

Neue Brennwertbestimmung „SmartSim“ für Gasverteilnetze



Quelle: WELTEC BIOWPOWER

Die technischen Entwicklungen im Erdgasnetz, vor allem das Zusammenwachsen des europäischen Gasmarktes und die zunehmende **Einspeisung regenerativer Gase** wie Biogas oder Wasserstoff im Zuge der Energiewende sind neue Herausforderungen für den Netzbetreiber. Bei der Einspeisung von Biogas ist es derzeit erforderlich, den Brennwert durch Beimischung von Propan auf den im Netz vorhandenen Brennwert des Erdgases anzupassen. Durch Einführung einer neuen Brennwertbestimmung „SmartSim“ ist es möglich, auf den aufwendigen Prozess der Brennwertangleichung zu verzichten. Der vorliegende Artikel beschreibt die **Erfahrungen von MITNETZ GAS** bei der Einführung dieses Systems.

von: Thomas Wilke & Marco Kinder (Mitteldeutsche Netzgesellschaft Gas mbH)

Die Mitteldeutsche Netzgesellschaft Gas mbH (MITNETZ GAS) mit Sitz in Kabelsketal ist eine hundertprozentige Tochtergesellschaft der Mitteldeutschen Gasversorgung GmbH (MITGAS). Als Verteilernetzbetreiber ist MITNETZ GAS für Planung, Betrieb und Vermarktung des Gasnetzes verantwortlich. Das Netz hat eine Gesamtlänge von fast 7.000 Kilometern und erstreckt sich über Teile der Bundesländer Sachsen, Sachsen-Anhalt, Thüringen und Brandenburg. Über das Gasnetz versorgt MITNETZ GAS Endverbraucher und eine Vielzahl an nachgelagerten Netzbetreibern und Stadtwerken.

Herausforderungen der Energiewende lösen

MITNETZ GAS steht besonders im Rahmen der Energiewende vor neuen Herausforderungen. Bereits 2007 schloss der Netzbetreiber die erste Biogaseinspeiseanlage an sein Hochdrucknetz an. Seitdem ist die Anzahl stetig auf aktuell zehn Biogaseinspeiseanlagen mit einer Anschlussleistung von rund 10.500 m³/h angestiegen (Abb. 1). MITNETZ GAS verfügt damit aktuell über einen Anteil von ca. 10 Prozent der Anschlussleistung in Deutschland. Die Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im

Jahr 2014 hat den Aufwärtstrend der Biogaseinspeisung abgeschwächt. MITNETZ GAS hat derzeit jedoch noch zwei weitere Projekte in der Realisierung.

Hohe Kosten für Brennwertangleichung

Das Unternehmen sucht nach Lösungen, um das Gasnetz für die Zukunft zu rüsten und weiterhin einen kostengünstigen und sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten. Eine Herausforderung aus Sicht des Netzbetriebes umfasst die Problematik der Gasbeschaffenheiten. Je nach Herkunft besteht das eingespeiste Erdgas innerhalb der Richtwerte der DVGW-Arbeitsblätter G 260 und G 262 aus verschiedenen Kohlenwasserstoffen und Gasbegleitstoffen, die zu unterschiedlichen Brennwerten führen. Der Brennwert bezeichnet die Energiemenge, die bei der Verbrennung von Erdgas freigesetzt wird. Erdgas hat als Naturprodukt einen schwankenden Energiegehalt. Mit der Brennwertangabe werden diese Schwankungen bei der Verbrauchsabrechnung der Kunden berücksichtigt. Das Eichamt überwacht die Abrechnungsprozesse und damit die korrekte Brennwertermittlung durch die Netzbetreiber. Nach DVGW-Arbeitsblatt G 685 darf innerhalb einer Abrechnungsperiode eine maximale Abweichung von 2 Prozent des mittleren Brennwertes einer Einspeisung vom monatlichen Brennwert erfolgen. Durch die aktuell steigende Anzahl an Biogaseinspeiseanlagen mit einem geringeren Brennwert ist die Einhaltung des DVGW-Arbeitsblattes G 685 für den Netzbetreiber nicht ohne Weiteres möglich. Um jedoch die Richtlinien einzuhalten, kann der Netzbetreiber mit verschiedenen Maßnahmen einen einheitlichen Brennwert im gesamten Erdgasnetz erreichen.

Die derzeit häufigste Variante der Brennwertanpassung ist die Brenngaskonditionierung mit Flüssiggas. MITNETZ GAS nutzt dafür ein Propan-Butan-Gemisch nach DIN 51622. Dieses wird dem Biomethan nach der Biogasaufbereitung zugesetzt, bis der Biogasbrennwert auf den aktuellen

Netzbrennwert eingestellt ist. Der Anteil der Beimischung für Propan, dem Hauptbestandteil von Flüssiggas, ist jedoch durch die Vorschrift des DVGW-Arbeitsblattes G 486 auf 5 Mol-Prozent begrenzt. Bei einem zu hohen Netzbrennwert und einem gleichzeitigen geringen Biogasbrennwert kann es zu einer Abschaltung der Biogaseinspeiseanlage aufgrund einer nicht mehr ausreichenden Brennwertanpassung kommen.

Für die große Anzahl an Biogaseinspeiseanlagen im Netzgebiet sind jährlich hohe Kosten für Flüssiggas notwendig, die aktuell weiter steigen. Im Rahmen der Kostenwälzung nach Paragraph 20b Gasnetzentgeltverordnung ist es dem Netzbetreiber möglich, alle Kosten der Biogaseinspeisung zu wälzen und somit für ihn kostenneutral durchzuführen. Die Kosten für die Brennwertanpassung fließen jedoch letztendlich mit einem zusätzlichen Biogaswälzungsbetrag in den Gaspreis des Verbrauchers ein. Um diese Kosten nachhaltig zu senken, hat der Gesetzgeber mit der Novellierung der Gasnetzanschlussverordnung (GasNZV) im Jahr 2010 den Paragraphen 34 Abs. 2 Satz 6 GasNZV eingeführt. Danach hat der Netzbetreiber zu prüfen, ob er die Einspeisung von Biogas ohne oder mit ver-

minderter Flüssiggasbeimischung zu gesamtwirtschaftlich günstigeren Bedingungen realisieren kann. Aus dieser gesetzlichen Verpflichtung gegenüber dem Gesetzgeber, der gesellschaftlichen Verpflichtung gegenüber dem Verbraucher und der technischen Verpflichtung gegenüber dem Biogaseinspeiser hat sich MITNETZ GAS in den letzten Jahren dieser Herausforderung gestellt. Besonders die steigenden Kosten eröffnen tendenziell die Möglichkeit zur Eliminierung des Flüssiggases bzw. den Einsatz anderer Systeme.

Grundlagenforschung: die Flüssiggas-Studie

Um die Herausforderung der Brennwertkonditionierung grundlegend zu beleuchten, hat MITNETZ GAS im Jahr 2012 eine Studie durchgeführt. Mit dieser Studie sollten aktuelle Möglichkeiten zur Reduzierung des Einsatzes von Flüssiggas untersucht und hinsichtlich ihrer Einsparpotenziale bewertet werden. Dafür wurden Netzbereiche detaillierter betrachtet und die Ergebnisse, soweit möglich, auf das Gesamtnetz übertragen.

Die Nutzung des Biogases als Zusatzgas oder saisonal bis ganzjährig als Grundgas stellte für MITNETZ GAS

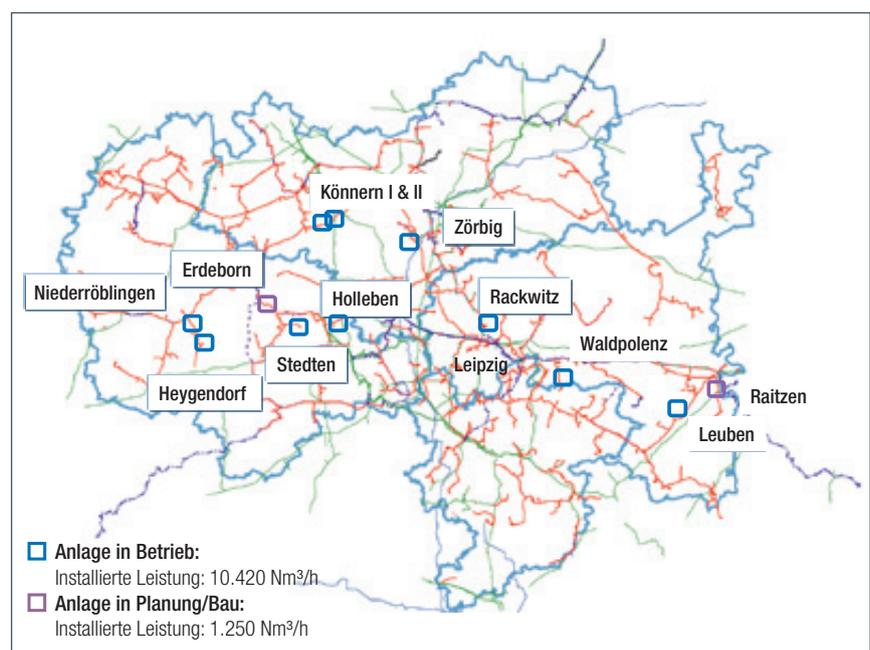


Abb. 1: Biogaseinspeiseanlagen bei MITNETZ GAS

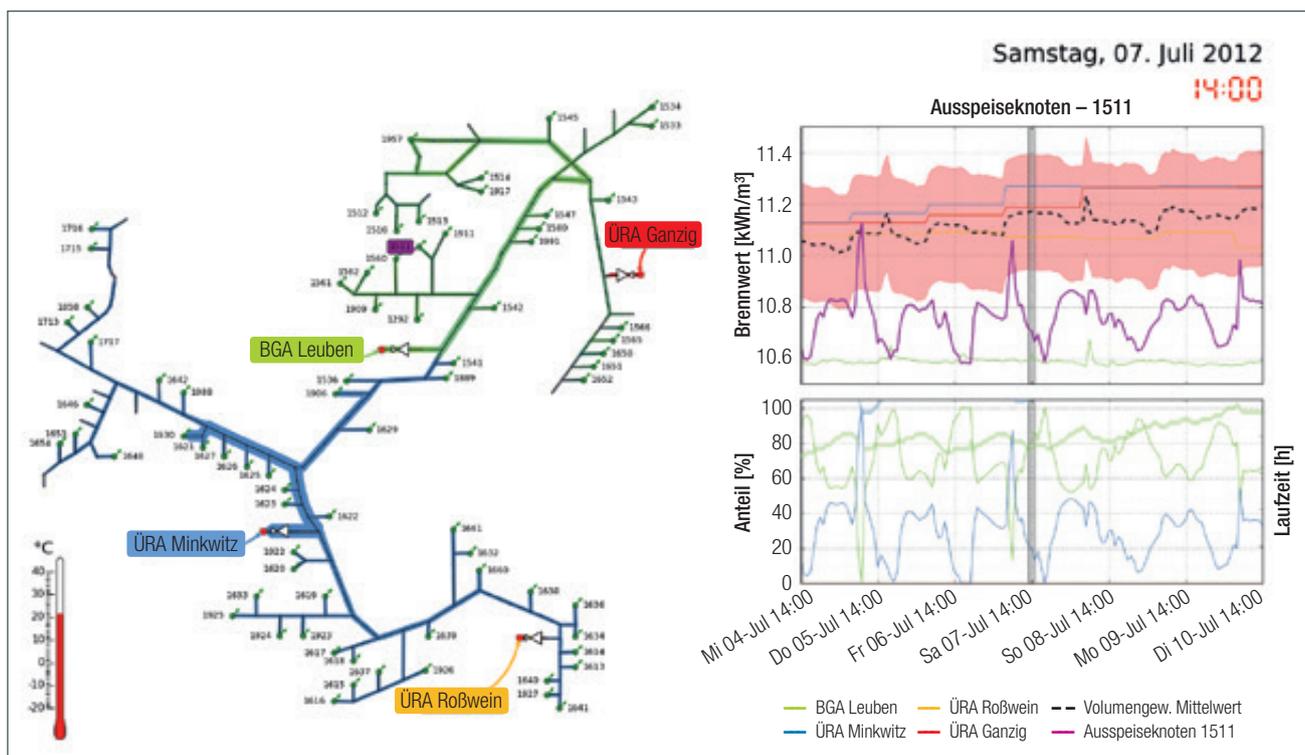


Abb. 2: SmartSim in der Anwendung für den Netzabschnitt Minkwitz

nach näherer Betrachtung keine nachhaltige Lösung dar. Das Problem lag hier besonders in der Komplexität des Verteilnetzes und in betrieblichen Einschränkungen. MITNETZ GAS hat schon im Hinblick auf eine Sektionierung des großen Verteilnetzes mehrere Schiebergruppen mit Fernwirktechnik ausgestattet. Aufgrund der rasanten Entwicklung der Biogasan schlüsse wäre die Nutzung des Biogases als Zusatzgas oder saisonal bis ganzjährig in bestimmten Bereichen als Grundgas nur schwer kontrollierbar. Besonders durch die schwankende Abnahme im Sommer könnte ein Grundgasbereich nur schwer definiert werden und hätte bei notwendiger Zusatzeinspeisung von Erdgas zu Problemen beim Einhalten der Vorgaben des DVGW-Arbeitsblattes G 685 geführt. Als Lösung musste eine langfristige, flächendeckende Möglichkeit zur Flüssiggaseinsparung aufgezeigt werden.

Diese Lösung wurde in der Anwendung eines rechnergestützten Brennwertverfolgungssystems aufgezeigt. Brennwertverfolgungssysteme oder Brennwertrekonstruktionssysteme finden

aktuell vermehrt im Bereich der Transportnetzbetreiber Anwendung. Diese verfügen über die jeweilige Größe, aber auch die vorhandene messtechnische Ausstattung, die alle Ein- und Ausspeisemengen im Transportnetz misst. Somit können alle Lastflüsse genau nachgebildet und Brennwerte exakt zugeordnet werden. MITNETZ GAS und viele mittlere und kleine Verteilnetzbetreiber sehen sich mit einer nicht ausreichenden Messinfrastruktur und der einhergehenden Unmessbarkeit der Lastflüsse konfrontiert. Obwohl auf der Einspeiseseite alle notwendigen Messdaten vorhanden sind, fehlt auf der Ausspeiseseite in den Ortsnetzregelanlagen die Möglichkeit einer geeichten Messung mit Datenfernübertragung von Mengen, Gaszusammensetzung und Drücken. Damit sind alle Lastverläufe, die Haushaltskunden mit Standardlastprofilen abnehmen, nicht nachvollziehbar. Ein Nachrüsten der Messtechnik wäre prinzipiell möglich, aber aufgrund der Vielzahl der Ortsnetzregelanlagen bei MITNETZ GAS mit zu hohen Kosten verbunden. In der Studie wurden nun mehrere Systeme betrachtet und nach deren Anforderungen, den Kosten und der zusätzli-

chen Messtechnik verglichen. Eine gute Lösung stellte hier das Brennwertverfolgungssystem „SmartSim“ dar.

Gezielter Lösungsansatz: SmartSim

SmartSim ist ein neuartiges Brennwertverfolgungssystem und wurde von der E.ON Technologies GmbH entwickelt. Als erster Netzbetreiber erhielt die Avacon AG im Jahr 2012 die Genehmigung für den Betrieb durch die Physikalisch-Technische Bundesanstalt und das Eichamt Niedersachsen. Aktuell laufen noch weitere Studien bei verschiedenen Netzbetreibern zur Einführung von SmartSim.

Das Neuartige an SmartSim ist die Ermittlung der stündlich ungemessenen Ausspeisemengen von Haushaltskunden. Diese Ausspeisemengen, deren Ablesung nur einmal im Jahr erfolgt, werden auf Basis von Standardlastprofilen (SLP) unter Verwendung eines kundenspezifischen Verbrauchswertes (Kundenwert) und der Temperatur prognostiziert. Ein Korrekturverfahren auf Basis einer Volumenbilanz unter Berücksichtigung des Einspeisedruckes

dient dazu, Abweichungen der Prognose auszugleichen. Mit dieser korrigierten Prognose der Abnahme von Haushaltskunden und den anderen gemessenen Einspeise- und Ausspeisemengen ist es möglich, den Gasfluss im Netz zu rekonstruieren. Auf Basis des Gasflusses können nun die genaue Gaszusammensetzung an jedem Ausspeisepunkt und dadurch der monatliche Brennwert zur genauen Abrechnung bestimmt werden.

Wege zur Anwendung

Im Jahr 2013 hat MITNETZ GAS eine Vorstudie zur Einführung von SmartSim durchgeführt. Die Vorstudie sollte prüfen, ob ein Abschnitt im Netzgebiet in SmartSim abbildbar ist und mit realistischen Ergebnissen für ein Jahr berechnet werden kann. Die Wahl für den betrachteten Netzabschnitt fiel schnell auf den Netzabschnitt Minkwitz im Raum Oschatz-Leisnig (Abb. 2). Dieser zeichnet sich

durch eine geringe Netzkomplexität an Ausspeisepunkten aus und verfügt über eine Biogaseinspeiseanlage. Der nächste Schritt umfasste nun die Zusammenstellung der Eingangsdaten für SmartSim im Netzabschnitt. Die Topologiedaten konnten vollständig aus der hausinternen Netzberechnung ausgelesen und in das SmartSim-Format übertragen werden. Das vorhandene Datenaufbereitungssystem erlaubte ebenfalls die Umwandlung der notwendigen Lastgänge und Gaszusammensetzungen der Einspeisepunkte sowie der Lastgänge von geeicht gemessenen Ausspeisepunkten.

Schon frühzeitig bezog MITNETZ GAS den vorgelagerten Netzbetreiber Ontras Gastransport GmbH in das Projekt ein. Besondere Aufmerksamkeit hatte hier die gemeinsame Bewertung der Eingangsbrennwerte von den vorgelagerten Netzkoppelpunkten, die aus dem Brennwertrekonstruktionssystem der Ontras stammen. Als zeitaufwen-

dig in der Datenaufbereitung stellte sich die händische Zuordnung der Ortsnetze mit Haushaltskunden zu Knotenpunkten in der Topologie dar. Besonders für die Netze größerer Gemeinden mit Mehrseiteneinspeisung war eine Verteilungslogik notwendig. Jeder Ortnetzregelanlage musste ihre realistische Ausspeisemenge für den Ort zugeordnet werden. Eine ungenaue Zuordnung kann zu ungenauen Lastflüssen führen, da größere Orte teilweise über verschiedene Netzarme versorgt werden. Nach der Abbildung des Netzabschnittes in SmartSim recheneten die Projektbeteiligten das Jahr 2012 erfolgreich mit plausiblen Ergebnissen nach und verglichen die prognostizierten Mengen teilweise mit ungeeichten Messdaten aus Datenloggern. Die ermittelten Brennwerte für Ortsnetze mit Mehrseiteneinspeisung zeigten je nach Ortsnetzregelanlage nur geringe Brennwertabweichungen weit unter den im DVGW-Arbeitsblatt G 685 geforderten 2 Prozent. ▶

Extrem kompakt und leicht

Das Sondenkomplettset von Schütz Messtechnik

Für alle Tätigkeiten gibt es von Schütz ein neues Komplettsystem mit Kohlefasersonden. Alle Sonden inklusive der Teppichsonde, schnell verfügbar und aufgeräumt. Zusammen mit unseren Universalmessgeräten können alle Messaufgaben gelöst werden.



SQ-9002BM60005
DIN EN ISO 9001:2008

www.schuetz-messtechnik.de





Quelle: MITNETZ GAS

Abb. 3: Holger Erdmann, Leiter der Leitstelle (links), und Thomas Wilke, Abteilungsleiter Operatives Assetmanagement, beim Aufbau des Prozessgaschromatographen für den Feldversuch in Kemmlitz

Nach der erfolgreichen ersten Projektphase begann 2014 die zweite Projektphase der Validierung des Systems. Diese umfasste zwei Feldversuche zur Prüfung der Rechenergebnisse, die Einbindung von SmartSim an die bestehende IT-Struktur und das Verfahren zum Erhalt der Genehmigung für den dauerhaften Einsatz von SmartSim beim zuständigen Staatsbetrieb für Mess- und Eichwesen Sachsen und dem Eichamt Sachsen-Anhalt.

Die Feldversuche sind ein wichtiger Bestandteil der Genehmigung. Anhand einer Unsicherheitsbetrachtung wurde der Netzabschnitt Minkwitz auf seine Fehleranfälligkeit untersucht. Verschiedene Eingangsdaten, wie Rohrlänge, Verbrauchsmengen oder Eingangsbrennwerte, wurden innerhalb von gesetzlichen Vorgaben und Regelwerken oder betrieblichen Erfahrungswerten von MITNETZ GAS variiert. Die Bereiche mit einer hohen Fehleranfälligkeit eigneten sich besonders für einen Feldversuch, wenngleich nicht jeder Ausspeisepunkt mit einer hohen Fehleranfälligkeit für eine Messung in Frage kommt. Der Feldversuch wurde mit einem transportablen, geeichten Prozessgaschromatographen durchge-

führt. Die Voraussetzungen für die Wahl einer Regelanlage als Messort sind eine Stromversorgung und eine konstante, ausreichend hohe Abnahme. Nur so lassen sich Änderungen im Brennwert kontinuierlich messen.

Um einen Vergleich für die unterschiedlichen Lastflüsse im Winter und Sommer zu erhalten, wurden im Juni und November 2014 bei zwei unterschiedlichen Sonderkunden Prozessgaschromatographen installiert (**Abb. 3**). Während der Messung erfolgte in Absprache mit den Eichämtern eine zeitweise Abschaltung der Konditionierung, um den zukünftigen Betrieb von SmartSim darzustellen. Nach Auswertung der geeicht gemessenen Werte der Feldversuche bildete SmartSim deren Verlauf mit einer sehr hohen Genauigkeit ab. Auch die Unsicherheitsbetrachtung in SmartSim zeigte bei Abweichung der Eingangsdaten nur eine geringe Abweichung der Ausspeisebrennwerte. In beiden Bewertungen aus der Unsicherheitsbetrachtung und Feldversuchen lagen die Abweichungen weit unter der im DVGW-Arbeitsblatt G 685 angegebenen maximal möglichen Abweichung von 2 Prozent.

Ausblick

Die Einführung von SmartSim bei MITNETZ GAS wird in guter Zusammenarbeit zwischen den Projektpartnern MITNETZ GAS, E.ON und Ontras durchgeführt. Regelmäßige Treffen und Rücksprachen zwischen den Projektpartnern, den Eichämtern und der Physikalisch-Technischen Bundesanstalt schafften schnell Klarheit und gegenseitiges Verständnis für den Genehmigungsprozess des neuen Verfahrens zur Abrechnung mit SmartSim. Die endgültige Genehmigung für SmartSim im Netzabschnitt Minkwitz wird im ersten Halbjahr 2015 erwartet. Die Integration in die bei MITNETZ GAS vorhandene IT-Landschaft verlief bisher erfolgreich. In Folge wird der kommerzielle Betrieb im Netzabschnitt Minkwitz ab Mitte 2015 angestrebt. Nach den bisher positiven Erfahrungen mit der Einführung von SmartSim und zur weiteren Kostensenkung ist im Zeitraum der nächsten zwei bis drei Jahre eine Umsetzung im gesamten Gasnetz mit Biogaseinspeisung geplant. ■

Die Autoren

Dipl.-Wirt.-Ing. Marco Kinder ist Mitarbeiter im Operativen Assetmanagement Gas bei MITNETZ GAS und Mitarbeiter für das Projekt „Brennwertverfolgung mit SmartSim“.

Dipl.-Ing. Thomas Wilke ist Abteilungsleiter im Operativen Assetmanagement Gas bei MITNETZ GAS und Projektleiter für das Projekt „Brennwertverfolgung mit SmartSim“.

Kontakt:

Thomas Wilke, Marco Kinder
Operatives Assetmanagement Gas
Mitteldeutsche Netzgesellschaft Gas mbH
Magdeburger Str. 36
06112 Halle (Saale)
Tel.: 0345 2164640
E-Mail: thomas.wilke@mitnetz-gas.de,
marco.kinder@mitnetz-gas.de
Internet: www.mitnetz-gas.de