

Vorschlag für einen Preismechanismus zur Berücksichtigung der Einsatzflexibilität von Kraftwerken für marktwirtschaftlich finanzierte Kapazitätsreserven

Stellungnahme zum Grünbuch des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi)

AK Wirtschaftsinformatik und Energie

Prof. Dr. Andreas de Vries, FB Technische Betriebswirtschaft, FH Südwestfalen, Standort Hagen

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
2	Strommärkte	2
2.1	Das „Missing Money“ Problem	3
3	Flexibel einsetzbare Kraftwerke als Schlüssel zur Versorgungssicherheit	4
3.1	Maße für die Einsatzflexibilität eines Kraftwerks	4
3.2	Gebühren auf Inflexibilität am Spotmarkt	5
3.3	Kumulierte Inflexibilitätsgebühren zur Vergütung von Kapazitätsreserven	7
4	Zusammenfassung	8
5	Schlussfolgerungen	9

1 Einleitung

In der vorliegenden Stellungnahme zum Grünbuch des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie [1] wird die Vision eines künftigen Strommarktes mit durch Marktmechanismen finanzierter hoher Versorgungssicherheit dargestellt. Die Grundidee ist dabei, dass sich ein Kapazitätsmechanismus, sei es eine Kapazitätsreserve oder ein Kapazitätsmarkt, über die kürzerfristigen Strombörsen finanziert, nicht aber über behördlich den Verbrauchern auferlegte Gebühren. Dem Ansatz liegt einerseits die Überzeugung zugrunde, dass Preissignale und durch faire Marktmechanismen bewirkte Anreize generell zu einer effizienteren Kosten- und Leistungsbewertung führen als behördlich verordnete Gebührenbeträge, dass andererseits jedoch die aktuellen Strommärkte unzureichend Investitionsanreize zur Versorgungssicherheit bieten.

Zur Aufrechterhaltung und Optimierung der Versorgungssicherheit muss es einerseits an den Strombörsen Preissignale zum Einsatz hochflexibler Kraftwerke geben, andererseits müssen Anreize zur Bereitstellung von Reservekapazität geschaffen werden. Zu diesem Zweck wird ein Maß zur Bewertung der Einsatzflexibilität von Kraftwerken vorgeschlagen, definiert als eine umgekehrt proportional von der garantierten Anlaufzeit abhängigen Funktion. Der Ansatz geht zurück auf eine kürzlich vorab veröffentlichte und bei einer international renommierten Fachzeitschrift eingereichte Arbeit [12].

Entsprechend wird in dem vorliegenden Beitrag die Einsatzflexibilität (*operational flexibility*) von Kraftwerken als eine Schlüsseleigenschaft – neben der CO₂-Neutralität – zur Entwicklung eines nachhaltigen Strommarktdesigns dargestellt und damit die erste der in Kapitel 3.1 des Grünbuchs [1] erwähnten Flexibilitätsoptionen konkretisiert. Da in den aktuellen Marktmechanismen die Einsatzflexibilität keine Rolle spielt, bildet sie eine negative Externalität in Form von Risiken der Versorgungssicherheit, deren Schäden (Stromausfälle, Netzzusammenbrüche) die Verbraucher oder der Staat zu tragen haben (*moral hazard* [2, §13.3.1]). Eine weitere negative Konsequenz ist, dass Investitionsanreize zum Aufbau und zur Erhaltung einer langfristigen und flexiblen Kapazitätsreserve aktuell nicht gegeben sind (*Missing-Money-Problem* [4, 20]).

Um die Einsatzflexibilität eines Kraftwerks in dessen Preisbildung am Spotmarkt zu internalisieren, wird zunächst ein Maß definiert, welches die Einsatzflexibilität umso höher bewertet, je kürzer die garantierte Anlaufzeit des betreffenden Kraftwerks ist. Mit diesem Maß lassen sich dann prinzipiell die externen Kosten als eine Inflexibilitätsgebühr berechnen und somit als Kosten direkt in den Verkaufspreis des Kraftwerks internalisieren. Die kumulierten Inflexibilitätsgebühren der Spotmärkte können ferner anteilig die als Kapazitätsreserve für einen bestimmten Zeitraum bereitstehenden Kraftwerke vergüten, wobei grundsätzlich flexiblere Kraftwerke einen höheren Betrag erhalten als weniger flexible. Die Verzahnung eines Kapazitätsmechanismus mit den kurzfristigen Strombörsen als Finanzierungsquelle wird anhand eines abstrahierten Beispiels illustriert und die Konsequenzen diskutiert. Der Beitrag schließt mit einer Stellungnahme zum Grünbuch, insbesondere zu der in Kapitel 9 geforderten Grundsatzentscheidung zwischen „Strommarkt 2.0“ und Extra-Zahlungen für konventionelle Kraftwerke im Sinne eines Kapazitätsmarktes.

2 Strommärkte

Der Handel mit Strom unterscheidet sich wesentlich vom Handel üblicher materieller Güter. Einerseits kann Strom nicht in nennenswerter Menge gespeichert werden, so dass aus physikalischen Gründen Angebot und Nachfrage zu jedem Zeitpunkt nahezu exakt übereinstimmen müssen, die Angebotskapazität aber bei zu hoher Nachfrage nicht ausreicht und damit das Netz zusammenbricht [19, §11.6]. Zudem ist Strom ein perfekt homogenes Gut, d.h. es gibt keine

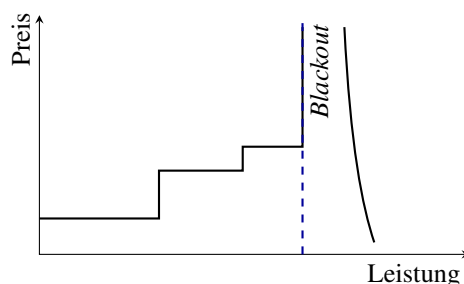


Abbildung 1. Blackout bzw. Netzzusammenbruch als Marktversagen aufgrund der Inelastizität der Nachfrage und begrenzter Angebotskapazität.

Produktdifferenzierung und Nachfrager sind indifferent gegenüber den Erzeugern. Die Kraftwerksbetreiber bilden damit ein Cournot'sches Oligopol, in welchem sie zwar die Angebotsmenge, nicht jedoch den Angebotspreis individuell bestimmen können. Der Strompreis bildet sich daher nahezu allein durch die Nachfrage.

Da ferner Angebot und Nachfrage ständig variieren, muss eine Kontrollstelle existieren, also ein Übertragungsnetzbetreiber, der die an das Netz angeschlossenen Erzeuger und Nachfrager passend schalten und gegebenenfalls Regelleistung beschaffen muss. Entsprechend gibt es Organisationsstrukturen von Strommärkten, um das natürliche Monopol des Netzwerksbetreibers von den potenziell wettbewerblichen Funktionen der Stromerzeugung und der Stromverteilung zu trennen. Dadurch werden zwei Arten von Strommärkten geschaffen, der Stromgroßhandel in Form einer Strombörse und der Energieversorgungshandel.

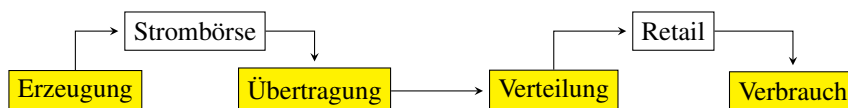


Abbildung 2. Strommärkte und physikalische Phasen.

2.1 Das „Missing Money“ Problem

In Deutschland ist das Strommarktdesign des offenen Handelsmodells realisiert [19, §11.6]. Es besteht aus voneinander abgegrenzten Märkten, einem Spotmarkt für den kurzfristigen Handel für Stromlieferungen innerhalb eines Tages, und Terminmärkten, die börslich oder OTC („over the counter“) organisiert sind, siehe Abbildung 3. Der Spotmarkt ist unterteilt in einen Intraday-

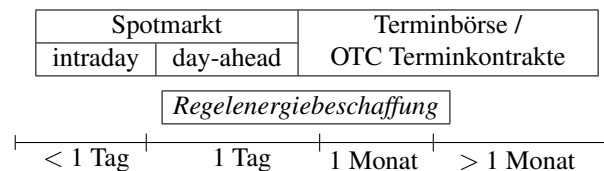


Abbildung 3. Zeitskalen der einzelnen Strommärkte. Modifiziert nach [19, S. 255].

Markt zum Handel innerhalb der nächsten Stunde, gestückelt in Intervallen von 5, 15 und 60 Minuten, und einen Day-ahead-Markt für Stromlieferungen am nächsten Tag. Die Preisbildung an den Börsen ergibt sich durch die Merit Order, also die kurzfristige Angebotsfunktion eines bestehenden Kraftwerksparks. Hierbei werden die Kraftwerke aufsteigend nach ihren Grenzkosten angeordnet, da bei kurzfristigem Einsatz eines Kraftwerks dessen Kapital- und Fixkosten nicht relevant sind und bei dieser Einsatzreihenfolge die Gesamtkosten am niedrigsten sind [19, §11.5.3].

Eine große theoretische Schwierigkeit dieser Preisbestimmung ist das „Missing-Money“ Problem, nach dem nur auf Grenzkosten basierende Spotmarktpreise keine Anreize zur Investition und Aufrechterhaltung einer Kapazitätsreserve bieten können [4, 20], siehe auch Abbildung 4. Aus diesem Grunde ist die Versorgungssicherheit eines auf Merit-Order basierenden Strommarktes nur zu gewährleisten, indem er durch einen Kapazitätsmechanismus ergänzt wird, durch den bereitgehaltene Kapazität vergütet wird [18, §2.5]. In der Literatur werden zwei grundsätzliche Kategorien von Kapazitätsmechanismen erwähnt, die strategische Reserve und Kapazitätsmärkte [3, 5, 7, 11, 13, 14]. Die *strategische Reserve* ist eine Art Feuerwehr für kurzfristige Notsituationen des Spotmarktes und besteht aus Kraftwerken, die nicht am Strommarkt teilnehmen. Auf *Kapazitätsmärkten* dagegen werden bereitzuhaltende Kapazitätsreserven

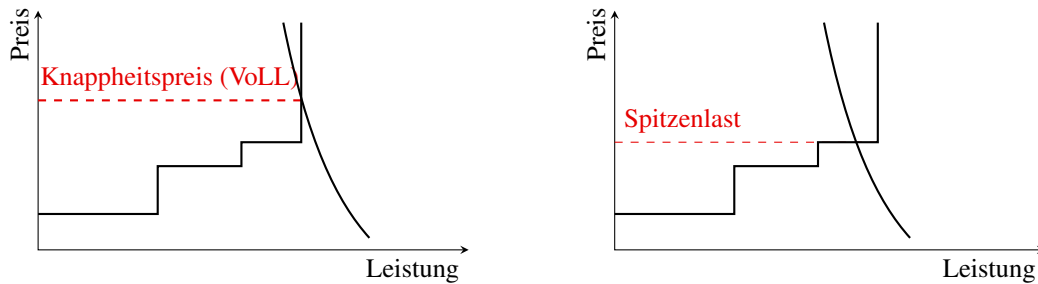


Abbildung 4. Nach der Theorie müsste zu Zeiten eines Unterangebots ein Knappheitspreis (VoLL: Value of Lost Load) am Strommarkt erzielt werden, der über den Grenzkosten der Spitzenlastkraftwerke liegt. In normalen Perioden ohne Knappheit allerdings werden mit dem Grenzkostenpreis selbst bei Spitzenlast die Investitions- und Vorhaltekosten einer Kapazitätsreserve gar nicht gedeckt.

gehandelt, wobei entweder ein Preismechanismus oder ein Mengenmechanismus den Markt bestimmt [5].

3 Flexibel einsetzbare Kraftwerke als Schlüssel zur Versorgungssicherheit

Als Schlüsselproblem wird nach [12] im vorliegenden Beitrag die Einsatzflexibilität eines Kraftwerks gesehen. Auf der einen Seite sind Kraftwerke und Stromquellen mit geringer kurzfristiger Einsetzbarkeit für eine garantierte Leistung über einen bestimmten Zeitraum nachteilig für einen Spotmarkt in einer Knappheitssituation, auf der anderen Seite sind Kraftwerke mit sehr schneller Verfügbarkeit wertvoll für einen Kapazitätsmechanismus, da sie besonders geeignet sind als Teil einer Kapazitätsreserve. Im Folgenden werden daher kurz der Ansatz von [12] dargestellt und dessen wesentliche Erkenntnisse für ein künftiges Strommarktdesign umrissen.

3.1 Maße für die Einsatzflexibilität eines Kraftwerks

Die Einsatzflexibilität eines gegebenen Kraftwerks sollte nach [12] von seiner garantierten Anlaufzeit $t_s \in [0, \infty)$ abhängen, die als derjenige Zeitraum definiert ist, den das Kraftwerk zur Bereitstellung einer garantierten Stromleistung benötigt. Mathematisch kann dies in die Forderung gekleidet werden, dass ein Maß für die Einsatzflexibilität eines Kraftwerks eine reine Zahl zwischen 0 und 1 sein sollte, also eine Prozentzahl, mit der Eigenschaft, dass sie umso kleiner ist desto länger die garantierte Anlaufzeit. Als ein einfaches Beispiel für ein solches Maß wird in [12] die Funktion $\varphi : [0, \infty) \rightarrow [0, 1]$,

$$\varphi(t_s) = \frac{1}{t_s + 1}. \quad (1)$$

angegeben. Tabelle 1 listet beispielhaft typische garantierte Anlaufzeiten t_s und die entsprechenden Flexibilitätsmaße $\varphi(t_s)$ einiger Kraftwerkstypen auf. Zu beachten ist, dass hier eine Windkraftanlage eine verschwindende Einsatzflexibilität aufweist, da aufgrund der hohen Volatilität der Winde eine vorgegebene Stromleistung für einen bestimmten künftigen Zeitraum nicht garantiert werden kann. Die höchsten Einsatzflexibilitäten dagegen haben Wasserkraftwerke und Gasturbinen.

Kraftwerk	Garantierte Anlaufzeit [h]	φ	Grenzkosten p_i^{mc} [€/MWh]
Windkraftanlage	∞	0,000	—
Wasserkraftwerk	0.02	0,979	—
Gasturbine	0.12	0,893	90
Blockheizkraftwerk (BHKW)	0.17	0,855	—
Gas-und-Dampfturbine (Gas/Dampf)	5	0,167	50
Steinkohlekraftwerk	6	0,143	60
Braunkohlekraftwerk	9	0,100	40
Kernkraftwerk	50	0,020	5

Tabelle 1. Typische Anlaufzeiten und ihre entsprechenden Einsatzflexibilitäten, und ebenso deren typische Grenzkosten (ohne Emissionszertifikate). Daten nach [10, p 71] (Anlaufzeiten) und [21, p 3] (Grenzkosten).

3.2 Gebühren auf Inflexibilität am Spotmarkt

Für jedes an einem Spotmarkt teilnehmende Kraftwerk bietet dessen Betreiber eine Verkaufsgebot für eine bestimmte Stromleistung. Am Markt werden alle diese Verkaufsgebote gesammelt und der durch die Kaufgebote und die Merit Order gegebene markträumende Preis berechnet [6, 8, 22, 16], für eine Einführung in die Theorie siehe auch [9, §6.5, §7.4.5]. Nach [12] wird nun die Einsatzflexibilität jedes Kraftwerks in dessen Verkaufsgebot eingepreist, indem eine Gebühr abhängig von der Einsatzflexibilität auf die Grenzkosten aufgeschlagen wird. Diese Gebühr wiederum hängt ab von einem marktweiten Referenzpreis p_0 . Seien genauer alle am Spotmarkt beteiligten Kraftwerke mit $i = 1, 2, \dots, n$ durchnummeriert und sei weiter p_i^{mc} der Betrag der Grenzkosten des Kraftwerks i , inklusive der Emissionszertifikate; p_i^{mc} ist also genau derjenige Preis, der auf einem Spotmarkt derzeit geboten würde [21]. Dann ist das Verkaufsgebot p_i des Kraftwerks i unter Berücksichtigung seiner Einsatzflexibilität φ_i durch die Formel

$$p_i = p_i^{mc} + (1 - \varphi_i) p_0 \quad (2)$$

gegeben. Der marktweit konstante Referenzpreis p_0 wird hierbei durch die Regulierungsbehörde, also beispielsweise die Bundesnetzagentur, festgelegt und ist damit eine politische oder marktregulatorische Größe und kann derzeit ökonomisch nicht abgeleitet werden. Der Betrag ist prinzipiell willkürlich festsetzbar, allerdings ist die Wirkung der Einsatzflexibilität auf den Spotmarkt umso schwerwiegender, desto höher er ist. Er sollte hoch genug sein, um effizient

Kraftwerk	φ	$1 - \varphi$	Grenzkosten p_i^{mc} [€/MWh]	Verkaufsgebot p_i [€/MWh]	
				$p_0 = 10$	$p_0 = 70$
Windkraftanlage	0,000	1,000	1	11	71
Wasserkraftwerk	0,980	0,020	1	1	2
Gasturbine	0,893	0,107	90	91	98
Blockheizkraftwerk (BHKW)	0,855	0,145	50	51	60
Gas- und Dampfturbine (Gas/Dampf)	0,167	0,833	50	58	108
Steinkohlekraftwerk	0,143	0,857	60	69	120
Braunkohlekraftwerk	0,100	0,900	40	49	103
Kernkraftwerk	0,020	0,980	5	15	74

Tabelle 2. Einsatzflexibilitäten gegeben durch Tabelle 1, und die resultierenden Differenzen der Verkaufsgebote in Abhängigkeit zu den Referenzpreisen $p_0 = 10$ €/MWh and $p_0 = 70$ €/MWh.

Anreize zur Bereitstellung hochflexibler Kraftwerke für Netznotfälle oder Blackouts zu schaffen, aber auch niedrig genug, um zu drastische Änderungen der Merit-Order am Spotmarkt zu verhindern, die einen permanenten Einsatz hochverfügbarer Kraftwerke bewirken, so dass sie gerade nicht mehr als Kapazitätsreserve bereitstehen. (siehe Abbildung 5).

Beispiel 3.1. Betrachten wir das kleine aus den acht Kraftwerken aus Tabelle 1 bestehende Stromnetz. Dann sind die durch die jeweiligen Inflexibilitätsgebühren resultierenden Verkaufsgebote in Abhängigkeit verschiedener Referenzpreise p_0 in Tabelle 2 aufgeführt. Ist der Referenzpreis zu gering (hier $p_0 = 10 \text{ €/MWh}$), so ändern die modifizierten Verkaufsgebote die Merit Order der Kraftwerke nicht, während ein genügend hoher Referenzpreis (z.B. $p_0 = 70 \text{ €/MWh}$) sie sehr wohl verändert, wie Abbildung 5 zeigt. Eine Gebühr mit einem zu hohen

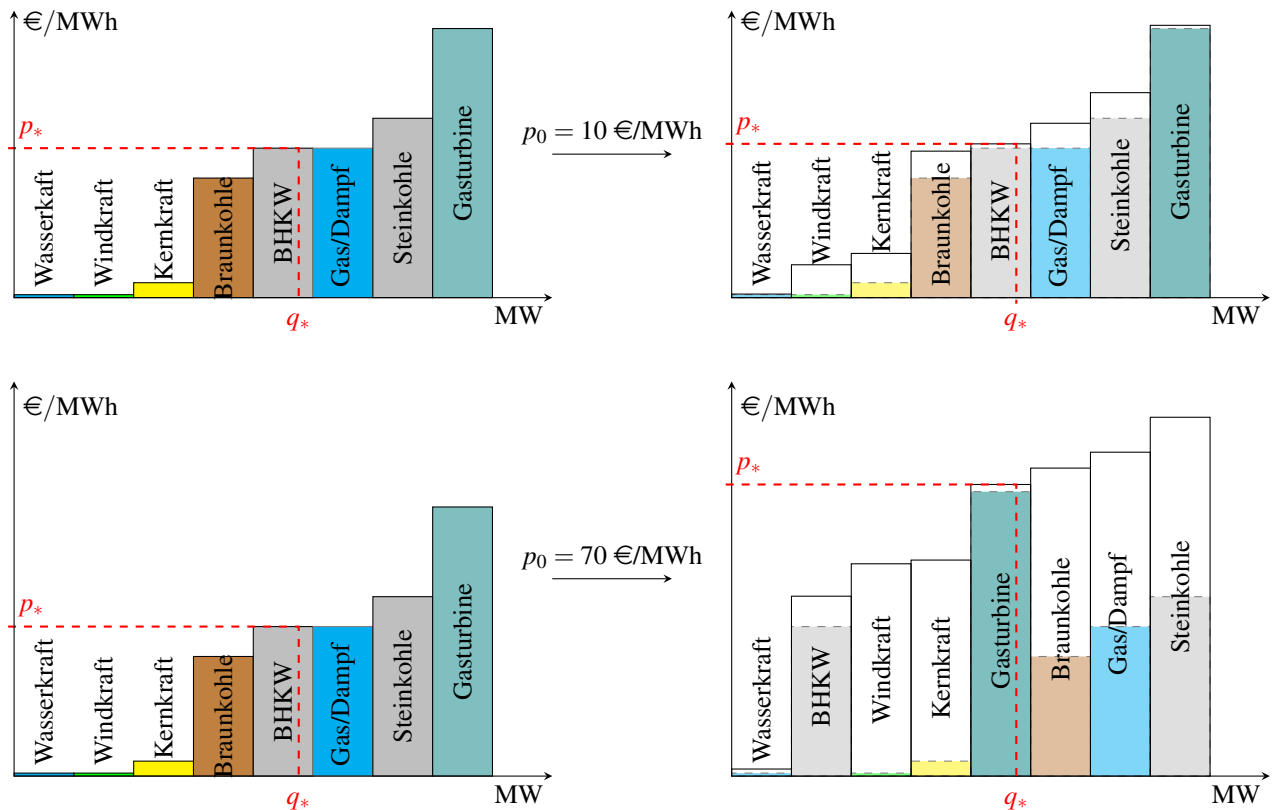


Abbildung 5. Effekt der Gebühr auf Einsatzinflexibilität auf den Strompreis p_* für den Kraftwerkspark aus Tabelle 2, links jeweils ohne und rechts mit Berücksichtigung der Einsatzflexibilität. Der Referenzpreis ist oben mit $p_0 = 10 \text{ €/MWh}$ angenommen und unten mit $p_0 = 70 \text{ €/MWh}$. Für eine gegebene Nachfragemenge q_* an Stromleistung erhöht sich der markträumende Preis mehr oder weniger moderat, abhängig von p_0 . Für eine sehr hohe Gebühr auf Einsatzinflexibilität, wie im unteren Fall, kann dadurch die Merit Order sogar verändert werden.

Referenzpreis p_0 kann daher im Extremfall sogar kontraproduktiv wirken, da wie in unserem Beispielnetz hoch flexible Gasturbinen sich im Geld befinden und so bereits bei normaler Nachfrage im Einsatz sind und für eine Kapazitätsreserve nicht bereitstehen. Im Falle einer plötzlichen Knappheit oder eines Blackouts wäre damit die Versorgungssicherheit des Stromnetzes kurzfristig sogar schlechter gewährleistet als mit der ursprünglichen Merit Order.

Außerdem ist erkennbar, dass eine Erhöhung des Referenzpreises p_0 zu einer Erhöhung des Strommarktpreises führt. Die Beträge sind dabei allerdings nicht linear verknüpft, sondern können abhängig von der Merit Order Unstetigkeiten aufweisen.

Die Gesamtsumme der Gebühren auf Einsatzinflexibilität schließlich errechnet sich in unserem Beispiel auf 48.4 €/MWh für $p_0 = 10 \text{ €/MWh}$ oder 339 €/MWh im Falle $p_0 = 70 \text{ €/MWh}$. Bei der in den Szenarien in Abbildung 5, angenommenen Nachfragemenge q_* sind nur fünf Kraftwerke im Einsatz. Die realisierten Gewinne hängen dabei von dem Referenzpreis p_0 ab und sind in der folgenden Tabellen angegeben.

$p_0 = 10 \text{ €/MWh}$		$p_0 = 70 \text{ €/MWh}$	
Power plant	Profit for q_*	Power plant	Profit for q_*
Windkraft	40 €/MWh	Windkraft	27 €/MWh
Wasserkraft	50 €/MWh	Wasserkraft	95 €/MWh
BHKW	0 €/MWh	BHKW	37 €/MWh
Braunkohle	2 €/MWh	Gasturbine	0 €/MWh
Kernkraft	37 €/MWh	Kernkraft	24 €/MWh

Nehmen wir der Einfachheit halber an, dass die Nachfrage über einen gegebenen Zeitraum von einer Stunde Dauer konstant bei $q_* = 25 \text{ MW}$ sei (so dass die in diesem Zeitraum nachgefragte Energie $E = 25 \text{ MWh}$ beträgt) und alle Kraftwerke dieselbe Leistung von beispielsweise 5 MW liefern. Dann beträgt die Gesamtsumme der Inflexibilitätsgebühren der fünf Kraftwerke im Einsatz genau

$$C_f = (10 + 1 + 1 + 9 + 10) \cdot 5 = 205 \text{ €/h}, \quad (3)$$

für den Referenzpreis $p_0 = 10 \text{ €/MWh}$, und

$$C_f = (70 + 1 + 8 + 10 + 69) \cdot 5 = 790 \text{ €/h}, \quad (4)$$

für den Referenzpreis $p_0 = 70 \text{ €/MWh}$. Diese Summe kann dann auf Kraftwerke einer Kapazitätsreserve nach einem weiter unten definierten Schlüssel verteilt werden und so deren Bereitschaft während dieses Zeitraums vergüten. \diamond

Das prototypische Netz in Beispiel 3.1 zeigt die möglichen direkten Konsequenzen der Inflexibilitätsgebühr für den Strommarkt. Im Wesentlichen bezahlt durch den in Gleichung (2) dargestellten Zusammenhang ein Kraftwerk mit niedriger Einsatzflexibilität mehr als eines mit hoher. Kritisch ist die Höhe des Referenzpreises p_0 , die marktweit durch die Regulierungsbehörde festzulegen ist. Wird der Referenzpreis zu hoch angesetzt, so kann er die Merit Order zu stark verändern und zu dem kontraproduktiven Effekt führen, dass besonders flexible Kraftwerke am kurzfristigen Spotmarkt zum Einsatz kommen, Stromquellen aus erneuerbaren Energien verdrängen und für eine Kapazitätsreserve gerade nicht mehr zur Verfügung stehen. Wird er jedoch zu niedrig veranschlagt, so wird zu wenig Geld zusammenkommen, um eine Kapazitätsreserve ausreichend zu finanzieren. Präzisere Simulationen und weitere Erfahrungswerte werden also nötig werden, um die optimale Höhe des Referenzpreises zu ermitteln. Hinweise für weitere theoretische Untersuchungen könnten Elemente der optimalen Besteuerung nach Ramsey [15], die Regulierungstheorie [19, §13] oder die Spitzenlasttarifizierung [17] ergeben.

3.3 Kumulierte Inflexibilitätsgebühren zur Vergütung von Kapazitätsreserven

Ein Kraftwerk, das einer Leistungsreserve zur Absicherung bei Angebotsknappheit oder Stromausfällen beiträgt, sollte eine hohe Einsatzflexibilität aufweisen. Pragmatisch sei daher für ein Kraftwerk, das zu einer Kapazitätsreserve beitragen soll, eine Einsatzflexibilität von

$$\varphi > \frac{1}{2}, \quad (5)$$

erforderlich, also eine garantierte Anlaufzeit von weniger als einer Stunde. Ferner darf ein Kraftwerk der Kapazitätsreserve nicht an einem Spotmarkt teilnehmen.

Weiter seien die k Kraftwerke der Kapazitätsreserve durch die Indizes $i = 1, \dots, k$ eindeutig gekennzeichnet, so dass φ_i die Einsatzflexibilität und P_i die (in MW gemessene) Kapazität von

Kraftwerk i ist, und sei C_f die Gesamtsumme der auf dem Spotmarkt in einem gegebenen vergangenen Zeitraum, beispielsweise dem vergangenen Tag, kumulierten Inflexibilitätsgebühren. Dann ist die *Bereitschaftsvergütung* ρ_i für Kraftwerk i in dem Zeitraum durch die Formel

$$\rho_i = \frac{\varphi_i P_i}{P_{\text{flex}}} C_f \quad [\text{€/h}] \quad \text{mit} \quad P_{\text{flex}} = \sum_{j=1}^k \varphi_j P_j \quad (6)$$

gegeben. Nach Konstruktion gilt damit $\sum_1^k \rho_i = C_f$, d.h. die Summe über die Bereitschaftsvergütungen aller an der Kapazitätsreserve beteiligten Kraftwerke ist gleich der Gesamtsumme der Inflexibilitätsgebühren am Spotmarkt. Die Leistungsmenge P_{flex} ist die gewichtete Summe aller verfügbaren Kapazitäten, wobei die Gewichte genau die jeweiligen Einsatzflexibilitäten sind.

Beispiel 3.2. In dem Kraftwerkspark aus Beispiel 3.1 erfüllen nur drei Kraftwerke die Bedingung (5) und können als Kapazitätsreserve dienen, die Wasserkraftanlage, das Blockheizkraftwerk und die Gasturbine. In Tabelle 3 sind deren Kapazitäten und die sich daraus mit Gleichung

Kraftwerk	φ	Kapazität [MW]	ρ_i [€/h]			
			$C_f = 205 \text{ €/h}$		$C_f = 790 \text{ €/h}$	
Wasserkraftanlage	0,980	5	74	—	284	—
Gasturbine	0,893	5	67	105	259	404
Blockheizkraftwerk (BHKW)	0,855	5	64	100	247	386

Tabelle 3. Die drei Kraftwerke aus Beispiel 3.2, die zu einer Kapazitätsreserve beitragen können, und ihre Bereitschaftsvergütungen ρ_i in Abhängigkeit zur Gesamtsumme der auf dem Spotmarkt erhobenen Inflexibilitätsgebühr.

(6) ergebenden Bereitschaftsvergütungen aufgeführt, abhängig von der Gesamtsumme der Inflexibilitätsgebühren des Spotmarktes. Für Details zum Berechnungsalgorithmus sei auf die Tabellenkalkulation <http://math-it.org/climate/operational-flexibilities.xls> verwiesen. \diamond

4 Zusammenfassung

In diesem Beitrag wurde die Einsatzflexibilität von Kraftwerken als eine Schlüsseleigenschaft neben der CO₂-Neutralität zur Entwicklung eines nachhaltigen Strommarktdesigns dargestellt, wie sie in [12] vorgeschlagen wurde. Damit wird die erste der in Kapitel 3.1 des Grünbuchs [1] erwähnten Flexibilitätsoptionen konkretisiert. Da jedoch in den aktuellen Marktmechanismen die Einsatzflexibilität keine Rolle spielt, bildet sie zur Zeit eine negative Externalität in Form von Risiken der Versorgungssicherheit, deren Schäden (Stromausfälle, Netzzusammenbrüche) die Verbraucher oder der Staat zu tragen haben (*moral hazard* [2, §13.3.1]). Eine weitere negative Konsequenz ist, dass Investitionsanreize zum Aufbau und zur Erhaltung einer langfristigen und flexiblen Kapazitätsreserve aktuell nicht gegeben sind (*Missing-Money-Problem* [4, 20]).

Um die Einsatzflexibilität eines Kraftwerks in dessen Preisbildung am Spotmarkt zu internalisieren, wurde zunächst als ein Maß dafür in Gleichung (1) eine Funktion φ definiert, die die Einsatzflexibilität umso höher bewertet, je kürzer die garantierte Anlaufzeit des Kraftwerks ist. Mit diesem Maß lassen sich nun prinzipiell die externen Kosten als eine Inflexibilitätsgebühr berechnen, die damit direkt in den Verkaufspreis des Kraftwerks internalisiert werden. Zu diesem Zweck ist in Gleichung (2) ein marktweiter Referenzpreis p_0 durch die Regulierungsbehörde festzulegen. Die kumulierten Inflexibilitätsgebühren der Spotmärkte können nun anteilig die als Kapazitätsreserve für einen bestimmten Zeitraum bereitstehenden Kraftwerke vergüten, wobei grundsätzlich flexiblere Kraftwerke einen höheren Betrag erhalten als inflexiblere, siehe Gleichung (6). Die Methodik dieses Ansatzes und die sich daraus ergebende Verzahnung der Spotmärkte und des Kapazitätsmechanismus wurde exemplarisch skizziert (Beispiele 3.1 und 3.2).

5 Schlussfolgerungen

Das Grünbuch des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie [1] fordert in Kapitel 9 eine Grundsatzentscheidung zwischen einem unter Flexibilitäts Gesichtspunkten optimierten und in ein Versorgung sicherndes Maßnahmenbündel eingebundenen „Strommarkt 2.0“ auf der einen Seite und Extra-Zahlungen für konventionelle Kraftwerke im Sinne eines Kapazitätsmarktes auf der anderen Seite. Aus unserer Sicht spricht mehr für die erste Option, also einen optimierten Strommarkt, neben den im Kapitel 8 des Grünbuchs erwähnten sogenannten „Sowieso-Maßnahmen“ [1] zum ökologisch nachhaltigen Umbau der Energieversorgung.

Die Schaffung eines Kapazitätsmechanismus wird jedoch allein aus theoretischen Überlegungen notwendig sein, da aufgrund des „Missing Money“ Problems ein kurzfristig ausgerichteter Spotmarkt nicht ausreichend Investitionsanreize für eine Kapazitätsreserve liefern kann. Die Finanzierung eines solchen Kapazitätsmechanismus sollte jedoch nicht durch den *Verbrauchern* auferlegten Gebühren erfolgen, sondern über eine Inflexibilitätsgebühr den *Stromerzeugern*. Zwar zahlt auf diese Weise am Ende natürlich der Verbraucher, aber dies geschieht durch marktwirtschaftliche Mechanismen effizient, und volkswirtschaftlich werden so die externen Kosten von Inflexibilität internalisiert. Da der vorgeschlagene Vergütungsmechanismus zudem unabhängig von der realisierten Art des Kapazitätsmechanismus ist, wird er auch offen für eine künftige Harmonisierung eines europaweiten Strommarktsystems bleiben.

Literatur

- [1] BMWI: *Ein Strommarkt für die Energiewende. Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch)*. Berlin, 2014. – <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Strommarkt-der-Zukunft/gruenbuch.html>
- [2] BOFINGER, P.: *Grundzüge der Volkswirtschaftslehre. Eine Einführung in die Wissenschaft von Märkten*. 2. München : Pearson Studium, 2007
- [3] CRAMTON, P.; OCKENFELS, A.: ‘Ökonomik und Design von Kapazitätsmärkten im Stromsektor’. In: *Energiwirtschaftliche Tagesfragen* 61 (2011), Nr. 9, S. 14–15. – <http://www.cramton.umd.edu/papers2010-2014/cramton-ockenfels-economics-and-design-of-capacity-markets.pdf>
- [4] CRAMTON, P.; OCKENFELS, A.: ‘Economics and design of capacity markets for the power sector’. In: *Zeitschr. f. Energiwirtschaft* 36 (2012), S. 113–134. – doi 10.1007/s12398-01-0084-2
- [5] CRAMTON, P.; OCKENFELS, A.; STOFT, S.: *Capacity Market Fundamentals*. <http://www.cramton.umd.edu/papers2010-2014/cramton-ockenfels-stoft-capacity-market-fundamentals.pdf>, September 2013
- [6] DAS, R.; HANSON, J. E.; KEPHART, J. O.; TESAURO, G.: Agent-human interactions in the continuous double auction. In: *Proceedings of the 17th International Joint Conference on Artificial Intelligence* Bd. 2. San Francisco : Morgan Kaufmann Publishers, 2001, S. 1169–1176. – <http://citeseer.ist.psu.edu/viewdoc/summary?doi=10.1.1.72.177>
- [7] ECKE, J.; HERRMANN, N.; HILMES, U.; KREMP, R.; MACHAREY, U.; NOLDE, A.; WOLTER, H.; ZANDER, W.: *Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland*. Berlin: VKU, März 2013. – <http://www.vku.de/energie/energiemarktdesign0.html> [2014-05-04]
- [8] EPEX: *EPEX Spot in the Power Market*. Paris Leipzig Wien : http://www.epexspot.com/en/company-info/epex_spot_in_the_power_market [2014-11-09], 2014
- [9] FUDENBERG, D.; TIROLE, J.: *Game Theory*. Cambridge : MIT Press, 1991
- [10] GRIMM, V.: *Einbindung von Speichern für erneuerbare Energien in die Kraftwerkseinsatzplanung. Einfluss auf die Strompreise der Spitzenlast*, Ruhr-Universität Bochum, Diss., 2007. – <http://www-brs.ub.ruhr-uni-bochum.de/net/html/HSS/Diss/GrimmVanessa/diss.pdf> (ISBN 978-3-934951-18-1)
- [11] HERRMANN, N.; ECKE, J.: ‘Auktionierung von Kapazitätsprämien für erneuerbare Energien – Vorschlag für eine Neugestaltung des Fördermechanismus’. In: *Vierteljahrshefte zur Wirtschaftsforschung* 82 (2013), Nr. 3, S. 137–153. – doi 10.3790/vjh.82.3.137

- [12] KIYAK, C. ; DE VRIES, A. : ‘Electricity markets regarding the operational flexibility of power plants’. In: *to appear* (2015). – <http://arxiv.org/abs/1502.00120>
- [13] MATTHES, F. C. ; SCHLEMMERMEIER, B. ; DIERMANN, C. ; HERMANN, H. ; HAMMERSTEIN, C. von: *Fokussierte Kapazitätsmärkte. Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem*. Berlin: WWF Deutschland, 2012. – <http://www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publikationen-PDF/Fokussierte-Kapazitaetsmaerkte.pdf>
- [14] NICOLOSI, M. : *Notwendigkeit und Ausgestaltungsmöglichkeiten eines Kapazitätsmechanismus für Deutschland*. Dessau: Umweltbundesamt, 12 2012. – <http://www.uba.de/uba-info-medien/4221.html>
- [15] RAMSEY, F. P.: ‘A Contribution to the Theory of Taxation’. In: *The Economic Journal* (1927), S. 47–61. – <http://www.jstor.org/stable/2222721>
- [16] SATTERTHWAITE, M. A. ; WILLIAMS, S. R.: ‘Bilateral trade with the sealed bid k -double auction: Existence and efficiency’. In: *Journal of Economic Theory* 48 (1989), Nr. 1, S. 107–133
- [17] STEINER, P. O.: ‘Peak loads and efficient pricing’. In: *The Quarterly Journal of Economics* 71 (1957), Nr. 4, S. 585–610. – doi 10.2307/1885712
- [18] STEUWER, S. D.: ‘Instrumente der Energiewende’. In: VARWICK, J. (Hrsg.): *Energiewende*. Schwalbach : Wochenschau Verlag, 2013 (Politische Bildung. Beiträge zur wissenschaftlichen Grundlegung und zur Unterrichtspraxis), S. 46–70
- [19] STRÖBELE, W. ; PFAFFENBERGER, W. ; HEUTERKES, M. : *Energiewirtschaft. Einführung in Theorie und Politik*. 3. München : Oldenbourg, 2012
- [20] TIETJEN, O. : *Kapazitätsmärkte. Hintergründe und Varianten mit Fokus auf einen emissionsarmen deutschen Strommarkt*. <http://germanwatch.org/de/4080>, April 2012
- [21] VON ROON, S. ; HUCK, M. : *Merit Order des Kraftwerkparks*. München : Forschungsstelle für Energiewirtschaft, 2010. – http://www.ffe.de/download/wissen/20100607_Merit_Order.pdf
- [22] WILSON, R. : ‘Incentive efficiency of double auctions’. In: *Econometrica* (1985), S. 1101–1115. – <http://www.jstor.org/stable/1911013>