

SIMULATION EINES EUROPÄISCHEN NODAL PRICINGS

Christopher Breuer (*)¹, Sören Patzack (*)², Albert Moser³

Motivation und Hintergrund

Erneuerbare Erzeugungsanlagen werden aufgrund des Energiedargebots häufig an lastfernen Standorten errichtet. Der erforderliche Transport der Energie in die Lastzentren führt dabei bereits heute zu signifikanten Netzengpässen. Um diese Engpässe langfristig zu beheben, werden in den nächsten Jahren hohe Investitionen in Leitungsaus- und -neubau erforderlich. Fehlende soziale Akzeptanz und lange Genehmigungsverfahren erschweren jedoch den Netzausbau. Aus diesem Grund werden unterschiedliche alternative Maßnahmen diskutiert. Ein möglicher Ansatz ist die Anpassung des aktuellen Marktgebietszuschnitts, der historisch gewachsen ist und sich nicht zwangsläufig an den Engpässen im Übertragungsnetz, sondern vielmehr an den Ländergrenzen orientiert.

Eine extreme Form von Marktgebietszuschnitten ist das sogenannte Locational Marginal Pricing (LMP), auch Knotenpreisverfahren (Nodal Pricing) genannt. Hierbei stellt jeder Knoten ein eigenes Marktgebiet dar. In einem nodalen Elektrizitätspreis sind neben den Erzeugungskosten auch die Übertragungskosten eingepreist. Auch wenn dieses Verfahren einen großen Einschnitt in das bisherige Marktdesign darstellen würde, kann das LMP eine langfristige Option darstellen. So findet es bereits heute in verschiedenen internationalen Energiemärkten (bspw. USA) Anwendung [1]. Neben einer vollen Anwendung eines LMP-Ansatzes ist es zudem möglich, anhand nodaler Preise einen optimierten Zuschnitt von zonalen Marktgebieten zu bestimmen [2].

Methodik

Den Kern der Methodik stellt die Berechnung eines optimalen Lastflusses (OPF) dar, in der nodale Preise für eine Stunde berechnet werden [3]. Durch Erweiterung des OPF zu einem periodischen Ansatz ist es möglich, zeitkoppelnde Restriktionen in der Optimierung zu berücksichtigen. In parallelisierten Teilproblemen (jeweils 24 Stunden) werden zunächst mit einer Startlösung nodale Preise für ein Jahr berechnet (stündliches Raster). In einer nachgeschalteten Methodik wird der Kraftwerks- und Speichereinsatz an den Knotenpreisen optimiert. Der Aufbau des Gesamtverfahrens ist in Bild 1 zu sehen.

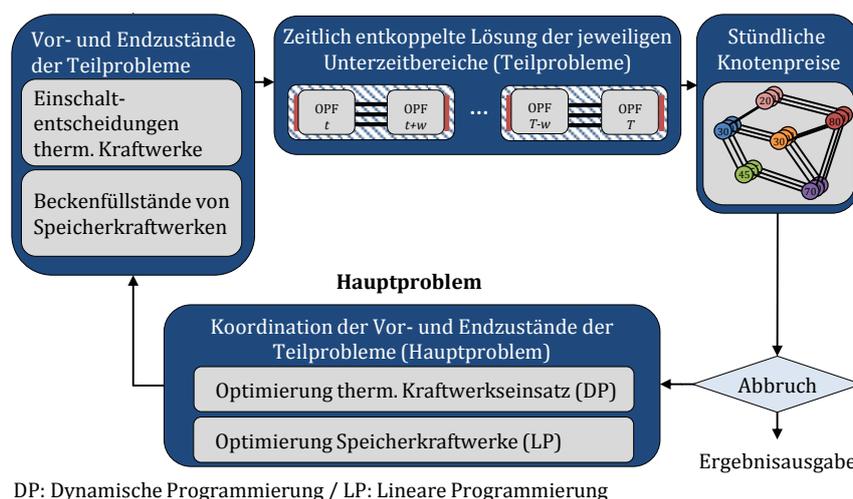


Bild 1: Aufbau des Verfahrens zur Simulation von Knotenpreisen

¹ Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW), RWTH Aachen, Schinkelstraße 6, +49-241-80-94279, cb@iaew.rwth-aachen.de, <http://www.iaew.rwth-aachen.de>

² Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V. (FGH), RWTH Aachen, Roermonderstraße 199, 52072 Aachen, +49 241 997857-15, soeren.patzack@fgh-ma.de, <http://www.fgh-ma.de>

³ Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW), RWTH Aachen, Schinkelstraße 6

Der Zerlegungsansatz berücksichtigt dabei insbesondere

- ein vollständiges Modell des europäischen Übertragungsnetzes und somit einzelner Sammelschienen und Stromleitungen.
- die technischen Randbedingungen des Netzbetriebes (bspw. n-1 Kriterium).
- die Randbedingungen der thermischen und hydraulischen Erzeugung (bspw. An- und Abfahrzeiten thermischer Kraftwerke, Zeitkopplungen hydraulischer Speicherkraftwerke).
- den optimierten Einsatz von lastflusssteuernden Betriebsmitteln (bspw. Phasenschiebertransformatoren oder HGÜs), d. h. sogenannte remedial actions.

Exemplarische Untersuchungen

Das simulierte Szenario 2016 basiert auf dem TYNDP sowie dem SOAF Szenario B der ENTSO-E [4] [5]. Die mittleren simulierten Knotenpreise sowie drei extreme Netznutzungsfälle (Hohe Residuallast, Starkwind/Niedriglast, Starkwind/Starklast) sind in Bild 2 dargestellt.

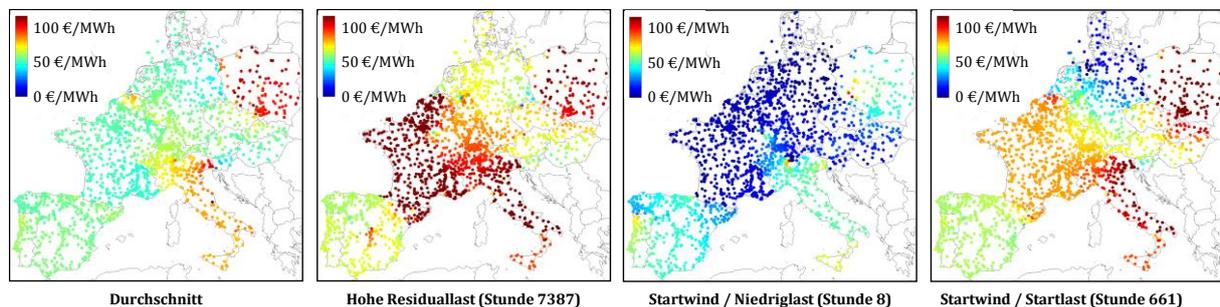


Bild 2: Simulierte nodale Preise – Szenario 2016

Bereits die mittleren nodalen Preise zeigen ein unterschiedliches Preisniveau im europäischen Vergleich. Die Grenzkosten der verschiedenen Kraftwerke wirken sich auf die Höhe der nodalen Preise aus, was beispielsweise in Italien zu hohen nodalen Preisen führt. In den Extremfällen sind deutlich die noch vorhandenen Engpässe an den Ländergrenzen erkennbar – diese weisen auf nicht ausreichende Leitungskapazitäten hin. Besonders im Starkwind/Schwachlast-Fall zeigt sich, dass die hohe Windeinspeisung im Norden Deutschlands aufgrund von noch im Bau befindlichen Übertragungsleitungen nicht in den Süden transportiert werden kann. Die nodalen Preise stellen abschließend die Grundlage für weiterführende Untersuchungen (bspw. optimaler Zuschnitt von Marktgebieten, erforderlicher Netzausbau, etc.) dar.

Schlussfolgerungen und Kernaussage

Im Rahmen des Beitrages wurde eine Methodik zur Simulation nodaler Preise entwickelt und erfolgreich an einem Modell des europäischen Übertragungsnetzes angewendet. Die simulierten Preise zeigen deutliche Netzengpässe im System. Sie geben dabei wertvolle Hinweise in Bezug auf geeignete Kraftwerksstandorte oder aber einen erforderlichen Leitungsneubau. Weiterhin stellen die nodalen Preise eine gute Grundlage für weiterführende Untersuchungen (bspw. die Bestimmung optimaler zentraler Marktgebiete) dar.

Literatur

- [1] M. Sahni, R. Jones und Y. Cheng, „Beyond the Crystal Ball,“ *IEEE power & energy magazine*, pp. 35-42, july/august 2012.
- [2] C. Breuer, „Bestimmung und Bewertung von alternativen Gebotszonen in Europa,“ *FGE Jahresbericht*, 2013.
- [3] R. D. Zimmermann und C. E. Murillo-Sanchez, „Matpower 4.1 User’s Manual,“ Power Systems Engineering Research Center, 2011.
- [4] ENTSO-E, „Scenario Outlook and Adequacy Forecast 2012-2030,“ 2011.
- [5] ENTSO-E, „Ten-Year Network Development Plan,“ 2012.