

Offene Fragen zur Netzampel/ zu regionalen Flexibilitätsmärkten

Kommentar des Regulatory Assistance Projects

Berlin, 24. Oktober 2014

Für eine optimierte Bewirtschaftung der Verteilnetze in Deutschland wird eine sogenannte Netzampel¹ diskutiert. Sie besteht aus drei Signalstufen: grün, gelb und rot. Der mit grün gekennzeichnete Bereich steht dem Markt ohne Einschränkungen zur Verfügung, im roten Bereich wird das Netz zwangsverwaltet und für den gelben Bereich sollen von Netzbetreiber Ausgleichsleistungen beschafft werden. Es wird argumentiert, dass dieses Vorgehen volkswirtschaftlich positiv sei, weil die Kosten für die Bewirtschaftung der bestehenden Infrastruktur unterhalb der alternativ anfallenden Netzausbaukosten liegen können. Ausgestaltungsmöglichkeiten eines solchen regionalen Flexibilitätsmarktes mit wettbewerblichen Ansätzen sind beispielsweise beim VDE² zu finden.

Im Folgenden soll die „gelbe“ Phase der Netzampel betrachtet werden. In diesem Bereich sollen Angebot und Nachfrage in Form von Wirkleistung zusammengebracht werden. Entsprechend der Natur von Verteilnetzen muss dies auf lokaler und regionaler Ebene geschehen. Lokale Systemdienstleistungen bleiben indes außen vor.

Im Hinblick auf die Kostenoptimierung des Gesamtsystems und damit auch der Kosten der Energiewende ergeben sich mit diesem Konzept übergeordnete Fragen zur Wirtschaftlichkeit. Diese sollten im Zuge einer Diskussion zur Ausgestaltung der „regionalen Flexibilitätsmärkte“ positiv beantwortet werden, ansonsten wäre das Vorhaben eher kontraproduktiv.

a. Ist es volkswirtschaftlich sinnvoll Angebot und Nachfrage lokal/regional auszugleichen, wenn bundesweit eine Kupferplatte angenommen wird?

Der volkswirtschaftliche Ansatz, Wirkleistung auf regionaler Ebene auszugleichen, setzt voraus, dass der Ausbau der Transport- und Netzkapazitäten teurer ist. In Deutschland wird Strom jedoch als homogenes Gut zentral gehandelt, Transportdistanzen und -kosten werden deshalb sozialisiert. Dieser Grundsatz hat mit der Verteilnetzstudie des BMWi³ eine Teil-Ausnahme erhalten. Für eine begrenzte Anzahl von Verteilnetzen ist ein „Kupferplattenausbau“ nicht sinnvoll. Empfohlen wird hier aus Effizienzgründen ein lokale Einspeisemanagement, also das Abregeln von Einspeisespitzen der Erneuerbaren Erzeugung, jedoch kein generelles, wettbewerbliches Lastmanagement.

b. Können kleinteilige Netzengpässe erfolgreich im Wettbewerb bewirtschaftet werden?

Angebot und Nachfrage haben für eine Netzengpassbewirtschaftung einen individuellen lokalen Wert. Je kleinteiliger die Engpässe sind, desto (geografisch) spezifischer müssen bei einem wettbewerblichem Ansatz die Rahmenbedingungen wie zum Beispiel Ausschreibungen sein. Je geringer die Liquidität solcher Ausschreibungen ist, desto unwahrscheinlicher ist die intendierte effiziente Bewirtschaftung. Bei einem alternativen pauschalisierten Herangehen, zum Beispiel über Netzentgeltermäßigungen ist

¹ BDEW-Roadmap Smart Grids www.bdew.de

² Regionale Flexibilitätsmärkte: www.vde.com

³ E-Bridge; Moderne Verteilnetze für Deutschland, 2014 www.bmw.de





wiederum eine Mengensteuerung kaum möglich, die eine effiziente Bewirtschaftung ebenso fraglich macht.

c. Netzentgelte gelten innerhalb eines Netzeigentums. Wie kann bei unvollständiger Entflechtung Diskriminierungsfreiheit gewährt werden?

Ein physikalischer Engpass betrifft nur im Ausnahmefall das gesamte Verteilnetz eines Betreibers. Eine Ausschreibung kann sich somit nur an jenen Teil der Kunden richten, die im entsprechenden Netzgebiet angeschlossen sind. Faktisch führt diese damit zu Sonderentgelten/Zahlungen an einzelne Kunden innerhalb dieser Gruppe. Bei Ausschreibungen, die innerhalb eines Verteilnetzes wirken, dessen Betreiber lediglich organisatorisch/gesellschaftsrechtlich entflochten ist, lassen sich nur mit erheblichem Regulierungs- und Kontrollaufwand wettbewerbsverzerrende Quersubventionierungen verhindern.

d. Warum sollten Netzengpässe auf Übertragungs- und Verteilnetzebene unterschiedlich bewirtschaftet werden?

Im Zuge der Festlegung der Bundesnetzagentur gemäß § 13 Abs. 1 Energiewirtschaftsgesetz⁴ (dem sogenannten Redispatch) wurde 2011 eine marktbezogene Bewirtschaftung der Übertragungsnetze diskutiert. Aufgrund ihres unterstellten Übergangscharakters - Ziel ist Netzausbau - sowie des mangelnden Wettbewerbs der erwarteten Angebote, wurde dieser Ansatz nicht weiter verfolgt. Entsprechend ist zu erörtern, warum diese Argumente für die Errichtung von kleinteiligeren Flexibilitätsmärkten in den nachgelagerten Netzebenen nicht oder nicht mehr gelten sollten.

Schlussfolgerung

Für das Vorhaben regionaler Flexibilitätsmärkte/Netzampel muss der Nachweis des energie- und volkswirtschaftlichen Mehrwertes noch erbracht werden. Erst bei einem grundsätzlich positiven Befund, der die Transaktionskosten und die Regulierungsaufwendungen einschließt, sollte der Ansatz weiter verfolgt werden. Empfehlenswert wäre dann eine Erprobung auf Übertragungsebene, die mit einer wissenschaftlichen Aufbereitung und Analyse einhergeht. Alternativ sollten die Prognosen für die Mengen und Kosten der Abregelung der Einspeisespitzen veröffentlicht werden. Sofern Lastmanagement dies zu geringeren Kosten darstellen kann, sollte dies den Zuschlag bekommen.

The Regulatory Assistance Project (RAP) bietet als globale Nichtregierungsorganisation technische und politische Unterstützung in den Bereichen Energie und Umwelt für Regierung und Behörden an. RAP wird ausschließlich von verschiedenen Stiftungen und öffentlichen Institutionen gemeinschaftlich finanziert. Entsprechend kann RAP unabhängig und frei von Partikularinteressen Staaten und Regierungen beraten und internationale Erfolgsbeispiele hierfür heranziehen. Die Leiter von RAP haben weitreichende Regulierungserfahrung aus früheren Tätigkeiten in Regierungen, Behörden und aus Politikberatungen. RAP ist bereits in mehr als 20 Ländern und 50 Provinzen und Bundesstaaten aktiv. Die Organisation unterhält Büros in den USA, China und Europa (in Brüssel und Berlin).

⁴ Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6-11-98 www.bundesnetzagentur.de