

SLP-Gasvertrieb

Masse mal Klasse: Best Practices im überregionalen SLP-Gasgeschäft (2)

Damit sich eine Gasvertriebsgebietsausweitung trotz der erforderlichen Zusatzaufwände lohnt, sind vor dem Projektstart einige kluge Kompromisse gefragt. Im ersten Teil dieses Beitrages wurde bereits gezeigt, wie fundierte Datenauswertungen bei der Auswahl der »besten« Vertriebsgebiete helfen können. Zur Vorbereitung einer optimalen Gastarifkalkulation müssen nun die netzübergreifend »besten« Verbrauchsstaffelgrenzen für diese Vertriebsgebiete ermittelt werden.

Tarifpreise werden heute auf unterschiedlichste Weise gestaltet und vermarktet. Doch gleichgültig, ob bottom-up oder top-down kalkuliert wird, ob im Preisabgleich mit der Konkurrenz Vergünstigungen gewährt werden oder ob sich alle Kosten transparent in Grund- und Arbeitspreis widerspiegeln – eines haben alle Strategien gemeinsam: An irgendeiner Stelle der Preiskalkulation kommen als einer der höchsten Kostenfaktoren die Netzentgelte ins Spiel. In der Gassparte sind diese jedoch selbst im SLP-Segment äußerst vielfältig (Bild 1) und oft kompliziert strukturiert. Dennoch zwingen meist technische Rahmenbedingungen, weitgehend unabhängig von der Preismechanik für das geplante SLP-Produkt dazu, sämtliche Kostenverläufe mit insgesamt nur wenigen, einheitlich zu wählenden Verbrauchsstaffelgrenzen bestmöglich nachzuzeichnen.

Ermittlung der »besten« Verbrauchsstaffelgrenzen für ein überregionales SLP-Gasprodukt

Für die Gastarifkalkulation erscheint es vielen Lieferanten erstrebenswert, Netzentgelte wie alle anderen unbeeinflussbaren Kosten möglichst zählerscharf und verbrauchsunabhängig exakt im Voraus bestimmen und von den beeinflussbaren Gasbezugskosten und Margenzielen separieren zu können. Dies wird häufig mit der Erwartung verknüpft, dass sich so Mischkalkulationen und ungenaue Deckungsbeitragsprognosen von vornherein vermeiden ließen. Schließlich könnten dann Kostenänderungen, eine entsprechende Preisanpassungsklausel vorausgesetzt, sogar als durchlaufende Posten mit maximaler Transparenz direkt an den Letztverbraucher weitergereicht werden. Wird dabei den Haushaltskunden auch das obligatorische Sonderkündigungsrecht eingeräumt, ließen sich auf diese

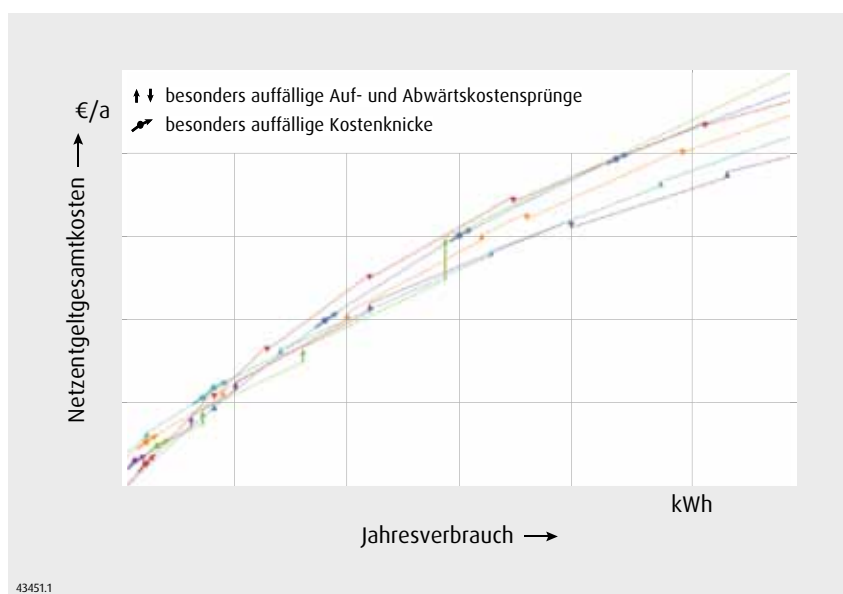


Bild 1. Schematische Darstellung verschiedener Gasnetzentgeltverläufe im Vergleich. Zur Verbesserung der Anschaulichkeit wurden Auffälligkeiten in den Kostenverläufen überzeichnet und zum Teil entsprechend hervorgehoben.

Weise die wichtigsten Rechtsrisiken im Zusammenhang mit Preisanpassungen vermeiden.

Allerdings sprechen auch gewichtige Gründe gegen eine derart kostentransparente Preismechanik. Denn nicht nur das Pricing¹ selbst und die Umsetzung der Preisanpassungen, sondern auch alle Marketing-, Vertriebs- und Abrechnungsprozesse müssten auf die komplexe Preismatrix eingestellt sein, die sich aus einer exakten und verbrauchscharfen Berücksichtigung aller Netzentgeltbestandteile ergäbe. Das erfordert nicht zuletzt einen

hohen Digitalisierungsgrad. Denn entweder müssten pro Netz sämtliche Kostenkombinationen aus Verbrauchsstaffel, Zählertyp und Zählergröße zu Produktverbrauchsstaffeln verschnitten und diese anschließend parallel vorgehalten und verwaltet werden. Oder der Vertriebspreis wird erst bei Vertragsabschluss zählerscharf kalkuliert² und im CRM direkt dem einzelnen Kunden zugewiesen. Letzteren Weg beschreiten inzwischen auch einige Abrechnungssysteme. Allerdings scheidet dabei ein Vertrieb über externe Vermarktungspartner, vor allem auch Vergleichsportale in der Regel aus, es sei

¹ Das Cockpit-Pricing der GET AG unterstützt auch diese Art des überregionalen Pricings: Dazu lassen sich automatisiert für jedes Netz die Verbrauchsgrenzen der jeweiligen Netzentgeltstaffeln unmittelbar in die Tarifpreiskalkulation übernehmen.

² Zur Realisierung von Live-Kalkulationen bietet die GET AG sowohl Webservices als auch vollständige Weblösungen an, welche die im jeweiligen Kontext benötigten Daten für unterschiedlichste Zwecke berechnen und bereitstellen können.

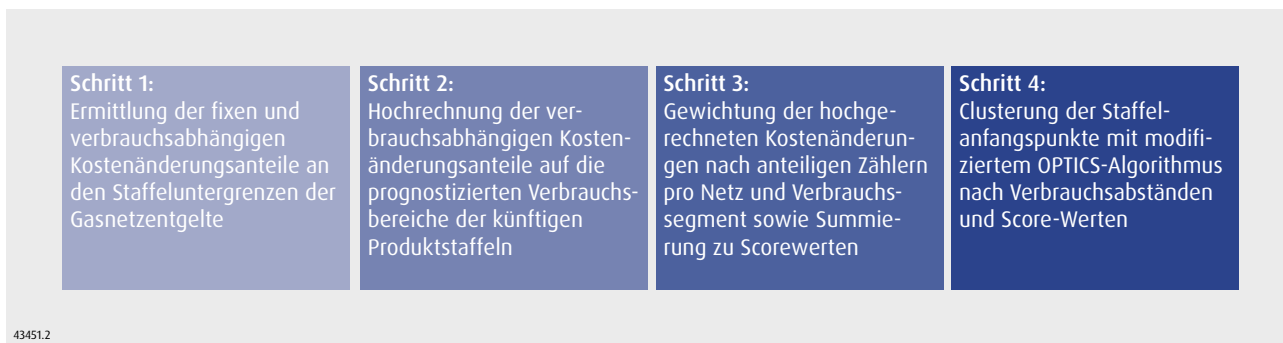


Bild 2. Vier Schritte zur Ermittlung der »besten« Verbrauchsstaffelgrenzen für ein überregionales Gasprodukt

denn, die Möglichkeit einer Live-Kalkulation kommt in Betracht.

Nicht zuletzt wegen der schwierigen jüngeren Entwicklungen im Preisanpassungsrecht bieten inzwischen tatsächlich einige Lieferanten Produkte mit einer solchen »automatisierten« Preismechanik an, die meist als Energiepreistarif oder ähnlich bezeichnet werden.³ Für die Frage nach der Notwendigkeit von Preisanpassungen verbleibt dabei konsequenterweise kein Entscheidungsspielraum mehr. Auch kleinste Änderungen einzelner Netzentgeltpositionen nach oben oder unten müssen, selbst wenn sie sich gegenseitig nahezu aufheben, in den Akquise- ebenso wie in den Bestandstarifpreisen zeitgleich mit ihrem Wirksamwerden in voller Höhe nachvollzogen werden.

Das schränkt nicht nur den Gestaltungsspielraum für etwaige Preiskampagnen erheblich ein. Auch die praktische Umsetzung gestaltet sich oft schwierig, wenn Netzentgelte zum Jahreswechsel nur vorläufig veröffentlicht und zum Teil kurzfristig noch einmal korrigiert werden. Zudem wird selbst im Fall von Preissenkungen die Nachhaltigkeit des Vertriebs Erfolgs gefährdet, wenn Bestandskunden durch Preisanpassungsschreiben häufiger als zur Wahrung des Deckungsbeitrages eigentlich nötig, zu einem Anbieterwechsel motiviert werden. Und trotz der angestrebten Kostengenauigkeit lässt sich in der Praxis auch bei einem derartigen Pricing nicht vermeiden, dass die vorab zu treffenden Annahmen gelegentlich von der Realität abweichen, wenn zum Beispiel ein anderer Zähler als üblich verbaut wurde oder der Letztverbraucher wegen geänderter Jahresabnahmemenge, häufig witterungsbedingt, einer anderen Netzentgeltverbrauchsstaffel zuzuordnen ist.

³ Eine etwaige Preisgarantie beschränkt sich dabei naturgemäß allein auf den Energiepreis, also den Anteil für die beeinflussbaren Energiebezugskosten zuzüglich einer weitgehend stabilen Vertriebsmarge.

Aufgrund solcher Unsicherheiten zu berücksichtigende Risikozuschläge lassen sich also, bei allen sonstigen Nachteilen, auch mit einer kostentransparenten Bepreisung gar nicht vermeiden. Denn der All-inclusive-Kunde hat, unabhängig von der Einstufung durch den Netzbetreiber, ohnehin den ihm gegenüber bereits zu Beginn der jeweiligen Abrechnungsperiode festgelegten Preis zu zahlen. Demnach führt eine Kalkulation auf Grundlage der exakten Netzentgeltverbrauchsdaten und der Kosten des üblichen Zählers nicht von vornherein zu geringeren Margenschwankungen als eine Kostenpauschalierung, wie sie bei netzübergreifender Auswahl einheitlicher Produktstaffelgrenzen erforderlich ist. Sofern im letzten Fall nur insgesamt genügend Produktstaffeln zur Verfügung stehen und deren Grenzen bestmöglich platziert werden, müssen die hierbei aufgrund der Preismittelungen erforderlichen Risikozuschläge kaum höher bemessen sein. Darüber hinaus sind bei diesem Vorgehen aber auch die Tarifpreise und die im SLP-Gasvertrieb insgesamt abzudeckenden Prozesse deutlich vereinfacht.

Im Folgenden wird daher skizziert, wie die Kostenanomalien, die in den für ein überregionales Gas-Pricing konkret zu berücksichtigenden Netzentgelten meist an sehr unterschiedlichen Verbrauchspunkten auftreten (*Bild 1*), einer Bewertung unterzogen und nach Zahl und Ausmaß verbrauchsabhängig geclustert werden können (*Bild 2*). Ziel dieses in Kundenprojekten bereits realisierten Verfahrens ist es, in Abhängigkeit von den Vorgaben zum Vertriebsgebiet, zum insgesamt durch das Produkt abzudeckenden Verbrauchsband sowie zur Staffelhöchstzahl die finanzmathematisch empfehlenswertesten Staffelgrenzen zu ermitteln. Werden diese anschließend beim Gas-Pricing auf das gesamte Vertriebsgebiet angewendet, lassen sich die aufgrund der Preismittelungen zwangsläufig auftretenden Margenschwankungen auf ein statistisches Minimum reduzieren.

Bestimmung der Kostenanomalien in den Gasnetzentgelten

Der Gesamtpreisverlauf eines typischen Gasnetzentgeltes in Relation zum Jahresverbrauch erinnert in seinem Grundcharakter, unabhängig von der ihm konkret zugrunde liegenden Preissystematik, entfernt an die Form einer Bogenlampe: Die anfangs relativ steile Kurve flacht mit zunehmendem Verbrauch bei stärker werdender Verzögerung immer weiter ab. Denn in der Regel werden die Verbrauchsabschnitte (im Folgenden als Staffeln bezeichnet) immer »breiter«, wobei jeweils der fixe Kostenanteil⁴ ansteigt, während gleichzeitig die verbrauchsabhängige Komponente⁵ immer geringer und damit der Steigungswinkel immer spitzer werden (*Bild 3*). Beide Arten von Kostenanomalien, in der Kurve also die »Sprünge« und »Knicke«, bestimmen somit zusammen und unmittelbar den Gesamtkostenverlauf für den Rest der Staffel.

Dabei wird die Höhe des fixen Kostenanteils auch entscheidend durch Zählertyp und Zählergröße mitbestimmt. Für die individuelle Messlokation eines Bestandskunden sind diese Eigenschaften physisch vorgegeben und in der Regel aufgrund der Marktkommunikation auch bekannt. Dagegen müssen bei einer Tarifpreiskalkulation, die für eine Vielzahl möglicher Vertragsabschlüsse gelten soll, vereinfachende Annahmen getroffen werden, welche für den Zählertyp auf die Zielkundengruppe⁶ und für die Zählergröße

⁴ Im Stufenmodell ist dieser die Summe aus Grundpreis und Messkosten. Ansonsten ist der im Preisblatt für den jeweiligen Verbrauchsabschnitt angegebene Grund- oder Sockelpreis um die auf die darunterliegenden Staffeln bzw. Zonen entfallende Arbeit ggf. zu reduzieren (Staffelmodell) bzw. zu ergänzen (Zonenmodell).

⁵ Arbeitspreis bzw. Leistungszuschlag

⁶ So sollten in der Regel für Haushaltskunden Balgengaszähler und für Gewerbekunden Drehkolben- bzw. Turbinenradzähler angenommen werden, je nach Verfügbarkeit für das entsprechende Netzentgelt und den jeweils abzudeckenden Verbrauchsbereich.

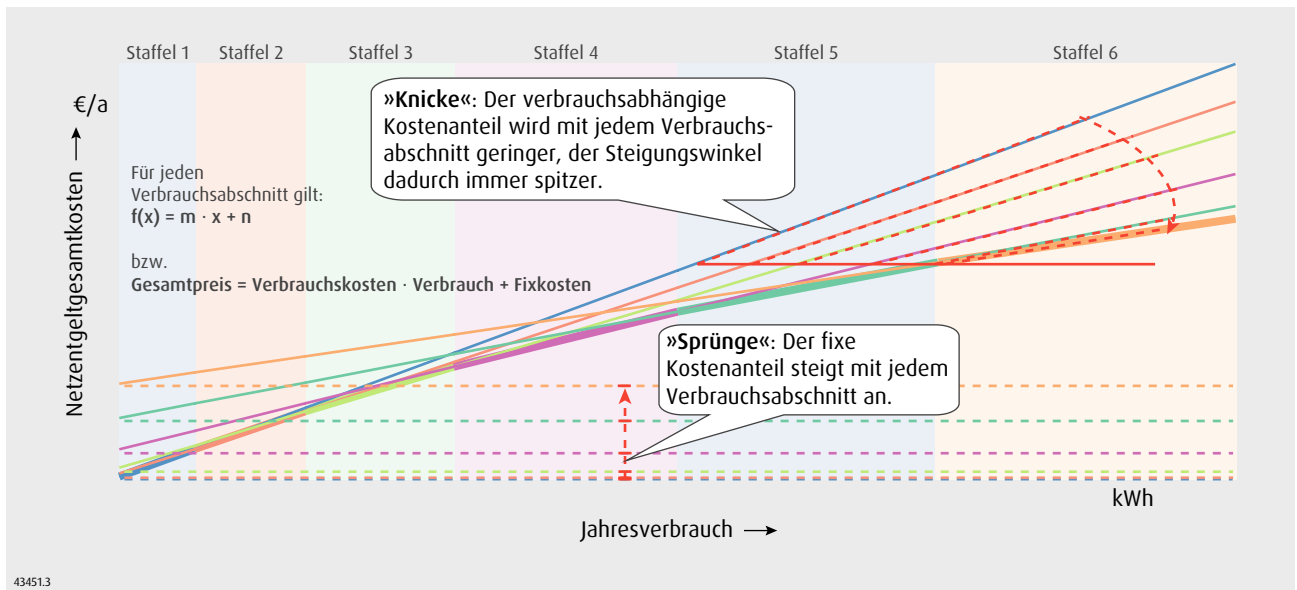


Bild 3. Schematische Darstellung eines typischen Gasnetzentgeltes über mehrere Verbrauchsabschnitte. Zur besseren Anschaulichkeit wurden Auffälligkeiten im Kostenverlauf überzeichnet.

Be auf die im Einzelnen abzudeckenden Verbrauchsbereiche Bezug nehmen. So lassen sich neben den eigentlichen Netzentgeltverbrauchsstaffeln zusätzliche Verbrauchsgrenzen herleiten, an denen jeweils weitere Änderungen der Fixkosten einzukalkulieren sind.

Demnach setzt sich die Gesamtpreisurve letztlich aus mehreren, linear verlaufenden Funktionsabschnitten zusammen, die jede für sich der Normalform entsprechen: $f(x) = m \cdot x + n$.

Allerdings lassen sich die in n neben dem Messentgelt enthaltenen Grundpreisanteile nur dann unmittelbar aus dem jeweiligen Netzentgeltpreisblatt entnehmen, wenn der Netzbetreiber das Stufenmodell als Berechnungsvorschrift für den Gesamtpreis zugrunde gelegt hat. Denn nur bei solchen Netzentgelten gilt für jede Verbrauchsstufe die auch aus der SLP-Tarifwelt bekannte Gleichung:

$$\text{Gesamtpreis}_{(\text{ohne Messentgelt})} = \text{Arbeitspreis} \cdot \text{Verbrauch} + \text{Grundpreis}$$

Netzentgelte nach dem Zonen- oder dem Staffelmanneil folgen jeweils einer anderen Preislogik, deren ausführliche Darstellung den Rahmen dieses Beitrages sprengen würde (vgl. Fußnoten 4 und 5). Für korrekte Netzentgeltkalkulationen und eine exakte Bestimmung der an den einzelnen Staffeln auftretenden Änderungen des fixen und des verbrauchsabhängigen Kostenanteils sind diese Besonderheiten zwingend zu beachten.

Sind die Kostenänderungen der Höhe nach für alle Staffelanfangspunkte der zu berücksichtigenden Netzentgelte bestimmt,

dann drücken sie in Summe jeweils aus, um welchen Gesamtbetrag sich das Netzentgelt zu Beginn der entsprechenden Staffel, also von einer Kilowattstunde auf die nächste, ändert. Umgerechnet in Cent je Kilowattstunde lassen sich diese Werte also bereits unmittelbar miteinander vergleichen, um die stärksten Netzentgeltänderungen in Bezug auf eine einzelne Kilowattstunde zu identifizieren.

Hochrechnung der verbrauchsabhängigen Kostenänderungsanteile

Allerdings steigen beziehungsweise sinken die Gesamtkosten bei einer Änderung des verbrauchsabhängigen Kostenanteils mit zunehmender Abnahmemenge weiter, während der Betrag einer Fixkostenänderung bis zum Ende der jeweiligen Staffel konstant bleibt. Um die an jedem Staffelanfang insgesamt auftretenden Kostenanomalien entsprechend ihrer Wichtigkeit richtig bewerten zu können, müsste demnach auch die Verbrauchsspanne mit berücksichtigt werden, die eine an dem jeweiligen Punkt hypothetisch einzufügende Produktstaffel bis zu ihrem voraussichtlichen Ende zu überbrücken hätte. Exakt lässt sich diese Spanne aber erst ermitteln, wenn bereits alle Produktstaffelgrenzen feststehen. Jedoch kann aufgrund der gegebenen Informationen eine Hochrechnung angestellt werden, um diesen »Teufelskreis« angemessen aufzulösen.

Da Netzentgeltstaffeln im Allgemeinen mit zunehmendem Verbrauch immer »breiter« werden, lässt sich vereinfachend davon ausgehen, dass der Verbrauchswert am Beginn jeder Staffel mit der Ab-

nahmemenge an ihrem Ende durch einen annähernd gleichbleibenden Faktor verbunden ist. Zudem gibt der Produktmanager selbst die Verbrauchsgrenzen vor, innerhalb derer das Produkt insgesamt bepreist werden soll (Verbrauch_{\min} und Verbrauch_{\max}). Auch legt er die Anzahl der Staffeln fest, die hierfür höchstens gebildet werden dürfen ($\text{Staffelanzahl}_{\max}$). Aufgrund dieses Wissens lässt sich ein Koeffizient bestimmen, der mit jedem zu testenden Verbrauchswert als möglichem Staffelanfang multipliziert werden kann, um einen angemessenen Staffellendverbrauch zu ermitteln⁷:

$$\text{Koeffizient}_{\text{Staffelabstand}} = \text{Staffelanzahl}_{\max} \sqrt{\frac{\text{Verbrauch}_{\max}}{\text{Verbrauch}_{\min}}}$$

Demnach errechnet sich durch Multiplikation dieses Koeffizienten mit dem jeweils auf eine Kilowattstunde der Netzentgeltstaffel entfallenden verbrauchsanteiligen Kostenänderungsbetrag auch die am voraussichtlichen Produktstaffelende kumulativ auflaufende Verbrauchskostendifferenz. Dieser abnahmemengenspezifische Betrag wird auf den fixen Kostenänderungsanteil für diese Staffel addiert, wodurch sich gegebenenfalls negative und positive Beträge teilweise

⁷ Einschränkung: Als Endverbrauch für die erste hypothetische Produktstaffel sollte in jedem Fall ein Wert > 400 kWh gewählt werden. Denn eine noch kleinteiligere Staffelung ist in diesem Niedrigverbrauchssegment derzeit bei keinem der bundesweit fast 700 Gasnetzentgelte anzutreffen. Gegebenenfalls ist der Koeffizient auf dieser Grundlage für die verbleibenden Staffeln neu zu berechnen.

gegenseitig aufheben. Die Ergebnisse in Cent je Kilowattstunde lassen sich nun unmittelbar miteinander vergleichen, um über alle Netzentgelte und Verbrauchssegmente hinweg diejenigen Anomalien mit den größten zu erwartenden Auswirkungen auf die Gesamtkosten am jeweiligen Produktstaffelende zu identifizieren.

Gewichtung und Summierung zu Score-Werten

Um aber aus der Vielzahl möglicher Staffelanfangspunkte schließlich diejenigen zu bestimmen, die sich für eine Verbrauchsstaffelung des gesamten Produktes am dringendsten empfehlen, ist nicht nur das Ausmaß der einzelnen Kostenanomalien selbst von Bedeutung. Auch deren jeweilige Relevanz für entsprechende Lieferstellen beziehungsweise das für die verschiedenen Netze und Verbrauchssegmente erwartete Kundenpotenzial⁸ sind zu berücksichtigen.

⁸ Hierfür können zum Beispiel Kundenwechseldaten der GET AG aus verschiedenen Vertriebskanälen herangezogen werden (siehe dazu 1. Teil dieses Beitrags [1]).

Dazu wird jeder der hochgerechneten Kostenänderungsbeträge mit einem Gewichtungsfaktor multipliziert, der dem jeweilig zugeordneten Anteil der insgesamt zu beliefernden Abnahmestellen entspricht. Um Kostensenkungen und -steigerungen gleich zu behandeln, werden die Betragswerte der Gewichtungsergebnisse pro Verbrauchspunkt über alle Netzentgelte hinweg zu Score-Werten summiert. Erst aus diesen lässt sich die individuelle Gesamtbedeutung jedes Verbrauchspunktes ablesen.

Clustering

Allerdings verdienen auch hiernach zunächst unauffällig erscheinende Score-Werte verstärkte Aufmerksamkeit, wenn sie erst durch eine Häufung innerhalb eines eng abgegrenzten Verbrauchsbereiches im gegenseitigen Zusammenwirken das notwendige Gewicht für eine an entsprechender Stelle einzuziehende Produktstaffelgrenze entfalten. Um derartige Muster aufzuspüren, empfiehlt es sich, eine so genannte dichte-basierte Clusteranalyse durchzuführen. Der auf

dem DBSCAN-Verfahren [2] basierende Optics-Algorithmus erscheint hierfür prädestiniert [3] [4], ist jedoch für die Bedürfnisse des vorliegenden Anwendungsfalles in einigen Aspekten zu modifizieren, deren Darstellung hier nur angerissen werden kann.

Mit Vorgaben zur maximal gewünschten Produktstaffelanzahl und zum jeweiligen Verbrauchsradius, in dem in Betracht kommende Anfangspunkte geclustert werden sollen, lässt sich das konkrete Vorgehen an unterschiedliche Anforderungen anpassen. Dabei werden alle Verbrauchspunkte nach ihrer gegenseitigen räumlichen Erreichbarkeitsdistanz sortiert. Diese errechnet sich jeweils aus dem Verbrauchsabstand zwischen zwei Punkten und den zugehörigen Score-Werten als distanzverkürzendem Merkmal.

Stellt man für jeden Verbrauchspunkt die jeweils kürzeste Erreichbarkeitsdistanz in einem Säulendiagramm dar, so lassen sich die wichtigsten Cluster anhand der »Täler« identifizieren, die sich um deren Kernpunkte ausprägen (*Bild 4*).

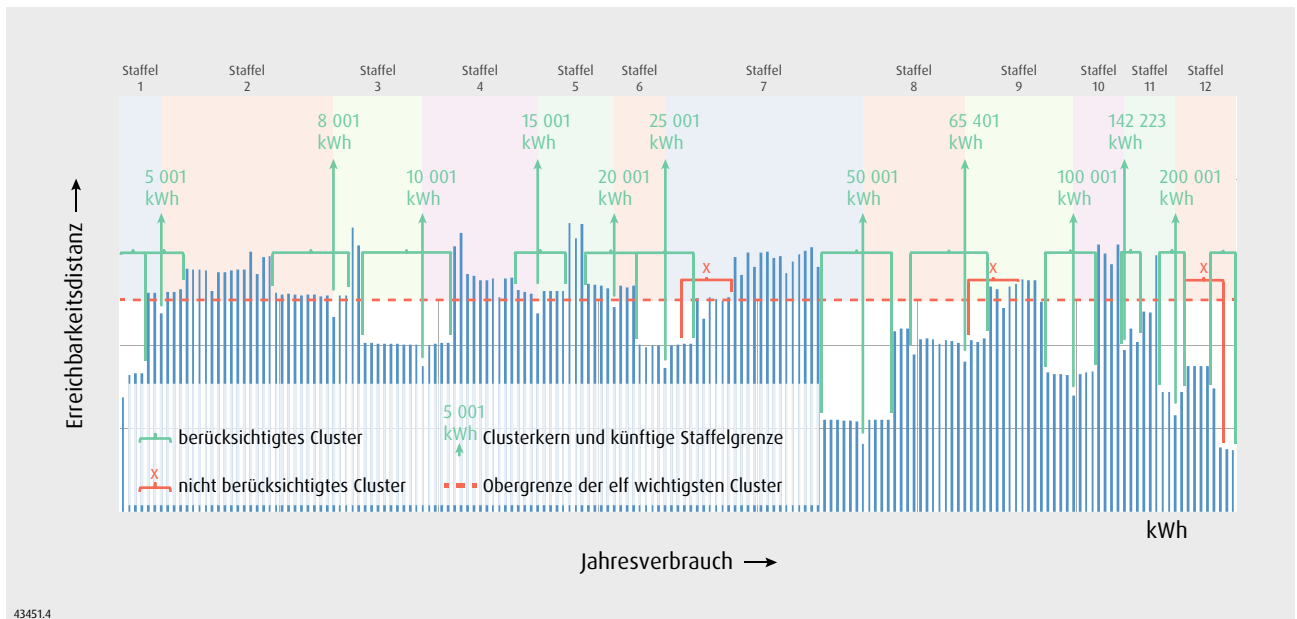


Bild 4. Beispiel einer Clustering von Staffelanfangspunkten ausgewählter Netzentgelte nach modifiziertem OPTICS-Algorithmus (ohne Gewichtung nach Kundenverteilung). Ziel war es, für ein Gas-Pricing im gewünschten Zielgebiet mit maximal zwölf Produktverbrauchsstaffeln zwischen 4 000 und 300 000 kWh die elf Netzentgeltstaffelgrenzen mit den größten Kostenauswirkungen zu ermitteln. Die dargestellten Erreichbarkeitsdistanzen bilden um wichtige Kernpunkte »Täler« aus. Deren jeweilige Breite ist an der insgesamt zu bepreisenden Verbrauchsspanne, der maximal gewünschten Produktstaffelanzahl und der Höhe des Verbrauchs am Kernpunkt orientiert, so dass zu nah benachbarte Cluster mit geringerer Bedeutung im Falle einer Überlappung nicht zum Zuge kommen.

Die Auswahl der Cluster erfolgt nun nach aufsteigender Reihenfolge der Erreichbarkeitsdistanzen dieser Kernpunkte, bis die vorgegebene Staffelhöchstzahl erreicht ist.

Fazit

Egal ob die Netzentgeltanomalien bundesweit oder aufgrund eines fundierten Marktdatenabgleichs nur für besonders lohnend erscheinende Zielgebiete analysiert wurden [1]: Aus den ermittelten Clustern und deren Kernpunkten lassen

sich nun netzübergreifend die »richtigen« Staffelhöchstzahlen für das geplante Produkt ablesen. Werden diese in ein Kalkulationstool wie das Cockpit-Pricing der GET AG überführt, lassen sich Margenschwankungen über alle Abnahmestellen auf ein Minimum reduzieren. Entsprechende Risikozuschläge können somit verringert werden. Das kommt der Wettbewerbsfähigkeit der Preise zugute beziehungsweise kann es dabei helfen, im Falle eines zusätzlichen Abgleichs mit den Preisen der Konkurrenz das Margenpotenzial zu steigern.

Literatur

- [1] Jablonski, R.; Krüger, E.: Masse mal Klasse: Best Practices im überregionalen SLP-Gasgeschäft. ew Jg. 116 (2017), H. 11, S. S. 28 - 31.
- [2] <https://de.wikipedia.org/wiki/DBSCAN>
- [3] Ankerst, M.; Breunig, M. M.; Kriegel, H.-P.; Sander, J.: OPTICS: Ordering Points To Identify the Clustering Structure. SIGMOD '99 Proceedings of the 1999 ACM SIGMOD International Conference on Management of Data, S. 49 - 60. Philadelphia, Pennsylvania, USA. ACM Press, 1999.
- [4] <https://de.wikipedia.org/wiki/OPTICS>



Dr. Rita Jablonski,
Inhaberin,
Jablonski Energy Consulting,
Aachen



Enrico Krüger,
Produktentwicklung,
GET AG, Leipzig

>> jablonski@jablonski-energy-consulting.de
enrico.krueger@get-ag.com

>> www.get-ag.com