

DIE NACHFRAGESEITE DES KAPAZITÄTSMARKTES

Daniel HÜTTER^{1*}, Heinz STIGLER¹, Udo BACHHIESL¹

Motivation und zentrale Fragestellung

Die Einführung von Kapazitätsmärkten wird intensiv diskutiert. Insbesondere werden viele Möglichkeiten zur Ausgestaltung solcher Märkte auf der Angebotsseite aufgezeigt, dabei aber die wichtigste Komponente – die Nachfrageseite – unberücksichtigt bleibt. Die Notwendigkeit für Kapazitätsmärkte ergibt sich vor allem aufgrund der ungewissen Deckung der Fixkosten durch Deckungsbeiträge am Energiemarkt. Dadurch und durch die Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft resultiert ein Spitzenlastdeckungsproblem, welches von der Erzeugungs- und der Nachfrageseite aus betrachtet werden muss.

Methodische Vorgangsweise

Einleitend erfolgt eine Untersuchung der bestehenden Standardlastprofile (APCS, 2013). Diese stellen die aggregierte Nachfrage von Kunden(-gruppen) dar. Weiters werden sie zur Fahrplanerstellung von Versorgern herangezogen, um den abzudeckenden Bedarf zu planen. Auch weitere Faktoren wie etwa die erwartete Temperatur spielen dabei eine Rolle. Im Sinne der verursachergerechten Aufteilung der Kosten entsprechend der Spitzenlastbepreisungstheorie stellt dies eine unzureichende Herangehensweise dar. Da die elektrische Energie nicht speicherbar ist, legt die höchste Nachfrage des Jahres die dafür notwendige Kapazität fest. Um eine adäquate Sicherheit in der Versorgung sicher zu stellen, muss dieser Höchstwert immer überschritten werden, um ungeplanten Ausfällen oder ähnlichen unvorhersehbaren Ereignissen entgegenwirken zu können. Durch die Benutzung von Standardlastprofilen kann eine ungefähre Lastvorschau ermittelt werden. Bei einem Großteil der Konsumenten wird die maximal bezogene Leistung nicht gemessen und die Konsumenten können auch zur Spitzenlastzeit beliebig viel nachfragen: dadurch ist eine verursachergerechte Aufteilung der Kosten nicht möglich.

Aufgrund mehrerer Einflussfaktoren, im Besonderen der umfassenden Ausweitung von erneuerbaren Energien, ist die Lage am Strommarkt angespannt. Die Durchschnittspreise sind niedrig und die Volllaststunden konventioneller Kraftwerke werden kontinuierlich geringer. Aus diesen Gründen sind Investitionen in neue Kraftwerke derzeit nicht rentabel und bereits getätigte Investitionen sind teilweise unwirtschaftlich geworden. Um diesem Umstand entgegenzuwirken, werden Kapazitätsmärkte als Lösung vorgeschlagen. Die Nachfrage, die überhaupt erst neue Kraftwerke bedingt, wird dabei meist vernachlässigt und stattdessen werden Details zu Kraftwerkstechnologien oder Marktgestaltung hervorgehoben. Deswegen wird durch Variation der Nachfrage im Simulationsmodell ATLANTIS der unterschiedliche Kraftwerksbedarf für Deutschland bei reiner Eigendeckung untersucht. Die veränderte Nachfrage kann durch PDSM-Potentiale in der Industrie oder auch durch Lastsenkung bei Haushalten ermöglicht werden. Dazu gibt es mehrere Studien, die in der Arbeit erläutert werden.

Aus Abbildung 1 können Ausschnitte der Dauerlinien der in den Simulationen verwendeten Lastgänge entnommen werden. Dabei sind Senkungen der Spitzenlast um drei GW realistisch, speziell für den Industriestandort Deutschland (maximale Verlagerungsdauer drei Stunden). Auch sechs GW könnten durchaus erreicht werden, wobei die Verschiebedauer in diesem Fall weit größer sein muss. Weiters wurde ein „worst case“-Szenario ausgewählt, bei dem die Spitzenlast um drei GW erhöht wurde. Für alle Fälle gilt, dass die bezogene Energie in einem Jahr, unabhängig von der Veränderung der Lastspitze, gleich bleibt.

¹ Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation, Technische Universität Graz, Inffeldgasse 18, 0316/873 7904, www.iee.tugraz.at

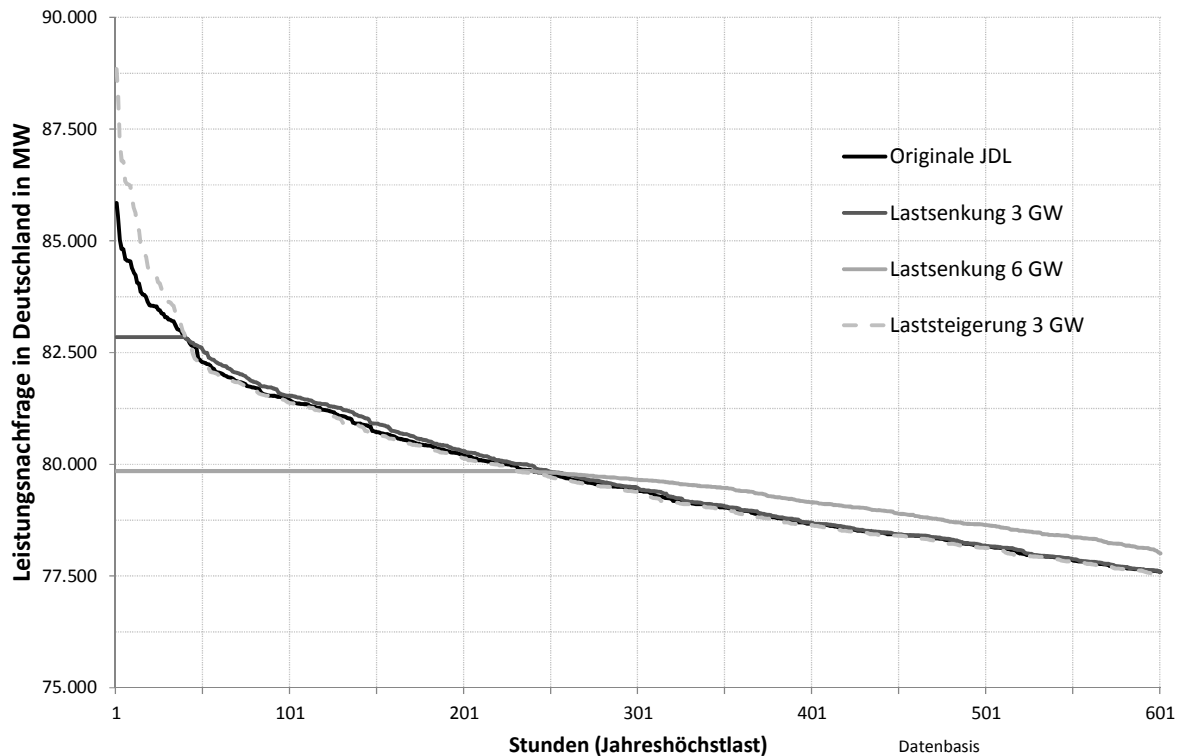


Abbildung 1: Veränderung der Spitzenlastnachfrage in den Simulationen (Auszug der 600 Höchstlaststunden) Quelle: (Consentec, 2012) eigene Berechnung

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Die Unterschiede aus den Simulationsrechnungen zeigen, dass sich durch eine Einheitsbepreisung kein sinnvoller Umgang mit Energie/Leistung einstellt. Ein sinnvolles Nachfrageverhalten nach elektrischer Energie kann nur dann stattfinden, wenn die Kunden auch wissen, in welchem Umfang sie zur Spitzenlast beitragen. Dazu ist es wichtig, dass das Gut „Jahreshöchstlast“ bepreist wird. Die Versorger müssen wissen, welche Letztverbraucher wie viel zur Spitzenlast beitragen und die Kunden müssen über ein Preissignal darauf aufmerksam gemacht werden, wie sich ihr Verhalten auf etwa erforderlich werdende Kraftwerksneubauten auswirkt. Dazu kann eine Art der Verrechnung angestrebt werden, wie sie auch früher eingesetzt wurde – durch einen entsprechenden Preis für die bezogene Leistung zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast.

APCS. 2013. Austrian Power Clearing and Settlement. [Online] 2013. <http://www.apcs.at/de/clearing/technisches-clearing/lastprofile>.

Consentec. 2012. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. [Online] 21. September 2012. [Zitat vom: 22. August 2013.] [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE25DA82980983ACC1257A850044A10B/\\$file/Consentec_BDEW_StrategischeReserve_Ber_20120925.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE25DA82980983ACC1257A850044A10B/$file/Consentec_BDEW_StrategischeReserve_Ber_20120925.pdf).

Prognos AG. 2012. Bedeutung der thermischen Kraftwerke für die Energiewende. [Online] November 2012. http://www.prognos.com/fileadmin/pdf/publikationsdatenbank/121107_Prognos_Studie_Bedeutung_thermische_Kraftwerke.pdf.