

AUSWIRKUNG VON POWER-TO-GAS ANLAGEN AUF NODALE PREISE IN GEKOPPELTEN STROM- UND GASTRANSPORTNETZEN

Lukas LÖHR*¹, Christian FESTER*¹, Albert MOSER¹

Motivation

In den vergangenen Jahren ist eine Abkehr des Leitbilds der *All Electric Society* zu verzeichnen. Eine wesentliche Ursache ist der hohe zeitliche und räumliche Flexibilitätsbedarf des im relativ zu anderen Infrastrukturen starren Stromsystems aufgrund der dargebotsabhängigen und teilweise lastfernen Erzeugung durch Erneuerbare Energien (EE). Es besteht die Herausforderung, Situationen wie die kalte Dunkelflaute zu überbrücken, EE-Überschussstrom möglichst effizient zu nutzen sowie steigenden Transportbedarf von Nord nach Süd trotz vermehrtem Widerstand gegen Netzausbau zu realisieren.

Nodale Preise sind ein Indikator, der mangelnde Flexibilität bei EE-Über- oder Unterangebot sowie Netzengpässen in einer Kennzahl abbildet. Diese dienen beispielsweise in der *PJM Interconnection* Region im Nordosten der USA als Grundlage des Strommarktdesigns Nodal Pricing [1]. Auch wenn im europäischen Strommarktdesign ein zonales Modell Anwendung findet, stellen nodale Preise einen vieldiskutierten Ansatz dar und werden zudem als Indikator, beispielsweise für die Bildung geeigneter Gebotszonenzuschnitte, verwendet [2]. Der einleitend skizzierte Flexibilitätsmangel führt zeitlich und räumlich zu stark schwankenden und teilweise sehr hohen nodalen Preisen im Stromsystem.

Als zusätzliche Flexibilitätsoption für das Übertragungsnetz wird ein gemeinsamer Betrieb mit dem Gastransportnetz diskutiert. Durch Power-to-Gas Anlagen sowie Gaskraftwerke werden beide Infrastrukturen bidirektional verbunden. Die Gasinfrastruktur, die über eine hohe Transport- und wesentlich höhere Speicherkapazität als das Stromsystem verfügt, kann die notwendige zeitliche und räumliche Flexibilität zum Ausgleich von Erzeugung und Last sowie zum Energietransport bereitstellen. Der Nutzen einer starken Kopplung kann anhand von Kennzahlen basierend auf nodalen Preisen im Übertragungsnetz anschaulich illustriert werden. Ziel dieses Papers ist es daher, die Auswirkungen der bidirektionalen Kopplung von Strom- und Gastransportnetzen durch Power-to-Gas Anlagen und Gaskraftwerke auf nodale Preise zu ermitteln und so den Nutzen dieser für das Stromsystem aufzuzeigen. Zudem soll das Konzept nodaler Preise auf das Gasnetz erweitert und so die Wechselwirkungen der nodalen Preise beider Netze aufgezeigt werden.

Methodik

Zur Bestimmung der nodalen Preise wird ein lineares Optimierungsmodell zur Betriebsoptimierung von gekoppelten Strom- und Gasnetzen formuliert. Das Optimierungsziel ist ein kostenminimaler, integrierter Dispatch des Strom- und Gassystems. Dies impliziert, die EE-Erzeugung möglichst effizient zu nutzen, den Einsatz alternativer Energieträger zur Stromerzeugung und Gasbeschaffung kostenminimal zu gestalten und Speicher sowie die Kopplungsanlagen beider Infrastrukturen – Power-to-Gas und Gaskraftwerke – möglichst effizient einzusetzen. Für die Lösung des Optimierungsproblems wird ein zweistufiger Dekompositionsansatz gewählt. In einer vorgelagerten ersten Optimierungsstufe wird zunächst die zeitkoppelnde Kontinuität der Speicherfüllstände im Strom- und Gasnetz ohne die Berücksichtigung der Netzstruktur und Netznebenbedingungen über den gesamten Betrachtungszeitraum in stündlicher Auflösung bestimmt. In der anschließenden zentralen zweiten Stufe wird zusätzlich die Netzinfrastruktur berücksichtigt. Die Flusserhaltung an jedem Strom- bzw. Gasknoten im jeweiligen Netz, die spezifischen Betriebsgrenzen der modellierten Betriebsmittel sowie die Kontinuitätsgleichungen der Speicher in einem kleineren, rechenbaren Zeitintervall stellen die Nebenbedingungen des Optimierungsproblems dar.

Zur Leistungsflussberechnung wird ein vereinfachter linearer Ansatz verwendet. Im Stromnetz wird durch die zulässigen Annahmen für Übertragungsnetze ein reiner Wirkleistungsfluss betrachtet. Für den Betrieb des Übertragungsnetzes besteht somit insbesondere die Anforderung, dieses unterhalb seiner maximalen thermische Belastbarkeit zu betreiben. Im Gassystem wird eine vollständige Steuerbarkeit

¹ IAEW der RWTH Aachen University, Schinkelstraße 6, 52056 Aachen, Tel: 0241/80-97651, l.loehr@iaew.rwth-aachen.de, <http://www.iaew.rwth-aachen.de>

der Gasflüsse aufgrund der weitgehend flächendeckend installierten Verdichter und Durchflussregler im Fernleitungsnetz angenommen, sodass diese vereinfacht als Network Flow Problem modelliert sind. Power-to-Gas Anlagen und Gaskraftwerke verbinden jeweils einen Strom- und Gasnetzknoten und werden ebenfalls linearisiert unter Berücksichtigung ihres Wirkungsgrads modelliert.

Neben der Auswertung des gesamtjährlich und integriert optimierten Dispatches werden die nodalen Preise als zentrale Auswertungsgröße dieses Papers aus den dualen Variablen der Lastdeckungsnebenbedingungen berechnet [3]. Diese Methode wird neben dem Stromsystem auch auf das Gassystem angewendet und daraus anschließend geeignete Kennzahlen berechnet.

Erwartete Ergebnisse

In den Untersuchungen sollen die Auswirkungen unterschiedlicher Power-to-Gas Durchdringungen und damit einer stärkeren Kopplung der Strom- und Gasinfrastruktur auf nodalen Preise aufgezeigt werden. Das Betrachtungsgebiet ist im Stromsystem das deutsche 220 und 380 kV Übertragungsnetz und im Gassystem das deutsche Fernleitungsnetz. Grundlage der Berechnungen ist ein exemplarisches Szenario des Jahres 2040, das aus der dena-Leitstudie *Integrierte Energiewende* [4] abgeleitet ist. Es werden unterschiedliche Sensitivitäten bezüglich Größe und Menge an Power-to-Gas betrachtet. Der Nutzen der Power-to-Gas Anlagen im Strom- und Gasnetz wird durch geeignete Kennzahlen auf Basis der nodalen Preise, beispielsweise gesamtdeutsche Durchschnittspreise im Zeitbereich, geografisch aufgelöste jährliche Durchschnittspreise sowie die Betrachtung einzelner Extremsituationen, analysiert. Diese stellen beispielsweise eine räumlich auseinanderfallende hohe EE-Einspeisung bei gleichzeitiger hoher Last (vgl. z.B. Abbildung 1) sowie extreme positive und negative Residuallasten dar.

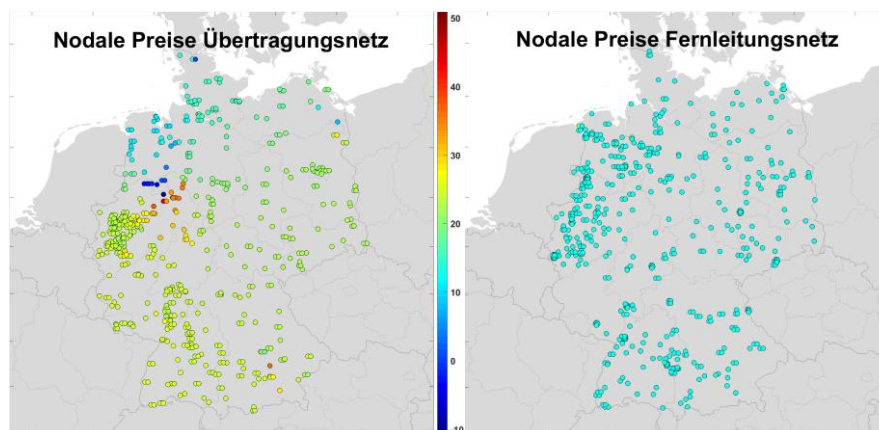


Abbildung 1: Nodale Preise im deutschen Fernleitungsnetz und Übertragungsnetz mit Netzengpässen in €/MWh

In der Langfassung wird aufgezeigt, dass durch eine höhere Power-to-Gas Durchdringung die nodalen Preise im Strom- und Gassystem im Zeitbereich geglättet werden und diese insgesamt auf ein niedrigeres Niveau sinken. Auch geografisch betrachtet glättet sich insbesondere in Extremsituationen das Nord-Süd-Gefälle der Knotenpreise durch größere Power-to-Gas Anlagen im Norden. Somit kann anhand der Kennzahlen auf Basis nodaler Preise die steigende räumliche und zeitliche Flexibilität durch die Kopplung der Strom- und Gasinfrastrukturen anschaulich aufgezeigt werden.

Referenzen

- [1] B. M. Balmat, A. M. DiCaprio, "The PJM Energy Market (US)," *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition, Yokohama, Japan, Vol. 2*, pp. 1479-1481, 2002
- [2] C. Breuer, A. Moser, "Optimierte Marktgebietszuschnitte und ihre Bewertung im europäischen Stromhandel," 9. *Internationale Energiewirtschaftstagung*, Wien, 2015
- [3] M. Nobis, A. Blank, A. Schnettler, "Einfluss von Nodal Pricing in Deutschland auf Deckungsbeiträge von Gaskraftwerken und Power-To-Gas," *15. Symp. EnInnov*, Graz, 2018
- [4] Deutsche Energie-Agentur (dena), "Leitstudie: Integrierte Energiewende," Berlin, 2018