechnete mittlere Profilzusammensetzung bei einer Temperatur von -13 °C ¹ dargestellt. **Abbildung 2-9** zeigt diesen Effekt zusätzlich grafisch. In den ersten zwei Wochen im Februar 2012, in denen bei ungewöhnlich kalten Temperaturen

¹ Durchschnittstemperatur von ca. 50 Temperaturstationen in Deutschland an den kältesten Tagen im Februar 2012

deutschlandweit eine deutliche Unterallokation festgestellt wurde, wäre gemäß den Daten der Marktgebietsverantwortlichen eine mittlere Leistungserhöhung um 11,3 % erforderlich gewesen. Wären die neuen Profile bereits in breiter Anwendung durch die Netzbetreiber gewesen, hätte die Abweichung zwischen Restlast und Allokation reduziert werden können.

Tabelle 2-3: Leistungserhöhung durch SigLinDe-Profile bei -13 °C

03/33	04/34
11,5%	13,6%

Betrachtet man für die GWJ 2010/11 bis 2013/14 ausschließlich Tage mit Temperaturen unter 0 °C bei Einsatz der Sigmoid-Profile im Vergleich zu den SigLinDe-Profilen, dann hätte dies hinsichtlich Δ_j im Mittel zu Verbesserungen um 7 % geführt.

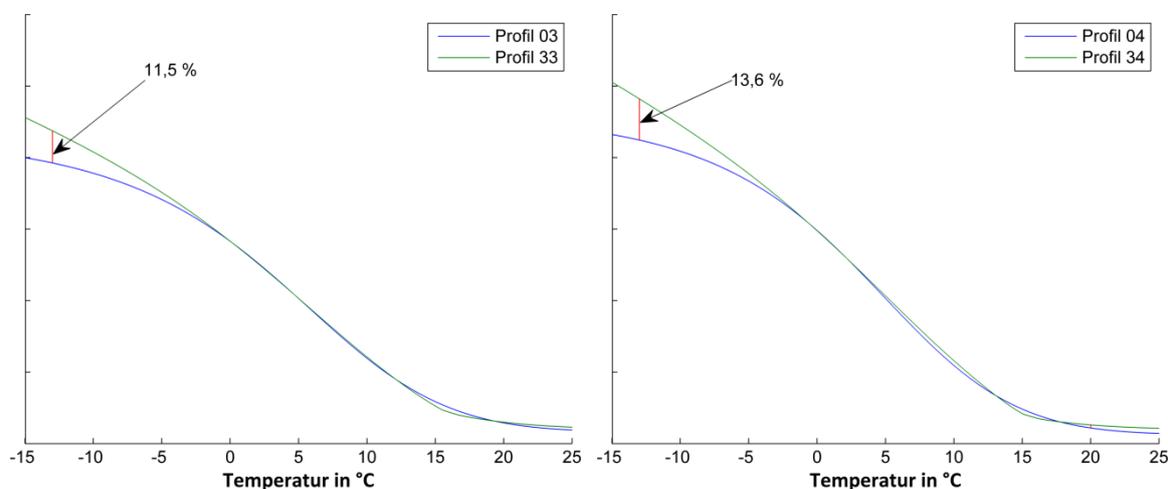


Abbildung 2-9: Vergleich der Profilausprägungen 03 und 33 sowie 04 und 34

Neben der Betrachtung des Bereichs sehr kalter Temperaturen ist auch der Warmwasserbereich relevant für die Reduktion der Abweichungen zwischen Allokation und Restlast. Die Leistungserhöhung im Warmwasserbereich ist ebenfalls in **Abbildung 2-9** zu sehen und in **Tabelle 2-4** für 20 °C quantifiziert. Diese führt zu einer Reduktion von Δ_j um 11 % im Bereich über 15 °C in den betrachteten GWJ.

Tabelle 2-4: Leistungserhöhung durch SigLinDe-Profile bei 20 °C

03/33	04/34
3,4%	19,3%

Die genauere Darstellung des Warmwasserniveaus über 15 °C, also der mittleren Restlast in diesem Temperaturbereich, normiert durch Bezug auf die mittlere Restlast des Jahres, in **Abbildung 2-10** zeigt, dass die Restlast der untersuchten Netze in einem gewissen Bereich schwankt, die SigLinDe-Profile diese aber im Mittel gut abbilden. Daher wird eine Anpassung der Standardlastprofile an die speziellen Netzgegebenheiten im Warmwasserbereich für nicht erforderlich erachtet. Nichtsdestotrotz kann für einzelne Netze mit einem vom Mittelwert stark abweichenden Warmwasseranteil eine individuelle Anpassung der Koeffizienten (D und b_W) der Profile sinnvoll sein.

Aufgrund der größten Stichprobe ist hier das GWJ 2012/13 dargestellt.

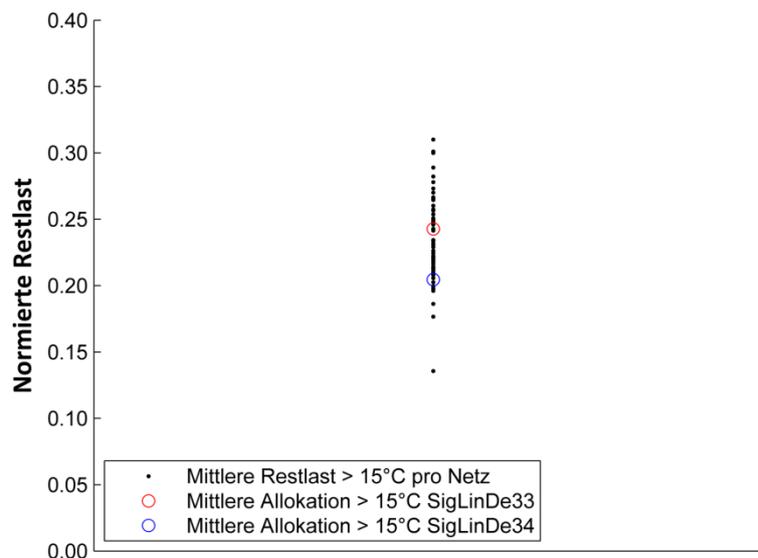


Abbildung 2-10: Darstellung des Warmwasserniveaus: Mittlere normierte Restlast im Bereich über 15 °C (GWJ 2012/13)

Die kumulierten Abweichungen bezogen auf die Summe aller vorliegenden Netze, in **Abbildung 2-11** für die betrachteten Jahre dargestellt, können durch Anwendung der SigLinDe-Profile lediglich geringfügig reduziert werden.

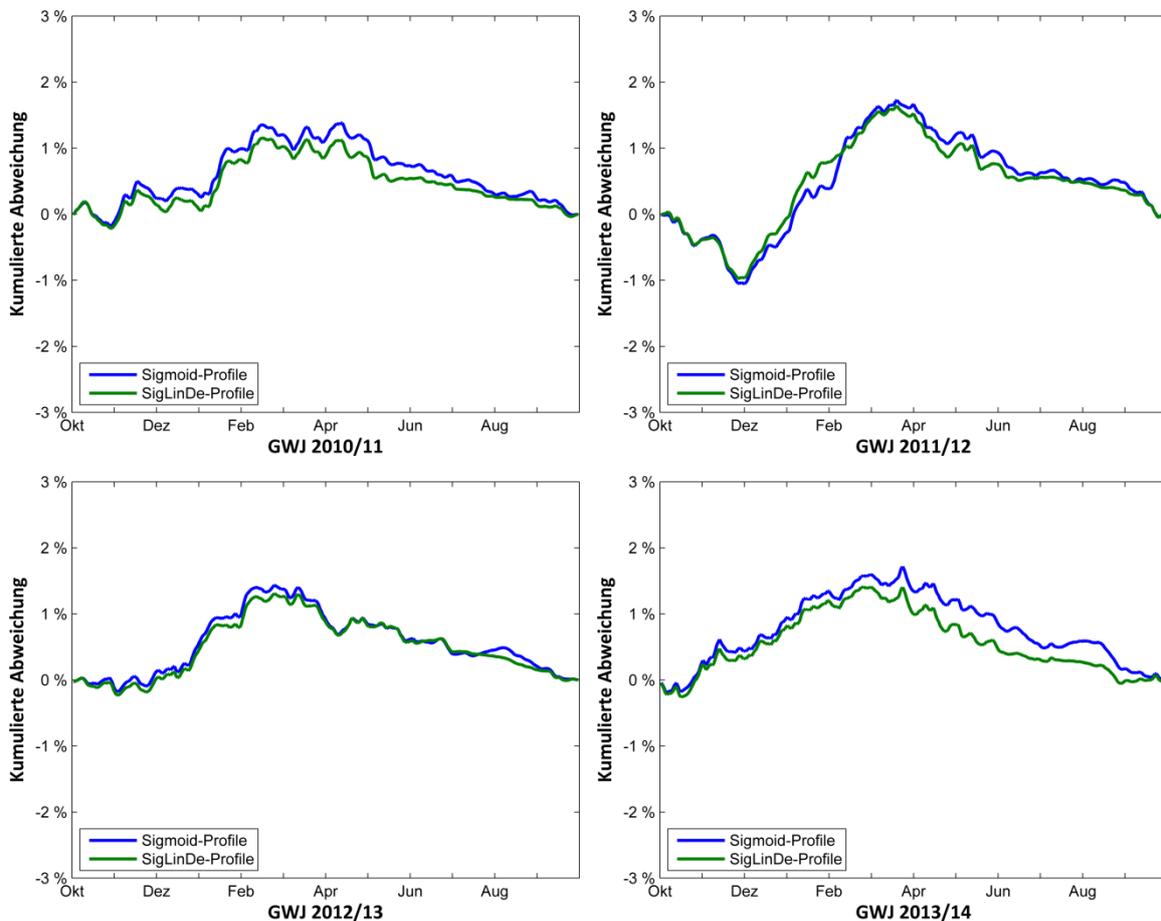


Abbildung 2-11: Kumulierte Abweichungen der Summe aller Netze der vier GWJ mit Sigmoid-Profilen und SigLinDe-Profilen

Die Auswirkungen auf die tägliche Allokation sind anhand eines Beispielnetzes mit deutlichen Verbesserungen in **Abbildung 2-12** dargestellt. Hier ist zu sehen, dass das abknickende Verhalten des Sigmoidprofils im kalten Temperaturbereich von der tatsächlich auftretenden Restlast abweicht. Diese Abweichungen in kaltem Bereich werden durch Anwendung der SigLinDe-Profile stark reduziert. Auch im Warmwasserbereich ist eine deutliche Verminderung der Abweichungen erkennbar. Das 34-Profil trifft die Restlast in diesem Netz erkennbar besser, insbesondere in den kritischen Bereichen sehr kalter Temperaturen sowie Grundlast. Das 34-Profil ist in diesem Fall also bevorzugt anzuwenden.

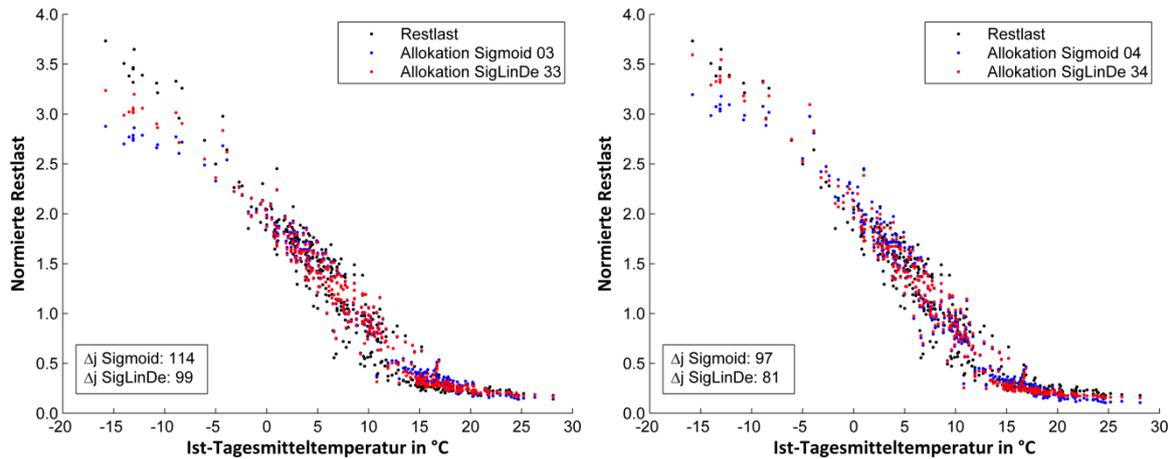


Abbildung 2-12: Vergleich der Profilausprägungen 03 und 33 sowie 04 und 34 anhand eines Beispielnetzes im GWJ 2011/12

3 Saisonaleffekt

Im Rahmen der Untersuchungen des Statusberichts ist eine saisonale Abhängigkeit der Abweichungen von Allokation und Restlast bei der Mehrzahl der Netze festgestellt worden. Diese saisonalen Schwankungen könnten u. a. durch folgende Effekte verursacht werden:

- Tagesdauer
- Nutzerverhalten
- Globalstrahlung
- Heizungsschaltungen

Die Ursache kann ohne weitere Daten nicht isoliert werden. Es wird aber vermutet, dass der beobachtete Saisonaleffekt eine Mischung verschiedener Einflüsse ist.

Die auftretenden Abweichungen können durch Einführung eines Saisonalfaktors zur Skalierung der Allokationsmenge, welche sich mittels des SLP-Verfahrens ergibt, verringert werden. **Abbildung 3-1** zeigt beispielhaft die resultierenden täglichen Faktoren für drei Netze im GWJ 2011/12, zusätzlich ist ein geglätteter Jahresverlauf dargestellt. Die Glättung wird mittels eines gleitenden Mittelwerts über drei Monate durchgeführt.

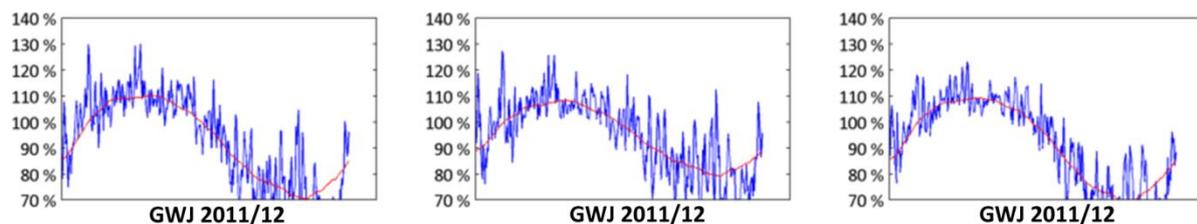


Abbildung 3-1: Saisonaleffekt für drei Beispielnetze mit Anwendung von 03-Profilen mit täglichen Faktoren (blau) und gleitendem Mittelwert (rot)

Für alle betrachteten Netze ist ein ähnlicher Jahresverlauf festzustellen, so dass es möglich erscheint, wie bereits im Statusbericht beschrieben, durch Anwendung eines einheitlichen Faktors für alle Netze die Abweichung von Allokation und Restlast zu reduzieren. Dies ermöglicht eine transparente Umsetzung im SLP-Verfahren. Da sich nicht alle Netze gleichermaßen durch Anwendung eines allgemeinen Faktors verbessern, wird eine individuelle Prüfung der Anwendung empfohlen.

Bei der konkreten Ausgestaltung gibt es neben den bisher dargestellten Tageswerten auch die Möglichkeit, Monatswerte zu verwenden. Dies hat den Vorteil, dass nur zwölf Werte kommuniziert werden müssen. Ein Vergleich der beiden Varianten auf Basis der aus dem Statusbericht vorliegenden Netze (vgl. 7.2, „Profilentwurf“) ergibt, dass die Ergebnisse mit 0,2 kWh/MWh nur minimal voneinander abweichen. Wegen der vereinfachten Abwicklung wird im Folgenden die monatliche Darstellung genutzt.

Die Bestimmung und Anwendung eines Saisonalfaktors führt in allen vier betrachteten GWJ zu einer Verbesserung. Der Korrekturbedarf ist trotz auftretender Schwankungen über die Jahre ähnlich hoch, sodass mit über die Jahre fixen Faktoren gearbeitet werden kann.

Ergebnisse

Nach Anpassung der Profilkoeffizienten im Rahmen der Linearisierung ergibt sich ein Verlauf des Saisonalfaktors wie in **Abbildung 3-2** dargestellt. Dieser zeigt einen weiterhin gegebenen Bedarf zur Erhöhung der Allokation in den Wintermonaten. Dabei scheint eine datumsgeprägte Abhängigkeit der Allokation gegeben zu sein.

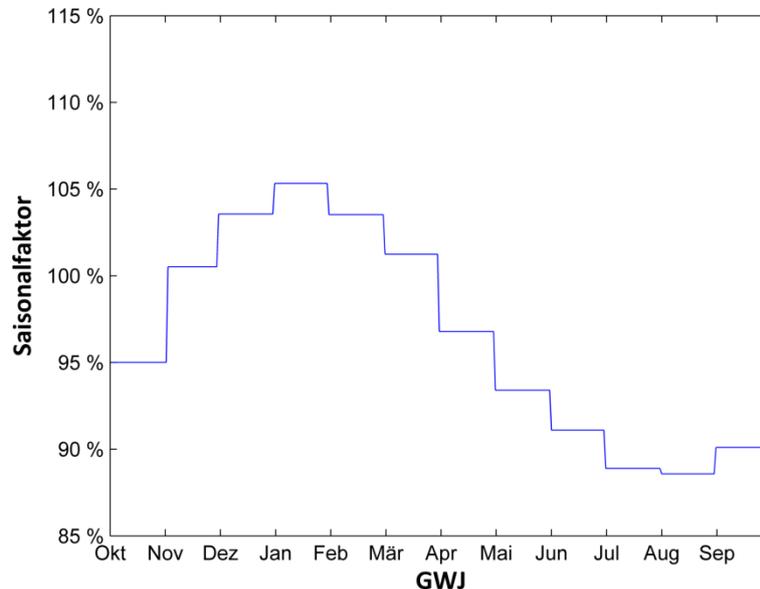


Abbildung 3-2: *Monatlicher Saisonalfaktor*

Der Saisonalfaktor ist so gestaltet, dass sich durch dessen Anwendung im Mittel die allokierte Jahresmenge nicht ändert. Da die tatsächliche Veränderung der täglichen Leistung aufgrund der Skalierung abhängig von der Temperaturverteilung im entsprechenden Jahr ist, kommt es dennoch zu geringen Abweichungen. Diese sind in **Abbildung 3-3** dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die Menge maximal etwa 0,5 % abweicht, im Mittel aber sehr geringe Veränderungen auftreten.

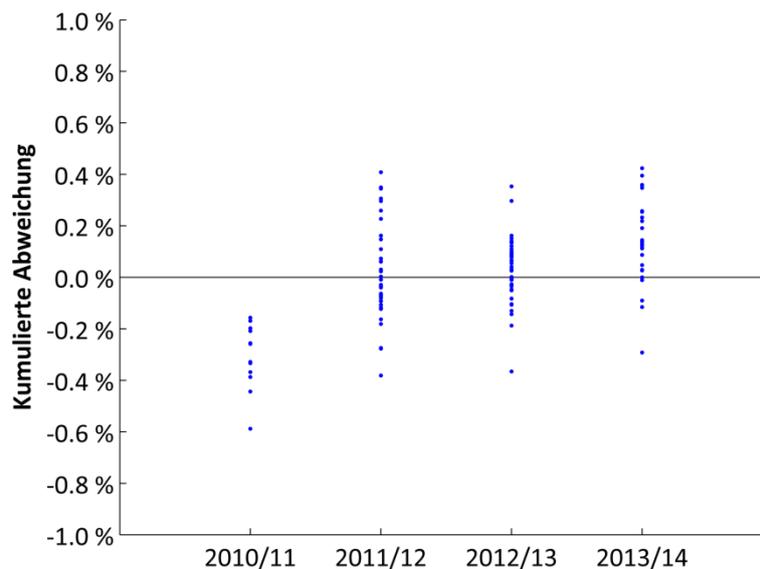


Abbildung 3-3: *Anteilige Abweichungen der Jahresmenge durch Anwendung des Saisonalfaktors in den betrachteten GWJ (ein Punkt entspricht einem Netz)*

Abbildung 3-4 zeigt die Auswirkungen der zusätzlichen Anwendung des Saisonfaktors auf die kumulierten Abweichungen aller Netze. Hier ist zu erkennen, dass der Saisonfaktor zu einer weiteren deutlichen Reduktion der Abweichung führt.

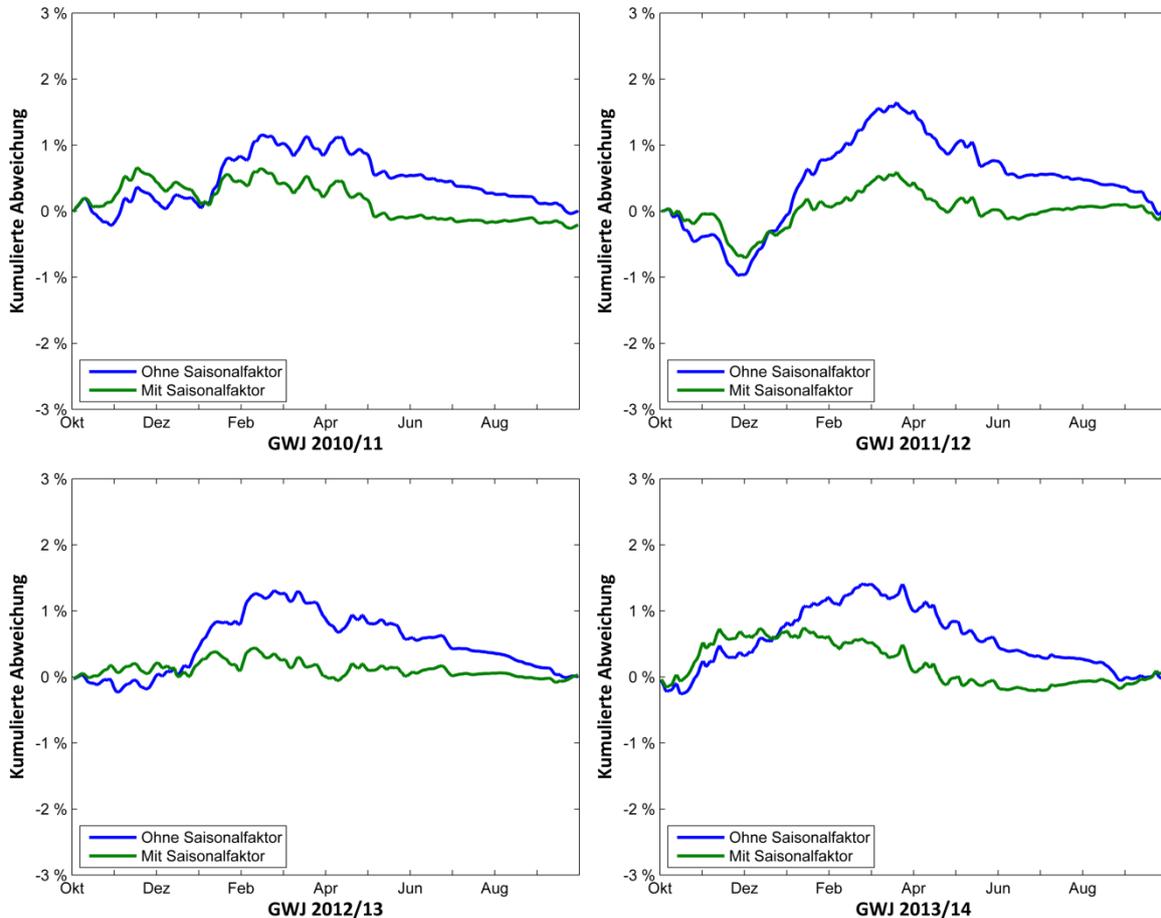


Abbildung 3-4: Kumulierte Abweichungen der Summe aller Netze der vier GWJ ohne Saisonfaktor und mit Saisonfaktor

Abbildung 3-5 zeigt die Auswirkungen des Faktors für beide Profilausprägungen in Form eines TAR-Diagramms für ein Beispielnetz. Hier fällt auf, dass die Allokation im sehr kalten Bereich weiter erhöht wird, da diese Temperaturen tendenziell in den Wintermonaten auftreten. Etwa im Bereich des Knickpunkts der Allokationsfunktion werden die Mengen zum Teil merklich reduziert. Dies zeigt, dass hier der Verbrauch durch zusätzliche Effekte beeinflusst wird, die nicht in der Profilfunktion abgebildet sind. Das dargestellte Netz zeigt eine weitere Verbesserung der Allokation durch den Saisonfaktor. In Einzelfällen können sich die Abweichungen dadurch jedoch auch erhöhen, so dass die Anwendung jeweils individuell zu prüfen ist.

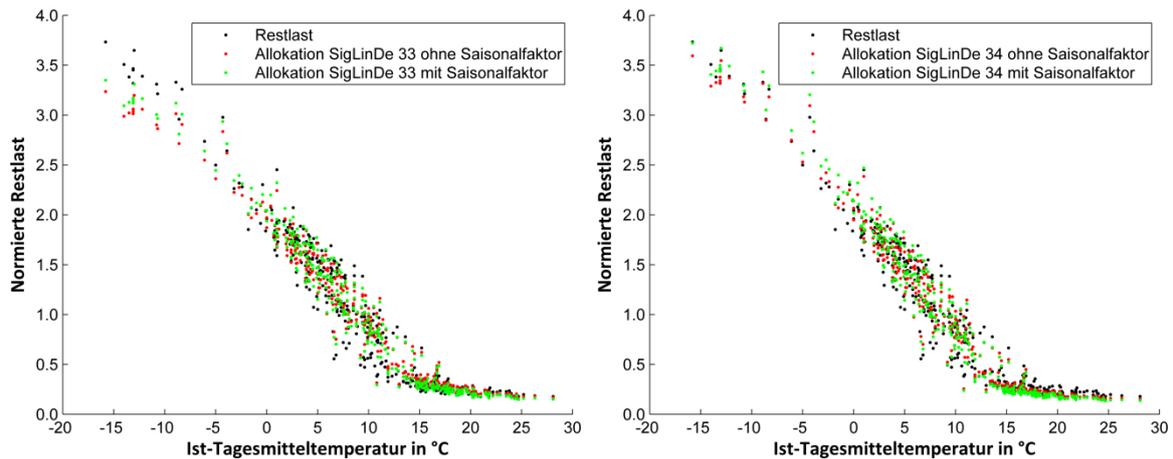


Abbildung 3-5: *Vergleich der Profilausprägungen 33 und 34 mit und ohne Faktor anhand eines Beispielnetzes im GWJ 2011/12*

Im Rahmen der operativen Umsetzung des abgeleiteten Saisonfaktors wurde eine einfache und transparente Umsetzung über einen multiplikativen Monatsfaktor auf die ermittelten Tagesmengen Q vorgeschlagen. Diese Herangehensweise wurde als Umsetzungsvorschlag verfolgt.

Dabei stellte sich die Frage, ob die monatlichen Werte eines Saisonfaktors analog zur Berücksichtigung von Tagesfaktoren bei der Berechnung von Kundenwerten zu berücksichtigen sind. Hierzu werden im Folgenden grundlegende Überlegungen angestellt; eine allgemeingültige Empfehlung zur Vorgehensweise kann allerdings nicht erfolgen, da dies im detaillierten Gesamtkontext des bei dem jeweiligen Netzbetreiber implementierten Kundenwertberechnungsprozesses gesehen werden muss.

Grundlegend sollte eine Anpassung über einen Saisonfaktor, der nachweislich zu treffenderen Allokationswerten führt, wie jeder andere Parameter des Allokationsverfahrens auch in der Berechnung der Kundenwerte berücksichtigt werden.

Allerdings liegt dem Saisonfaktor der Ansatz zugrunde, über einen Zeitraum von einem Jahr den mengengewichteten Summenwert von 1 zu haben, also die Gesamtjahresmenge nicht zu beeinflussen. Dies gilt insbesondere, wenn die Kundenwertberechnung, wie idealerweise gefordert, über einen Ablesezeitraum von möglichst ca. 365 Tagen erfolgt. Die Erwartung, dass die Anwendung auf den Jahreszeiträumen zu quasi identischen Werten bei Berechnungen mit und ohne Saisonfaktor aufgrund des Ansatzes "Jahressumme = 1" führt, kann dafür sprechen, in diesen Fällen den Saisonfaktor bei der Berechnung von vornherein nicht zu berücksichtigen.

Im operativen Geschäft treten häufig kürzere Ablesezeiträume z. B. in Folge eines Lieferantenwechsels oder sonstiger Zwischenablesungen auf. Kürzere Basiszeiträume für die Kundenwertberechnung werden dabei aufgrund der kürzeren Mittelungszeiträume tendenziell zu höheren Differenzen bei der Kundenwertberechnung mit und ohne Saisonfaktor führen. Kam es innerhalb des Betrachtungszeitraums nicht zu relevanten ungewöhnlichen Temperaturen, führt die Berücksichtigung des Saisonfaktors zu besseren Ergebnissen.

Kommt es über einen längeren Zeitraum innerhalb des Betrachtungszeitraumes zu einer ungewöhnlichen Temperaturcharakteristik (Temperaturen weichen deutlich von der der Saisonfaktorermittlung zu Grunde liegenden Temperaturverteilung ab), kann die Berücksichtigung des Saisonfaktors zu systematischen Kundenwerterhöhungen/-absenkungen führen.

Daher ist durch den Netzbetreiber mit historischen Daten zu prüfen, ob die Berücksichtigung des Saisonfaktors bei der Berechnung der Kundenwerte grundlegend zu stabileren und sachgerechteren Ergebnissen führt.

Für eine abschließende Empfehlung sollte in Erwägung gezogen werden, einen umfangreicheren Vergleich beider Ansätze unter operativen Anwendungsbedingungen durchzuführen, d. h. die Auswirkung bei der Berechnung von Kundenwerten sollten zählpunktscharf über einen längeren Zeitraum geprüft werden.

4 Testphase

Die ersten Koeffizienten der SigLinDe-Profile wurden auf Basis der aus dem Statusbericht vorhandenen Daten sowie weiterer im Nachgang von Statusberichtsteilnehmern zur Verfügung gestellter Ergänzungen berechnet.

Zur Überprüfung der berechneten Profile wurde eine Analyse durchgeführt, für die weitere Netzbetreiber Daten zur Verfügung gestellt hatten. Die abgeleiteten SLP-Koeffizienten und der Saisonfaktor wurden auf die Restlastdaten der teilnehmenden Netzbetreiber angewandt. Dabei konnten die neuen Profile auch mit Daten aus dem Zeitraum GWJ 2013/2014 getestet werden. Dies ermöglicht die Bewertung der Auswirkungen auf Netze und Zeiträume, welche nicht Teil der ursprünglichen Datenbasis waren, und lässt damit Schlüsse auf den Effekt der Profile bei allgemeiner Anwendung zu.

Ergebnisse aus der Testphase liegen für die teilnehmenden Netzbetreiber über unterschiedliche Zeiträume zwischen 2010 und 2014 vor (vgl. 7.2, „Testphase“). Diese zeigen Verbesserungen bei der Mehrheit der Netze, das heißt, dass Δ_j im Mittel reduziert wird. Da nur wenige dieser Netze in die Berechnung der Profile eingeflossen sind (vgl. 7.2, „Profilentwurf“), zeigt dies, dass aus der ursprünglichen Datenbasis Profile generiert wurden, welche auch bei einer größeren Menge weiterer Netze Verbesserungen erzielen. Es ist also zu erwarten, dass die Profile bei Anwendung auf weitere bisher nicht untersuchte Netze im Mittel zu einer Verbesserung der Allokation führen.

Die Profile wurden nach Auswertung der Testphase mittels der dadurch zusätzlich zur Verfügung stehenden Daten mit geringfügigen Änderungen nochmals überarbeitet (vgl. 7.2, „Gesamte Datenbasis“). Daher wird empfohlen, die vorliegende erweiterte Datenbasis zur Koeffizientenbestimmung zu nutzen.

Insgesamt zeigt die Auswertung der Testphase, dass durch allgemeine Anwendung der neuen Profile die zu korrigierenden Abweichungen im Gasmarkt deutlich verringert werden können.

5 Fazit

Im Rahmen der in 2014 durchgeführten Untersuchung des SLP-Verfahrens Gas und des hierzu veröffentlichten Statusberichts zum Standardlastprofilverfahren Gas konnten verschiedene Schwachstellen der derzeit von den Netzbetreibern in Deutschland überwiegend verwendeten synthetischen SLP nach TU München identifiziert werden. Diese zeigen deutliche systematische Abweichungen der Allokation von der Restlast im sehr kalten Bereich, einen Anhebungsbedarf im reinen Warmwasserbereich sowie eine saisonale Abhängigkeit der Restlast, welche nicht in den temperaturabhängigen Profilen abgebildet ist.

Zur Behebung dieser identifizierten Schwachstellen wurde ein Modellansatz zur Überarbeitung der Profilkfunktionen mittels einer teilweisen Linearisierung sowie die Ergänzung über datumsabhängige Saisonalfaktoren empfohlen (vgl. Kapitel 1.1). Die detaillierte Ausgestaltung dieser Maßnahmen wurde im Rahmen dieses Folgeprojekts erarbeitet und ist in diesem Bericht dargestellt.

Für die durchgeführte Untersuchung liegen Daten vor, welche von Gasnetzbetreibern im Rahmen des Statusberichts zur Verfügung gestellt wurden. Diese wurden durch zusätzliche Informationen von Teilnehmern einer erweiterten Testphase der neuen Profile (vgl. Kapitel 1.2) ergänzt. Es liegen Datensätze aus den Jahren 2010–2014 (d. h. über vier Gaswirtschaftsjahre) vor, die intensiv analysiert wurden. Das heißt, dass für die hier entwickelten bundesweit anwendbaren Profile Netzdaten aus einer hohen Zahl repräsentativer Netzgebiete aus Deutschland mit Betrachtungszeiträumen über mehrere Jahre eingeflossen sind.

Die neue SLP-Profilkfunktion besteht aus einer Kombination von Sigmoidfunktion und linearen Anteilen (vgl. Abbildung 2-3) und wird als SigLinDe bezeichnet. Diese Funktion ermöglicht weiterhin eine einfache und transparente Abwicklung im Standardlastprofilverfahren.

Auf Basis der für die Folgeuntersuchung vorliegenden Daten konnten neue Standardlastprofile, basierend auf den bisherigen Sigmoid-Profilen der TU München, berechnet werden. Es werden für alle Profiltypen (Ausnahme: Kochgas) in den Ausprägungen 03 und 04 neue Profile bestimmt, d. h. es ergeben sich 28 neue SLPs für den Haushalts- und den Gewerbebereich (vgl. Anhang 7.1).

Die allgemeine Überprüfung dieser Profile mit bis zu 61 Netzen für das GWJ 2012/2013 zeigt im Zuge dieser Untersuchung im Mittel deutliche Verbesserungen der Allokation. So kann die mittlere Abweichung von Allokation und Restlast, bewertet anhand der Kennzahl Δ_j , durch Anwendung der SigLinDe-Profile um 2,8 kWh/MWh bis 6,0 kWh/MWh reduziert werden (vgl. Tabelle 2-2). Je nach GWJ weisen 76 % bis 89 % der betrachteten Netze ein geringeres Δ_j auf. In diesen betrachteten Netzen wurde durch Anwendung der SigLinDe-Profile eine Verbesserung von 4,2 % bis 7,0 % erreicht.

Auch die wiederholt auftretenden und zum Teil problematischen Unterallokationen bei sehr kalten Temperaturen können durch die SigLinDe-Profile deutlich reduziert werden. Dies kann sowohl an Daten der Marktgebietsverantwortlichen zum Februar 2012 (vgl. Tabelle 2-3) als auch an den vorliegenden Daten der Netzbetreiber gezeigt werden. Wären die SigLinDe-Profile hier bereits in breiter Anwendung durch die Netzbetreiber

gewesen, hätte die Abweichung zwischen Restlast und Allokation reduziert werden können. Die Anhebung der Tagesleistung im Bereich sehr kalter Temperaturen liegt für eine typische Profildzusammensetzung (vgl. Tabelle 1-2) zwischen 11,5 % bis 13,6 %.

Auch die Allokation im Warmwasserbereich trifft mit SigLinDe-Profilen die Restlast deutlich besser (vgl. Abbildung 2-10).

Da nicht in allen Fällen die Ausprägung der neuen SigLinDe-Profile identisch mit den Sigmoid-Profilen ist, muss der NB individuell prüfen, welche Ausprägung optimal ist. Bei einzelnen untersuchten Netzen mit bereits optimaler Abstimmung auf die Sigmoid-Profile wurde bei einer Umstellung keine weitere Verbesserung festgestellt.

Auch der positive Effekt der ermittelten SLP-Koeffizienten und der Anwendung eines Saisonalfaktors zum Ausgleich saisonaler Einflüsse kann durch den erweiterten Profiltest grundsätzlich bestätigt werden (vgl. Abbildung 3-4). Hier ist jedoch festzustellen, dass trotz mehrheitlicher Verbesserungen durch Anwendung eines Saisonalfaktors in den untersuchten Netzen einige Netze einen saisonalen Korrekturbedarf abweichend vom ermittelten Saisonalfaktor aufweisen. Daher sollte vor Einführung eines Saisonalfaktors eine tiefergehende Untersuchung des Saisonaleffekts und der möglichen Ursachen erfolgen.

Dem ersten Koeffizientenset der SigLinDe-Profile lagen Daten der Gaswirtschaftsjahre 2010/11 bis 2012/13 zu Grunde. Die Anwendung in der Testphase auf eine deutlich erweiterte Testgruppe sowie Ausdehnung des Tests auf Daten aus dem Gaswirtschaftsjahr 2013/14 zeigt positive Auswirkungen und bestätigt das ermittelte Koeffizientenset. Auch die Feinjustierung der Profile anhand der zusätzlichen Daten einschließlich GWJ 2013/4 führte nur zu geringen Anpassungen. Dies lässt ausreichende Stabilität der bestimmten Koeffizienten sowohl zeitlich als auch auf weitere Netzgebiete erwarten.

Eine Überprüfung der Anwendung der neuen SigLinDe-Profile nach zwei Jahren ist aufgrund von regulatorischen Bestimmungen notwendig.

6 Literaturverzeichnis

- FFE-35 14 Gobmaier, Thomas; Hinterstocker, Michael; Wachinger, Kristin; von Roon, Serafin: Statusbericht zum Standardlastprofilverfahren Gas. München: Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, 2014 – ISBN: 978-3-945029-99-2
- IFE-01 02 Geiger, Bernd; Hellwig, Mark: Entwicklung von Lastprofilen für die Gaswirtschaft im Auftrag des Bundesverbandes der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft e.V. und des Verbandes kommunaler Unternehmen e.V. München: Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik (IfE), TU München, 2002
- IFE-02 05 Wagner, Ulrich; Geiger, Bernd: Gutachten zur Festlegung von Standardlastprofilen Haushalte und Gewerbe für BGW und VKU. München: Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik (IfE), TU München, 2005

7 Anhang

7.1 Profilkoeffizienten

Profiltyp	A	B	C	D	m_H	b_H	m_W	b_W
HEF33	1,6209544	-37,1833141	5,6727847	0,0716431	-0,0495700	0,8401015	-0,0022090	0,1074468
HMF33	1,2328655	-34,7213605	5,8164304	0,0873352	-0,0409284	0,7672920	-0,0022320	0,1199207
GMK33	1,4202419	-34,8806130	6,5951899	0,0385317	-0,0521084	0,8647919	-0,0014369	0,0637602
GHA33	1,9724775	-36,9650065	7,2256947	0,0345782	-0,0742174	1,0448869	-0,0008295	0,0461795
GKO33	1,3554515	-35,1412563	7,1303395	0,0990619	-0,0526487	0,8626086	-0,0008808	0,0964014
GBD33	1,4633682	-36,1794117	5,9265162	0,0808835	-0,0475800	0,8230754	-0,0019273	0,1077046
GGA33	1,1582082	-36,2878584	6,5885126	0,2235680	-0,0410335	0,7526451	-0,0009088	0,1916641
GBH33	0,9874283	-35,2532124	6,1544406	0,2265716	-0,0339020	0,6938234	-0,0012849	0,2029732
GWA33	0,3337838	-36,0237912	4,8662747	0,4912280	-0,0092263	0,4595757	-0,0009676	0,3964291
GGB33	1,8213778	-37,5000000	6,3462148	0,0678118	-0,0607666	0,9308159	-0,0013967	0,0850399
GBA33	0,2770087	-33,0000000	5,7212303	0,4865118	-0,0094849	0,4630237	-0,0007134	0,3856589
GPD33	1,7110739	-35,8000000	8,4000000	0,0702546	-0,0745381	1,0463005	-0,0003672	0,0621882
GMF33	1,2328655	-34,7213605	5,8164304	0,0873352	-0,0409284	0,7672920	-0,0022320	0,1199207
GHD33	1,3010623	-35,6816144	6,6857976	0,1409267	-0,0473428	0,8141691	-0,0010601	0,1325092

Profiltyp	A	B	C	D	m_H	b_H	m_W	b_W
HEF34	1,3819663	-37,4124155	6,1723179	0,0396284	-0,0672159	1,1167138	-0,0019982	0,1355070
HMF34	1,0443538	-35,0333754	6,2240634	0,0502917	-0,0535830	0,9995901	-0,0021758	0,1633299
GMK34	1,3284913	-35,8715062	7,5186829	0,0175540	-0,0758983	1,1942555	-0,0008980	0,0603337
GHA34	1,8398455	-37,8282037	8,1593369	0,0259710	-0,1069262	1,4552240	-0,0004920	0,0691851
GKO34	1,4256684	-36,6590504	7,6083226	0,0371116	-0,0809359	1,2364527	-0,0007628	0,1002979
GBD34	1,5175792	-37,5000000	6,8000000	0,0295801	-0,0788559	1,2161250	-0,0013134	0,0968721
GGA34	1,1848320	-36,0000000	7,7368518	0,0793107	-0,0687383	1,1308570	-0,0006587	0,1910301
GBH34	0,9872585	-35,2532124	6,0587001	0,0793512	-0,0495013	0,9637999	-0,0022304	0,2288398
GWA34	0,3925339	-35,3000000	4,8662747	0,3045099	-0,0167993	0,6710889	-0,0020301	0,5614623
GGB34	1,6266812	-37,8825368	6,9836070	0,0297136	-0,0854333	1,2709629	-0,0011319	0,0928124
GBA34	0,3537640	-33,3500000	5,7212303	0,3033305	-0,0177463	0,6825699	-0,0013912	0,5434624
GPD34	1,8834609	-37,0000000	10,2405021	0,0275470	-0,1253100	1,6275999	-0,0001105	0,0635119
GMF34	1,0443538	-35,0333754	6,2240634	0,0502917	-0,0535830	0,9995901	-0,0021758	0,1633299
GHD34	1,2569600	-36,6078453	7,3211870	0,0776960	-0,0696826	1,1379702	-0,0008522	0,1921068

7.2 Datenbasis nach Netzen

	Statusbericht				Profilentwurf				Testphase				Gesamte Datenbasis			
	10/11	11/12	12/13	13/14	10/11	11/12	12/13	13/14	10/11	11/12	12/13	13/14	10/11	11/12	12/13	13/14
1	X	X	X		X	X	X		X	X	X		X	X	X	
2	X	X	X		X	X	X					X	X	X	X	X
3	X	X	X		X	X	X					X	X	X	X	X
4	X	X	X		X	X	X					X	X	X	X	X
5	X	X	X		X	X	X						X	X	X	
6	X	X	X		X	X	X						X	X	X	
7	X	X	X		X	X	X						X	X	X	
8	X	X	X		X	X	X						X	X	X	
9	X	X	X		X	X	X						X	X	X	
10	X	X	X		X	X	X						X	X	X	
11	X	X	X		X	X	X						X	X	X	
12	X	X	X		X	X	X						X	X	X	
13					X	X	X						X	X	X	
14					X	X	X						X	X	X	
15					X	X	X						X	X	X	
16					X	X	X						X	X	X	
17					X	X	X						X	X	X	
18						X	X		X	X				X	X	
19						X	X							X	X	
20						X	X							X	X	
21						X	X							X	X	
22						X	X							X	X	
23						X	X							X	X	
24						X	X							X	X	
25						X	X							X	X	
26									X	X	X			X	X	X
27									X	X	X			X	X	X
28									X	X	X			X	X	X
29									X	X	X			X	X	X
30									X	X	X			X	X	X
31									X	X	X			X	X	X
32									X	X	X			X	X	X
33									X	X	X			X	X	X
34									X	X	X			X	X	X
35									X	X	X			X	X	X
36									X	X	X			X	X	X
37									X	X				X	X	
38									X					X		
39										X	X				X	X
40										X	X				X	X
41										X	X				X	X
42										X	X				X	X
43										X	X				X	X
44										X	X				X	X
45										X	X				X	X
46										X	X				X	X
47										X	X				X	X
48										X	X				X	X
49										X	X				X	X
50										X	X				X	X
51										X	X				X	X
52										X	X				X	X
53										X	X				X	X
54										X	X				X	X
55										X	X				X	X
56										X	X				X	X
57										X	X				X	X
58										X	X				X	X
59										X	X				X	X
60										X	X				X	X
61										X	X				X	X
62										X					X	
63												X				X
Gesamt	12	12	12	0	17	25	25	0	1	15	38	38	17	38	61	38
	10/11 11/12 12/13 13/14				10/11 11/12 12/13 13/14				10/11 11/12 12/13 13/14				10/11 11/12 12/13 13/14			
	Statusbericht				Profilentwurf				Testphase				Gesamte Datenbasis			