

KAPAZITÄTSMECHANISMEN IN EUROPA – QUANTITATIVE WIRKUNGSANALYSE VON NATIONALEN ALLEINGÄNGEN VERSUS KOORDINIERTEN MECHANISMEN

Michael BUCKSTEEG¹(*) , Christoph WEBER²

Motivation und Problemstellung

Aktuell wird in verschiedenen Europäischen Ländern die Einführung bzw. Weiterentwicklung von Kapazitätsmechanismen (KM) diskutiert. Vor allem in Frankreich, Großbritannien und Polen sind die Überlegungen weit vorangeschritten. Aufgrund der Entwicklungen hin zu einem Europäischen Strombinnenmarkt und der damit einhergehenden Integration der nationalen Versorgungssysteme ist eine rein nationale Betrachtung der Auswirkungen von KM nicht zielführend. In diesem Beitrag sollen daher die Auswirkungen von verschiedenen Szenarien im Hinblick auf die Einführung von KM modellgestützt untersucht werden.

Methodische Vorgehensweise

Bei der Modellierung von KM wird zunächst vorgelagert mit einem stochastischen Ansatz die zu deckende Kapazitätsnachfrage ermittelt. Mit einem Fundamentalmmodell werden dann die (langfristigen) Auswirkungen von KM auf den europäischen Strommarkt analysiert.

Der Ansatz zur **Bestimmung der Kapazitätsnachfrage** geht davon aus, dass die Wahrscheinlichkeit einer Kapazitätsunterdeckung bzw. einer freien Leistung ψ kleiner gleich Null ein vorab definiertes Sicherheitsniveau α (bspw. eine Stunde in zehn Jahren) nicht überschreiten darf. Die freie Leistung lässt sich durch Überlagerung der Verteilung der Last und der Verteilung der verfügbaren Leistung der Kraftwerke ermitteln. Unter vereinfachenden Annahmen, insbesondere der Prämisse einer Normalverteilung der verfügbaren Leistung (brauchbare Approximation ab ca. 30 Blöcke), lässt sich diese Forderung durch eine lineare Restriktion entsprechend Formel 1 annähern. Dabei wird die erforderliche Mindestkapazität P_0 mit einem iterativen Verfahren so bestimmt, dass $\widetilde{F}_\psi(0; P_0) = \alpha$ gilt. P_0 gibt die Mindestkapazität zur Gewährleistung des vorab definierten Sicherheitsniveaus bzw. die Kapazitätsnachfrage für einen umfassenden Kapazitätsmarkt an.

$$P \geq P_0 \Rightarrow \sum_{Geo} \sum_{Block} P_{Block} \geq P_0 \quad 1$$

wobei $P_{Block} \in \{\text{Kernkraft, Braunkohle, Steinkohle, Gas, Öl, Biomasse, Wasser}\}$

Geo: geographische Entität (Europa, CWE, Land)

Die Kapazitätsrestriktion berücksichtigt die installierte Leistung P aus konventionellen thermischen Kraftwerken, disponierbaren Erneuerbarenanlagen und Wasserkraftwerken. Entsprechend Formel 1 muss die Summe der installierten Leistung mindestens der Kapazitätsnachfrage entsprechen.

Diese Restriktion wird dann für weitergehende Analysen in das stochastische **Strommarktmodell E2M2s** (European Electricity Market Model – stochastic) integriert. Das Modell ist ein fundamentales Marktmodell zur Analyse von langfristigen Entwicklungen auf dem europäischen Strommarkt. Dem Systemmodell liegt ein kostenminimierender Ansatz zugrunde, der die Kosten des Betriebs des

¹ Michael Bucksteeg, Lehrstuhl für Energiewirtschaft, Universität Duisburg-Essen, Universitätsstraße 12, D-45117 Essen, Tel. +49 201/183-2967, Email: michael.bucksteeg@uni-due.de

² Christoph Weber, Lehrstuhl für Energiewirtschaft, Universität Duisburg-Essen, Universitätsstraße 12, D-45117 Essen, Tel. +49 201/183-2966, Email: christoph.weber@uni-due.de

bestehenden Kraftwerksparks und der Investitionen in neue Kraftwerke optimiert. Aspekte wie Anfahrkosten, Teillastwirkungsgrade thermischer Kraftwerke, der Einsatz von Speichern sowie die Nutzung von Übertragungskapazitäten haben Einfluss auf die Preisbildung auf Großhandelsmärkten und werden daher im Modell berücksichtigt. In den Szenarien mit Kapazitätsrestriktion können sich Kraftwerksinvestitionen über die Erlöse am Energy-Only- und Reservemarkt hinausgehend über Erlöse am Kapazitätsmarkt refinanzieren.³

Modellergebnisse

In ersten Modellrechnungen wird die Einführung nationaler Kapazitätsmärkte (KM) als Basisszenario mit einem europaweiten KM verglichen. Ein europaweiter KM mag in politischer Hinsicht aufgrund der vorhandenen nationalen Autarkiegedanken in naher Zukunft nicht realistisch sein. Sie stellt jedoch die Benchmarklösung aus europäischer Sicht dar und sollte im Hinblick auf die Integration der europäischen Energiemärkte nicht vernachlässigt werden. In Tabelle 1 wird die nach dem stochastischen Ansatz ermittelte Kapazitätsnachfrage dargestellt. Die Ergebnisse verdeutlichen, dass nationale Alleingänge zu einem wesentlich höheren Kapazitätsbedarf führen, da in jedem Land sicher verfügbare Leistung isoliert vorgehalten werden muss. Angesichts der gemeinsamen Vorhaltung ergibt sich beim europaweiten KM eine um rund 10 % geringere Kapazitätsnachfrage (674,4 ggü. 734,4 GW).

Tabelle 1: Kapazitätsnachfrage nationale KM vs. europaweiter KM

Land	P ₀ in GW	Land	P ₀ in GW	Land	P ₀ in GW	Land	P ₀ in GW	Land	P ₀ in GW		
AL	1,24	CH	14,13	FI	19,78	HU	7,99	PT	12,89		
AT	14,40	CZ	13,43	FR	128,03	IT	64,90	RO	11,16		
BA	2,76	DE	104,47	GB	84,26	NL	22,79	SE	36,94		
BE	18,88	DK	8,80	GR	14,50	NO	29,07	SI	3,04		
BG	8,03	ES	57,16	HR	4,23	PL	26,94	SK	5,50		
Summe nat. KM:					734,4	Summe europ. KM:					674,4

Der wesentlich geringere Kapazitätsbedarf schlägt sich auch in den Modellergebnissen des E2M2s nieder. Auf europäischer Ebene führt der gemeinsame KM zu einer jährlichen Ersparnis in Höhe von rund 4 Mrd. EUR bzw. 1,5 % der Gesamtsystemkosten. Darüber hinaus sind Standortverlagerungen von Investitionen zu beobachten. Führt die nationale isolierte Vorhaltung von Kapazitäten vor allem in Frankreich aufgrund hoher Lastspitzen in den Wintermonaten zu einem hohen Bedarf an Spitzenlastkraftwerken, wird der Kapazitätsbedarf bei einem europäischen KM unter Berücksichtigung von Netzrestriktionen durch Kapazitäten in den Nachbarländern Deutschland, Niederlande und Schweiz gedeckt. Des Weiteren führt der europaweite KM zu indirekten Effekten im Kapazitätsmix. Dadurch, dass weniger Gaskraftwerke als Spitzenlastkapazitäten vorgehalten werden, steigen die CO₂-Minderungskosten und entsprechend werden etwas mehr Erneuerbare zugebaut, verbunden mit einer besseren Auslastung von bestehenden Kraftwerken. Die niedrigeren Erlöse am Kapazitätsmarkt werden auch durch höhere Erlöse am Strommarkt teilweise kompensiert, dennoch sind die gesamten Systemkosten mit dem europaweiten Mechanismus niedriger.

Weitere Untersuchungen sollen insb. die Auswirkungen koordinierter Lösungen wie bspw. eines regional koordinierten KM im CWE-Gebiet oder auch einer europaweit koordinierten Festlegung des Kapazitätsbedarfs betrachten.

³ Für eine detaillierte Darstellung der Zielfunktion und Restriktionen sei auf **Swider/Weber (2007)**: The Costs of Wind's Intermittency in Germany: Application of a Stochastic Electricity Market Model. In: European Transactions on Electrical Power (2007) Nr. 17, S. 151-172, **Spiecker/Weber (2011)**: Integration of fluctuating renewable energy — A German case study, Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE; 08/2011 und **Spiecker/Vogel/Weber (2013)**: Ökonomische Bewertung von Netzentgängen und Netzinvestitionen, uwf UmweltWirtschaftsForum 05/2012; 17(4):321-331 verwiesen.