
Herausforderungen an den Netzausbau aus ökonomischer Sicht

Wissenschaftsdialog der BNetzA
Professor Dr. Justus Haucap
Bonn, 17. September 2015

Welche Herausforderungen stehen uns bevor?

- Umgestaltung der Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (Marktintegration, Technologieneutralität.....)
- Sicherstellen der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit im Gesamtmarkt als auch auf regionaler Ebene.
- Ausbau der Netze innerhalb Deutschlands und Europas.

Versorgungssicherheit

- Zahlreiche Vorschläge, wie der Energy-only-Markt (EOM) durch Kapazitätsmechanismen abzulösen oder mindestens zu ergänzen sei. Strommarkt 2.0 verzichtet weitgehend auf Kapazitätsmechanismen
- Der Verzicht auf weitgehende Kapazitätsmechanismen ist richtig, da ein Marktversagen des EOM nicht erkennbar ist.
- Aber: Regionale Engpässe müssen durch den Netzausbau (v.a. Nord-Süd) flankiert werden sowie idealerweise auch international. Jedoch: Eine *vollständige* Beseitigung aller Netzenspässe ist aus ökonomischer Sicht ineffizient. Frage von gesamtwirtschaftlichen Kosten und Nutzen.
- Zudem: Modernisierungs- und Innovationsbedarf bei Verteilnetzen.

Drei Faktoren verteuern tendenziell den Netzausbau

1. Entflechtung von Netz und Erzeugung, da sowohl bei erneuerbarer als auch konventioneller Erzeugung die Planung von Kraftwerken weitgehend unabhängig von den resultierenden Netzausbaukosten erfolgt, d.h. Stromerzeuger tragen nicht die gesamten Kosten des induzierten Netzausbaus (insbes. Netzverstärkung).
2. Planbarkeit des Netzausbaus schwierig, da Ausbaugeschwindigkeit der erneuerbaren nicht einfach zu steuern ist – Übergang zu einer stärkeren Mengensteuerung lindert dieses zweite Problem nun jedoch.
3. Mangelnde Akzeptanz für Netzausbau bei der (direkt) betroffenen Bevölkerung (NIMBY-Problem) – nun: Vorrang der Erdverkabelung.

Mögliche Lösungsansätze

- Stärkere Steuerung der Kraftwerksansiedlung, Stromeinspeisung und/oder Stromnachfrage (Lasten) im Raum durch (a) administrative Vorgaben oder (b) preisliche Signale.
 - Administrative Vorgaben problembehaftet, da sehr leicht Ineffizienzen entstehen können bzw. werden.
 - Preissignale entweder durch geographisch differenzierte (a) Strom-großhandelspreise oder (b) Netzentgelte.
- Höhere Planbarkeit wäre durch vollständigen Übergang zu einer Mengensteuerung beim EE-Ausbau möglich, jedoch nicht gewünscht.
- Lokale Akzeptanz wird durch Vorrang der Erdverkabelung sicher erhöht. Allerdings wird dies die Kosten der Stromversorgung noch einmal deutlich erhöhen.

Mögliche Neuregelung der Netzentgeltsystematik

Zwei Problemfelder:

1. Die individuelle Planung von Kraftwerksstandorten (konventionell und erneuerbar) berücksichtigt nicht, welcher Netzausbaubedarf dadurch ausgelöst wird (auch mitverursacht durch Unbundling).

Netzentgelte geben keine Anreize zur gesamtwirtschaftlich effizienten Standortwahl.

2. Die Eigenerzeugung wird künstlich wettbewerbsfähig (Netzparität), weil Steuern, EEG-Umlage und Netzentgelte individuell vermieden werden (nicht aber gesamtwirtschaftlich).

Netzentgelte bilden Kostenstruktur des Netzes nicht ab.

Geographische Differenzierungsmöglichkeiten

- Marktbasiertes Redispatch – Ausschreibung von Redispatching-Energie
Aber: Problem der geringen Liquidität regionaler Märkte, ggf. verbunden mit hoher (lokaler) Marktmacht, da knotengenaue Einspeisung ggf. nötig.
- Market Splitting (vgl. etwa Löschel et al., 2013) -
Aufhebung des einheitlichen Strompreises, erhöht – je nach Anzahl der Preiszonen – ebenfalls die Gefahr regional vermachteter Märkte, insbesondere beim Nodal Pricing. Zudem nicht wirksam für diejenigen EE, die nicht in den Markt integriert sind.
- Ausdifferenzierung der Netzentgelte mit G-Komponente -
präferierte Option der Monopolkommission im letzten SG (2013).

G-Komponente in ausgewählten Ländern

Land	Anteil am gesamten Netzentgelt (in %)	Regionale Anpassung
Belgien	9	Nein
Dänemark	4	Nein
Finnland	15	Nein
Frankreich	2	Nein
Irland	25	Ja
Norwegen	34	Ja
Portugal	7	Nein
Rumänien	18	Ja
Österreich	20	Nein
Schweden	25	Ja
Spanien	13	k. A.

Quelle: Haucap/Pagel (2013)

Netzentgelte in UK

Drei Elemente in den britischen Netzentgelten:

- *Connection Charges* für Netzanschluss und -ausbau, Instandhaltung und Betrieb,
- Entgelten für den *Transport Network Use of System* (TNUoS), also ein Entgelt für Nutzung der Netzinfrastruktur, und
- ein Entgelt für *Balancing Services Use of System* (BSUoS) zum Ausgleich von Lastschwankungen im System.

Die *Transport Network Use of System*-Charges sind geographisch differenziert nach 27 Einspeiseregionen (aktuell: - 5,8 bis + 25 £/kW) und 14 Entnahmeregionen (aktuell: 23,5 bis 46 £/kW plus 3,4 bis 6,1 p/kWh).

Kombination von Maßnahmen

- Die Schaffung von (nur) zwei Preiszonen allein wird relativ wenig bringen, um den Netzausbau zu reduzieren. Gleiches gilt für die Einführung einer geographisch differenzierten G-Komponente in Isolation.
- Mögliche Ergänzungen (vgl. Grimm et al., 2015):
 - Berücksichtigung des möglichen (marktbasierten) Redispatch bei Netzausbauplanung
 - Abregelung der Einspeisung von EE-Strom bei negativen Preisen (oder sogar Preisen $< x$ €/MWh)
- Wichtig: Eine Reduktion des Netzausbaubedarfs ist nur möglich, wenn Anreize zum (a) Zubau von Erzeugungskapazitäten und (b) Stromeinspeisung/Lastabwurf in Engpasszonen besteht (oder (c) Zubau von Stromnachfragern jenseits der Engpasszone).

Zur Netzparität / Eigenverbrauch

- Dezentrale Erzeugung ist gesamtwirtschaftlich nicht per se gut, Frage der gesamtwirtschaftlichen Kosten – was einzelwirtschaftlich (=betriebswirtschaftlich) sinnvoll ist, muss noch lange nicht gesamtwirtschaftlich (=volkswirtschaftlich) effizient sein.
- Sinnvoll: Änderung der Netzentgeltstruktur (signifikante fixe Komponente pro kW der maximalen Last plus geringere variable Komponente pro kWh)
- Und: Dasselbe im Prinzip für die EEG-Umlage.
- Die Netzparität wird dadurch zwar nicht aufgelöst, wohl aber die Eigenverbrauch-Spirale etwas gebremst.

Aktuelle Maßnahmen

- Das Weißbuch (Maßnahme 9) empfiehlt eine deutschlandweit einheitliches Netzentgelt für die Übertragungsnetze – kein Schritt in die richtige Richtung, perspektivisch ggf. problematisch, ja nach Ausgestaltung einer möglichen G-Komponente.
- Die empfohlene Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte für dezentrale Einspeisung ist dagegen ökonomisch sinnvoll.
- Vorteile des Ausbaus der europäischen Netze / Interkonnektoren
- Chancen und Roll-out von Smart Grids?
- Nebeneinander von Wärme-, Strom- und Gasnetzen.

Fazit

- Der Netzausbaubedarf wird prinzipiell durch die Rahmenbedingungen für die Planung der Standorte für Stromerzeugungskapazitäten und die tatsächliche Einspeisung (als auch die Entnahme) beeinflusst.
- Somit lässt sich der Netzausbaubedarf durchaus reduzieren. Sowohl Market Splitting als auch G-Komponente sind dafür prinzipiell geeignet.
- Erwägenswert ist zudem eine komplementäre Incentivierung und dann auch Berücksichtigung von Redispatching-Möglichkeiten bei Netzausbauplanung.
- Abregelung der EE-Einspeisung bei Preisen $< x$ €/MWh reduziert Netzausbau weiter.
- Reform der Netzentgelte erscheint ohnehin geboten.

Literaturhinweise

- Grimm, V., A. Martin, C. Sölch, M. Weibelzahl & G. Zöttl (2015), Congestion Management Regimes: Long Run Impacts, Präsentationsfolien, Paris 2015.
- Haucap, J. & B. Pagel (2013), „Ausbau der Stromnetze im Rahmen der Energiewende: Effizienter Netzausbau und effiziente Struktur der Netznutzungsentgelte“, *List Forum für Wirtschafts- und Finanzpolitik* 39, S. 235-254. auch verfügbar unter: <http://ideas.repec.org/p/zbw/diceop/55.html>
- Löschel, A. , F. Flues, F. Pothen & P. Massier (2013), „Den Strommarkt an die Wirklichkeit anpassen – Skizze einer neuen Marktordnung“, *et - Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 63 (10), S. 22-25.
- Monopolkommission (2013), Wettbewerb in Zeiten der Energiewende, 65. Sondergutachten, September 2013. <http://www.monopolkommission.de>

Vielen Dank für die Aufmerksamkeit

Professor Dr. Justus Haucap
Düsseldorf Institute for Competition Economics (DICE)
Heinrich-Heine-University of Düsseldorf
Universitätsstr. 1
D-40225 Düsseldorf, Germany
haucap@dice.hhu.de

www.dice.hhu.de



Twitter: @haucap