

Energiewirtschaftliches Gutachten zu den Erfordernissen zur Ausgestaltung des Marktdesigns für einen Kapazitätsmarkt Strom

Abschlusspräsentation
Stand 20. Dezember 2011



Ausgangslage und Zweck des Vortrages

Die neue Landesregierung hat **Ziele formuliert**, um die Energiewende in Baden-Württemberg voranzubringen und das Land zur führenden Energie- und Klimaschutzregion zu machen.

Hierzu gehören neben dem beschlossenen **Ausstieg aus der Atomenergie** insbesondere

- die Förderung des Klimaschutzes und der **erneuerbaren Energien**,
- die Schaffung von **Marktanreizen für Investitionen in Erdgaskraftwerke** und KWK-Anlagen,
- die Unterstützung von Innovationen zum Ausbau von **Energienetzen und -speicherung**.

In diesem Zusammenhang hat das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft von Baden-Württemberg (Umweltministerium) die LBD-Beratungsgesellschaft mbH (LBD) beauftragt, ein Gutachten zu erstellen.

Ziel des Gutachtens ist es, vor dem **Hintergrund** eines **Ausstiegs aus der Atomenergie** eine **Methode für die Ermittlung des Bedarfs und sofern erforderlich für die Beschaffung** neuer, hocheffizienter und flexibler **Kapazitäten unter Beibehaltung der Versorgungssicherheit** in Deutschland darzustellen.

Ziel des Gutachtens ist es außerdem, die **notwendigen Voraussetzungen** und **ordnungspolitischen Anforderungen** an ein entsprechendes **Marktdesign** für eine Erneuerung der Stromerzeugung in Deutschland zu beschreiben.

Zweck dieser Präsentation ist es, den **Abschlussbericht** zum Gutachten vorzustellen.

Ziele dieses Vortrages

- || Darstellung der bestehenden Marktsituation
- || Begründung des Erfordernisses eines Kapazitätsmarktes aus dem bestehenden grenzkostenbasierten Marktdesign in Deutschland
- || Herleitung des grundsätzlichen Kapazitätsbedarfs
- || Vorstellung einer Methode zur Ermittlung und Beschaffung benötigter Kapazitäten
- || Vorstellung eines wettbewerbsbasierten Marktdesigns zur Schaffung ausreichender Investitionsanreize und zur Erreichung der Klimaschutzziele

Im Gutachten liegt der Fokus auf Betrachtungen für den gesamtdeutschen Stromerzeugungssektor.



Gliederung dieses Vortrages

1. Analyse der Erzeugermargen für Steinkohle- und Erdgaskraftwerke
2. Entwicklung der Stromgroßhandelspreise in einem grenzkostenbasierten Markt mit intensivem Wettbewerb
3. Erläuterung der Wirkung des CO₂-Handels auf die Preisbildung in der Merit Order und Bedeutung einer flachen Merit Order für die Margensituation
4. Wirkung des energiepolitischen Rahmens auf die Merit Order
5. Ableitung der Anforderungen an ein neues Marktdesign für einen Kapazitätsmarkt
6. Qualitative Erläuterung des Kapazitätsbedarfs und Bestimmung des Begriffs »Kapazitäten«
7. Entwicklung eines Kapazitätsmarktdesigns
8. Kapazitätsmarktempfehlungen der LBD



01

Analyse der Erzeugermargen für Steinkohle- und Erdgaskraftwerke

Entwicklung der Erzeugermargen von Steinkohle- und GuD-Kraftwerken

Betreiber von Steinkohle- und Erdgaskraftwerken decken derzeit lediglich ihre fixen Betriebskosten und erzielen keine erheblichen Deckungsbeiträge auf Kapitalkosten.

Höhere Margen in 2006/2007 oder 2008/2009 sind nicht fundamental durch Knappheitspreissignale begründet, sondern beruhen auf Ungleichgewichten in der Marktmacht zwischen Anbietern und Nachfragern.

Hohe Wettbewerbsintensität ist ein bedeutendes ordnungspolitisches Ziel bei der Liberalisierung der Energiemärkte.

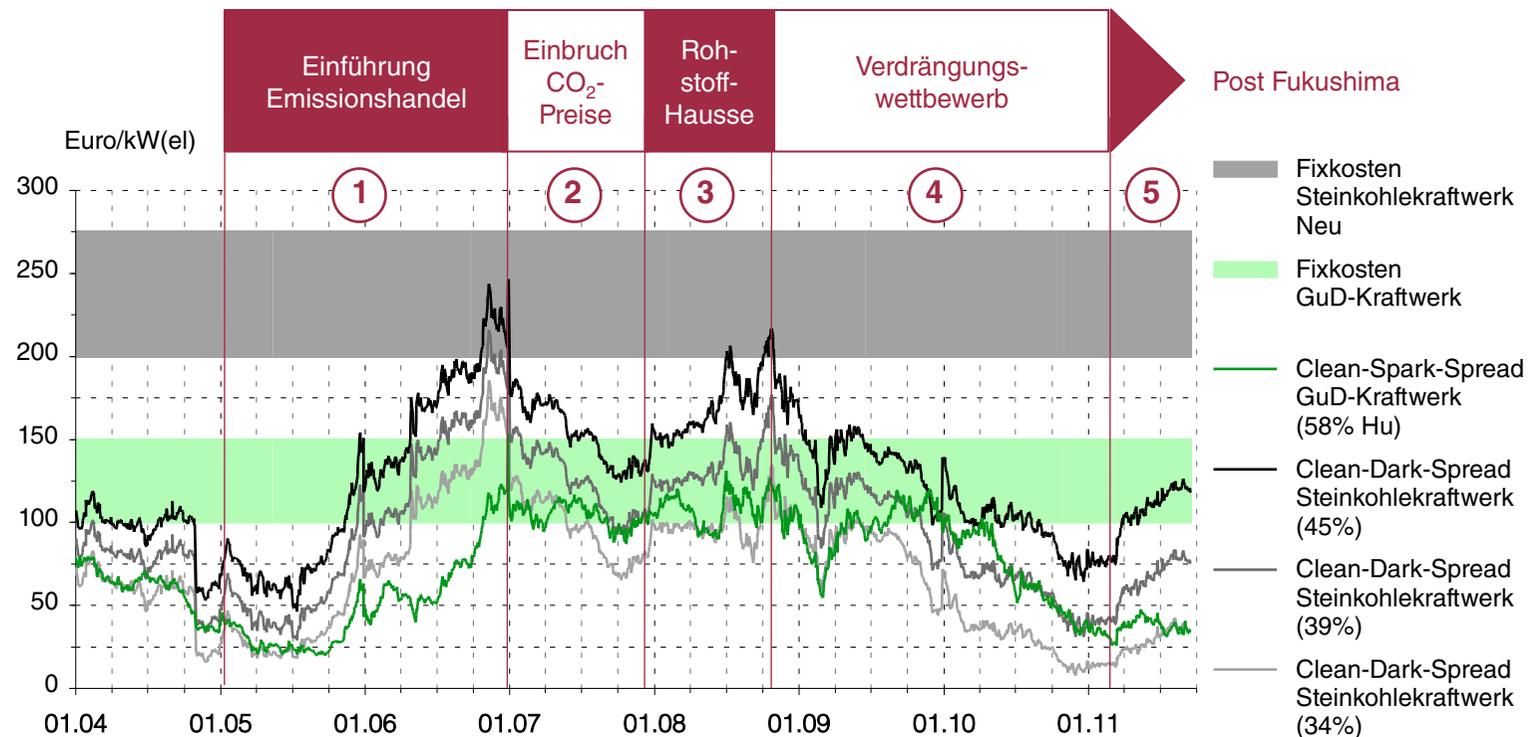
Das bestehende, auf Grenzkostenwettbewerb basierende Marktmodell schafft jedoch keine verlässlichen Rahmenbedingungen für Investitionen in die Erneuerung des deutschen Kraftwerksparks.

Die Grafik stellt die **Entwicklung der Erzeugermargen** verschiedener typischer Referenzkraftwerke dar. Die Preise für Strom, Brennstoffe und CO₂-Zertifikate ändern sich täglich. Für jeden Handelstag wird die Marge einer Stromlieferung im Folgejahr berechnet. Aus dieser Marge muss der Kraftwerksbetreiber seine fixen Kosten und seinen Gewinn decken.

- ① Die Einführung des **Emissionshandels** wurde genutzt, um über die Einpreisung der CO₂-Zertifikate hinaus die **Margen** im Erzeugungssektor signifikant zu erhöhen.
- ② Mit dem Einbruch der CO₂-Preise am Ende der 1. Handelsperiode brachen auch die Margen ein.

- ③ Mit der **Rohstoff-Hausse 2008** erreichten auch die Margen wieder Höchstniveau.
- ④ Mit der anschließenden **Wirtschaftskrise** sind Rohstoffpreise und Strommargen deutlich eingebrochen. **Seit 2008** haben sich die **Margen halbiert**.
- ⑤ Die Ereignisse von **Fukushima** haben nur zu einer **geringen Verbesserung** der Margen geführt.

Ursache sind erhebliche **Überkapazitäten** der Stromerzeugung mit der Folge **intensiven Wettbewerbs** unter den Kraftwerksbetreibern.



Quelle: EEX, Reuters, LBD-Analysen; Für Erläuterung der Methode siehe Anhang 1-3; Stand: 16.09.2011

02

Entwicklung der Stromgroßhandelspreise in einem grenzkostenbasierten Markt mit intensivem Wettbewerb



Preisspreads im Spotmarkt

Die Grafiken zeigen beispielhaft für die zweiten Halbjahre der Jahre 2008 und 2010 Punktwolken aus **vertikaler Netzlast und zeitgleichem Spotmarktpreis**. Preise oberhalb von 160 Euro/MWh im Jahr 2008 werden zugunsten der Skalierung nicht dargestellt.

Während **im zweiten Halbjahr 2008** bei gleicher Nachfrage eine **enorme Preisspreizung** in den

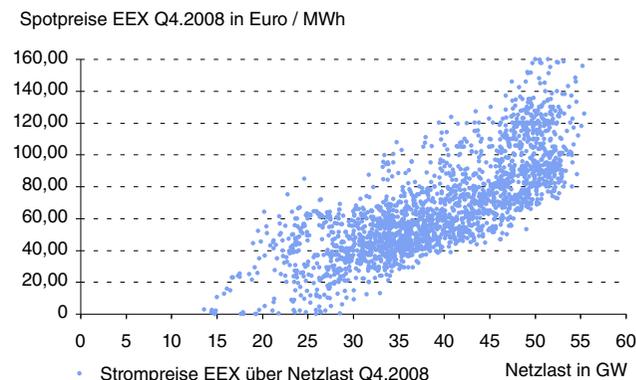
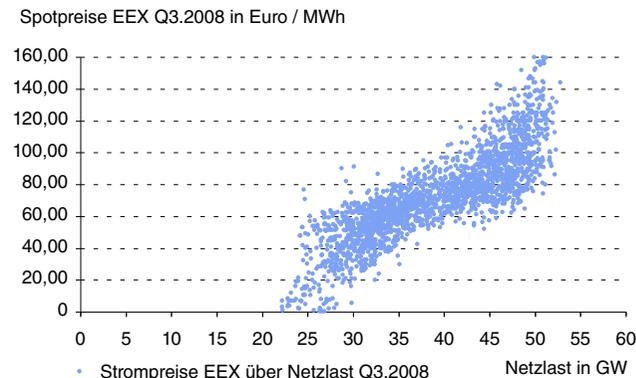
Spotmarktpreisen erreicht wurde, ist demgegenüber die **Preisspreizung im zweiten Halbjahr 2010 nur geringfügig**.

Die **Volatilität ist zurückgegangen**. Die Grafiken legen nahe, dass 2008 von Spekulation und Ausübung von Marktmacht und 2010 von intensivem Wettbewerb geprägt waren.

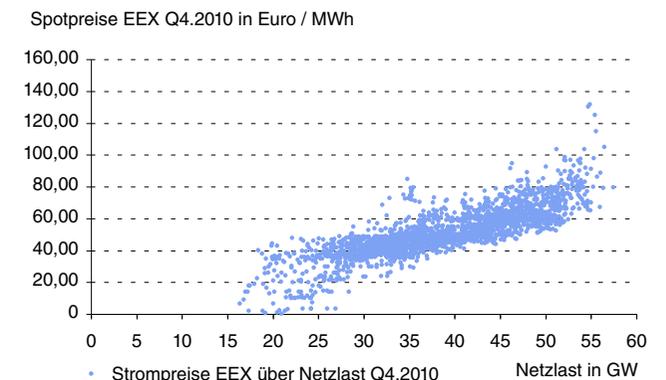
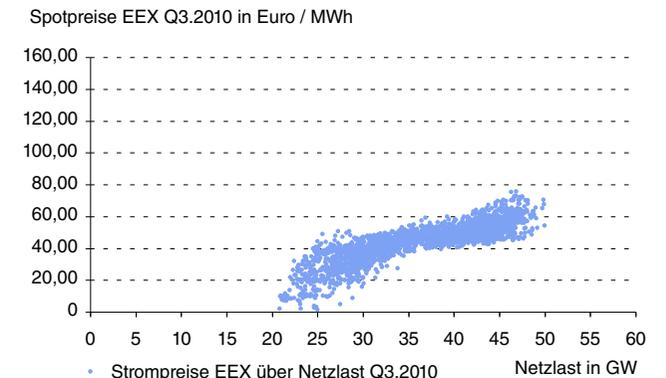
Höhere Preisspreizungen bei gleicher Nachfrage zeugen von geringerer Wettbewerbsintensität.

Höhere Margen in 2006/2007 oder 2008/2009 sind nicht fundamental durch Knappheitspreissignale begründet, sondern beruhen auf Ungleichgewichten in der Marktmacht zwischen Anbietern und Nachfragern.

Spot-Preise EEX über vertikale Netzlast 2. HJ 2008



Spot-Preise EEX über vertikale Netzlast 2. HJ 2010



Quelle: EEX, 50Hertz, TenneT, Amprion, EnBW; Stand: 16.09.2011



Entwicklung der Super-Peak-Preise und des Peak-Base-Verhältnisses

Die sehr niedrigen Super-Peak-Preise in den Jahren 2010 und 2011 verdeutlichen die hohe Wettbewerbsintensität am Stromgroßhandelsmarkt.

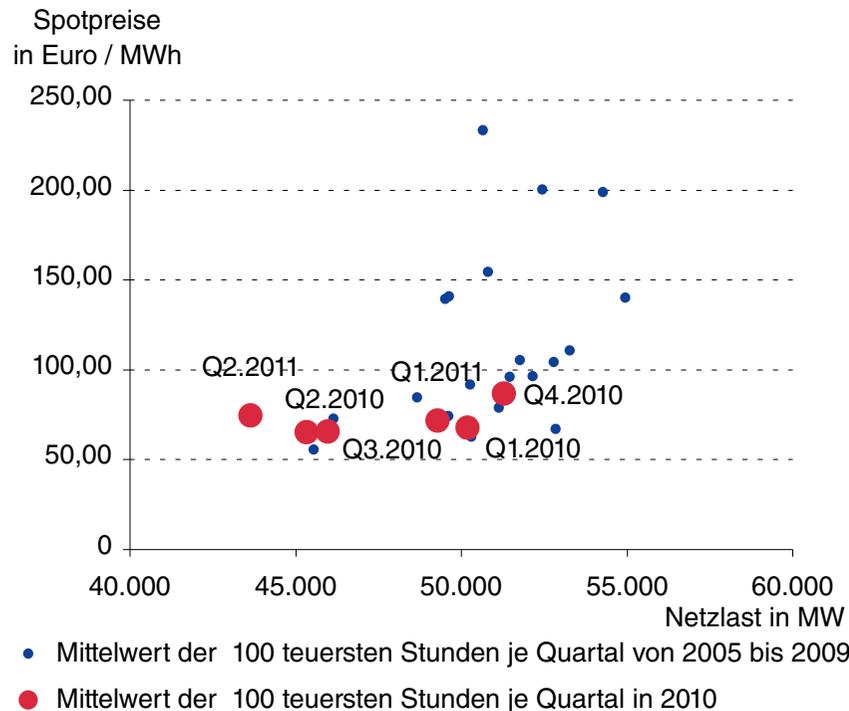
Die Peak-Preise sind sowohl im Spotmarkt, als auch im Terminmarkt relativ zum Base-Preis gesunken.

Die linke Abbildung zeigt die **Mittelwerte der 100 teuersten Spotmarktpreise** je Quartal zum Mittelwert der zeitgleichen, vertikalen Netzlast im Übertragungsnetz in den Jahren 2005 bis 2011.

Die Grafik zeigt deutlich, dass die **Preise** für die Jahre 2010 und 2011 zum Teil **signifikant unter den Preisen der Vorjahre** liegen.

Zudem legt die Analyse nahe, dass die vertikale Netzlast im Übertragungsnetz in den teuersten Stunden spürbar gesunken ist.

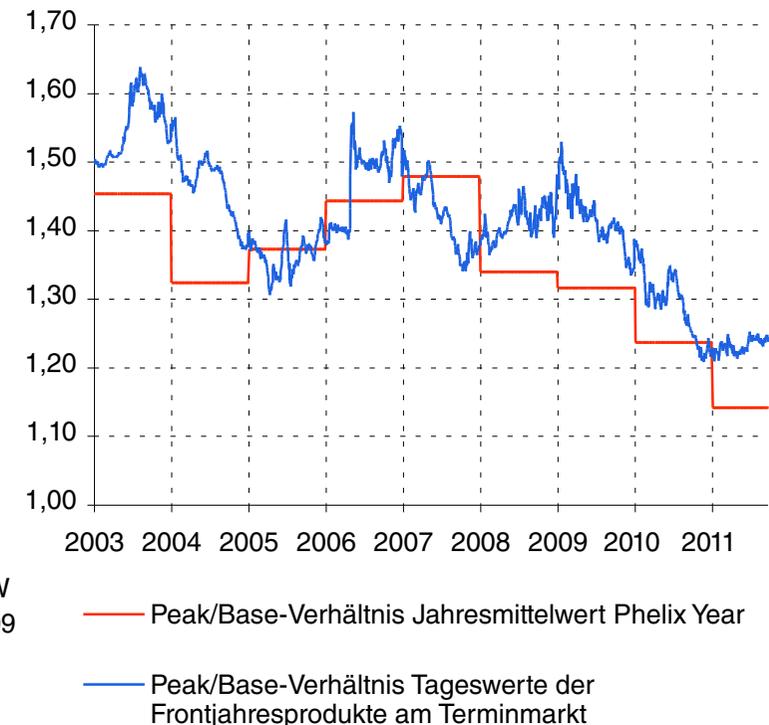
Das veränderte Marktregime mit geringeren Peak-Preisen wird auch in der Darstellung der **Peak-Base-**



Verhältnisse des Frontjahresfutures und des Strombörsenindex **Phelix-Year** deutlich. Die niedrigeren Peak-Preise gehen zulasten der Erzeugermargen.

Ein **bedeutender Treiber** für den **starken Rückgang** der **Peak-Preise relativ zu den Base-Preisen** ist die zunehmende EEG-Einspeisung in Peak-Zeiten. Insbesondere die hohe Photovoltaik-Einspeisung von bis zu 10 GW senkt das Preisniveau in Peak-Stunden.

Bereits im Jahr 2011 waren an vereinzelt Tagen die **Peak-Preise unter Base-Preisen**. Mit zunehmender Photovoltaik-Einspeisung während der Peak-Stunden wird sich dieser Trend verstärken.



Quelle: EEX, TenneT, Amprion, EnBW, LBD-Analysen; Stand: 16.09.2011



Preisentwicklung am Terminmarkt

Dargestellt ist die **Strompreisentwicklung am Terminmarkt** der EEX in den vergangenen zwölf Monaten für die **Future-Kontrakte der Jahre 2012, 2013 und 2014**.

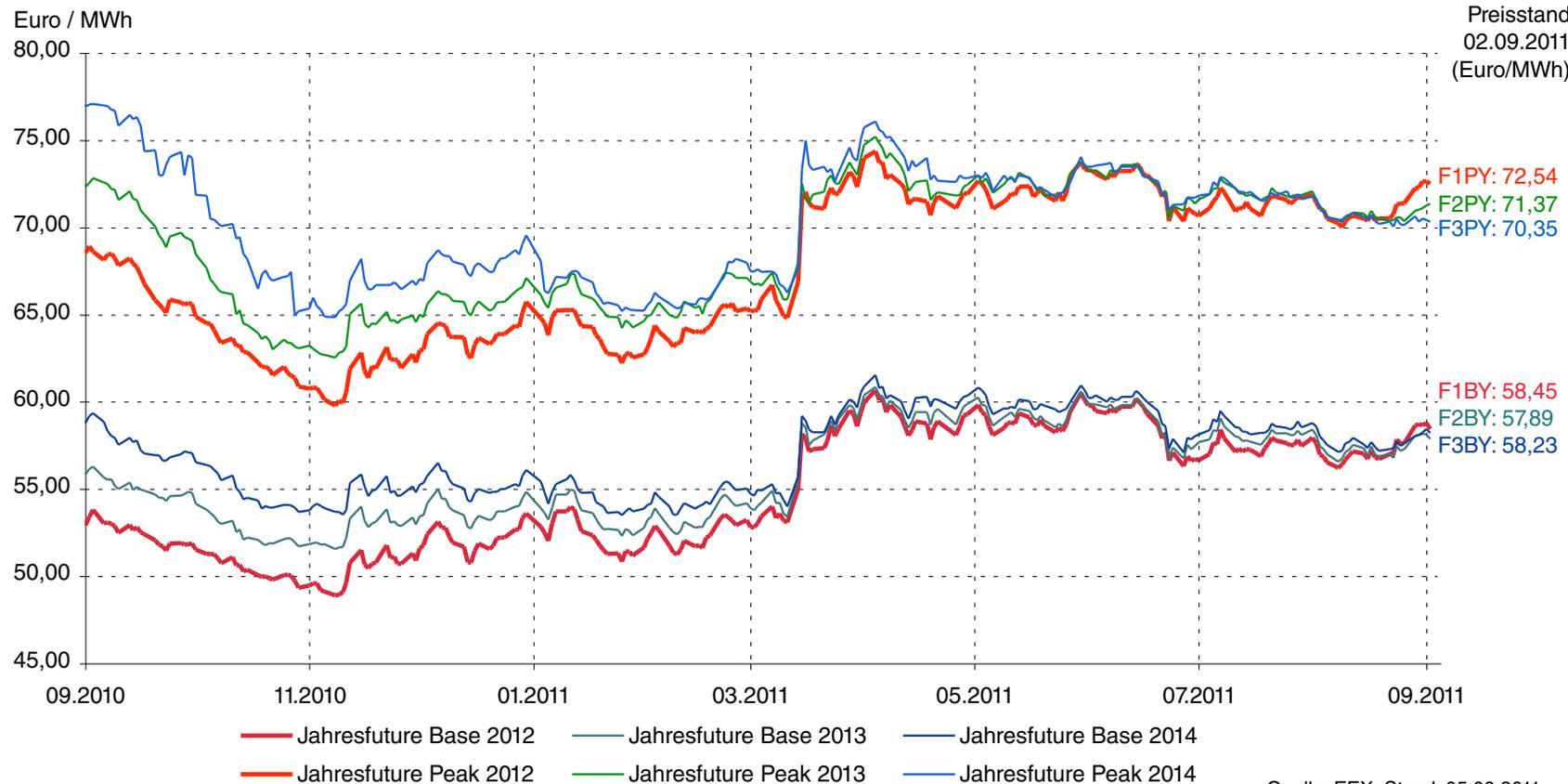
Neben dem erkennbaren **Preissprung Anfang März 2011** (Fukushima), wird ersichtlich, dass sich die deutschen Terminmarktpreise seitdem stark einander angenähert haben und dass die **Preise für die Jahre 2013 und 2014 seit Ende August sogar unter denen für 2012 liegen (Backwardation)**. Dieser Effekt ist besonders beim Peak-Produkt ausgeprägt.

Nicht zuletzt weil dieser Effekt bei dem – stärker europäisch beeinflussten – Terminhandel von Emissionshandelszertifikaten und Erdgas nicht auftritt, könnte die derzeitige Backwardation ein **Indiz dafür** sein, dass der **Markt sinkende Erzeugermargen bzw. keine Besserung der derzeitigen Margensituation für deutsche Kraftwerke erwartet**.

Bei den Terminmarktprodukten ab Lieferung 2015 ist diese Besonderheit nicht mehr zu beobachten. Gleichzeitig sind die Preise mangels Liquidität in diesen Produkten auch weniger aussagekräftig.

Seit Ende August 2011 liegen die Preise für das Terminmarktprodukt zur Lieferung im Jahr über den Preisen für die Jahre 2013 und 2014.

Diese Backwardation ist ein Indiz, dass die Situation für Erzeugermargen auch zukünftig angespannt bleibt.



Quelle: EEX, Stand: 05.09.2011



Entwicklung der Strommarktpreise und EEG-Umlage – Trendszenario

Das **Höchstniveau** der Beschaffungskomponente des Endkundenpreises lag **zunächst im Jahr 2008**. Dieser Preis wurde überwiegend getrieben durch sehr hohe Großhandelsmarktpreise in einem Markt, der durch geringe Wettbewerbsintensität gekennzeichnet war.

Ab dem Jahr 2009 führte das gestiegene Wettbewerbsniveau zu geringeren Beschaffungspreisen.

Im Jahr 2009 sank der Marktpreis deutlich und verharrt bis heute auf relativ niedrigem Niveau. Dies ist **unter anderem auf die Einspeisung aus**

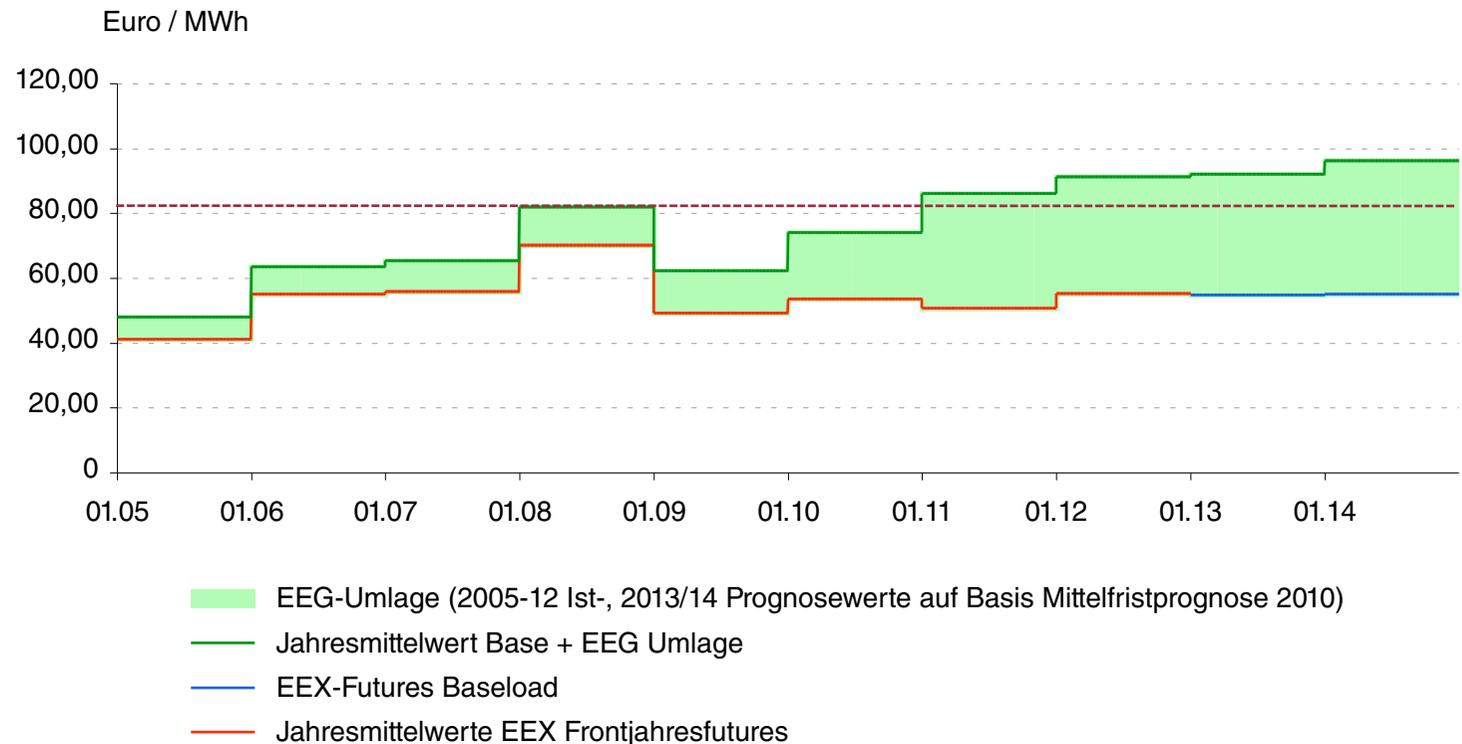
Erneuerbaren Energien zurückzuführen, die das Wettbewerbsniveau deutlich erhöht haben und bereits heute aufgrund des hohen Volumens zeitweise den marktmächtigsten Akteur im Strommarkt darstellen.

Der Anstieg der EEG-Umlage führt erst im Jahr 2011 wieder zu ähnlich hohen Beschaffungskosten (Termin-Markt zzgl. EEG-Umlage).

Die Abbildung zeigt einen moderaten Preisanstieg entsprechend der aktuellen Markterwartung des Terminmarktes und die Entwicklung der EEG-Umlage gemäß Trend-Szenario der Mittelfristprognose des Jahres 2011.

Die Beschaffungskomponente inkl. EEG-Umlage als Bestandteil der Endkundenpreise wird in Summe nachhaltig über das bisherige Höchstniveau des Jahres 2008 ansteigen.

Der Anstieg wird durch das hohe Wettbewerbsniveau am Großhandelsmarkt gedämpft, was teilweise auf die zunehmende Einspeisung aus Erneuerbaren Energien zurückzuführen ist.



Quelle: EEX, www.eeg-kwk.net, LBD-Analysen; Stand: Dezember 2011



Vertikale Netzlast als Maßstab für die Nachfrage

Die vertikale Netzlast ist die beste Alternative zur Bewertung der Nachfrage nach disponibler Erzeugungskapazität.

Die Grafik zeigt beispielhaft anhand der 20. KW 2011 die Nachfrage in Deutschland. Ein Teil der Nachfrage wird durch dezentrale Anlagen gedeckt.

Diese dezentrale Einspeisung setzt sich wie folgt zusammen:

- Einspeisung aus EEG-Anlagen
- Einspeisung aus KWK-Anlagen

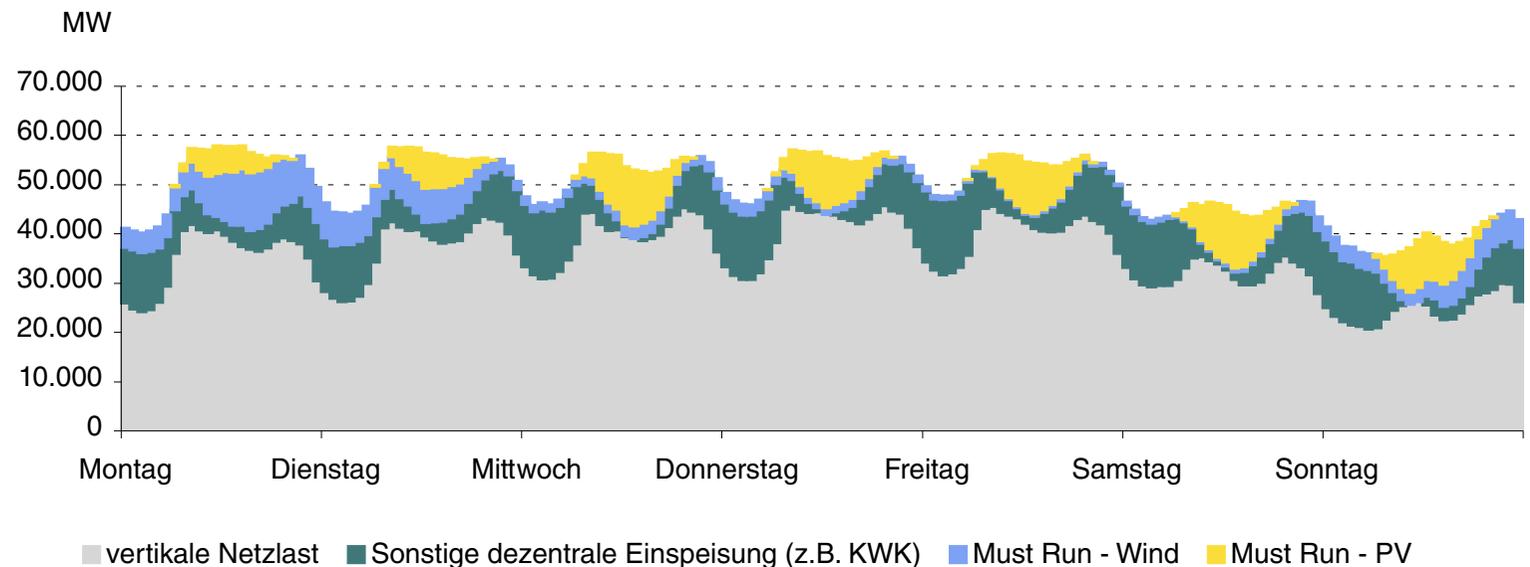
Als **Nachfrage für disponible Kraftwerke** bleibt eine **Residuallast**. Die Deckung dieser Residualnachfrage erfolgt durch konventionelle Anlagen, disponiert im Grenzkostenwettbewerb.

Die dezentrale Einspeisung findet heute ausschließlich unterhalb der Höchstspannungsebene statt. Daher ist die Betrachtung der Netzlast in der Höchstspannungsebene zur Bewertung der

verbleibenden Nachfrage für disponible Kraftwerke sinnvoll.

Diese Netzlast im Übertragungsnetz, also in der Höchstspannungsebene, wird durch die Übertragungsnetzbetreiber als **vertikale Netzlast** veröffentlicht. Diese veröffentlichte Zeitreihe ist der **beste Maßstab für die Nachfrage nach disponibler Erzeugungskapazität**.

In der Bewertung der **Auswirkungen** des Atomausstiegs auf die **Versorgungssicherheit** hat die **Bundesnetzagentur** erstmals sämtlichen **Netzberechnungen die vertikale Netzlast im Übertragungsnetz** zu Grunde gelegt. Als Begründung wurde angeführt, dass lediglich die vertikale Netzlast Auswirkungen auf das Übertragungsnetz habe und nur sie als gemessene Größe mit hinreichender Genauigkeit bekannt sei.



Quelle: 50 Hertz, TenneT, EnBW Transportnetz, Amprion, BNetzA; Stand: 16.09.2011

Residuallast der Jahre 2005, 2008, 2010 und Prognose für das Jahr 2020

Für konventionelle Kraftwerke bleibt aufgrund des kontinuierlichen EEG-Ausbaus weniger Nachfrage. Für einen wirtschaftlichen Betrieb müssen die Fixkosten somit in weniger Betriebsstunden gedeckt werden.

An das **deutsche Übertragungsnetz** ist eine **installierte Kraftwerksleistung** von **ca. 80 GW** angeschlossen. Ein großer Teil dieser Kapazitäten erfüllt nicht die Anforderungen, welche die Energiewende und der Klimaschutz stellen.

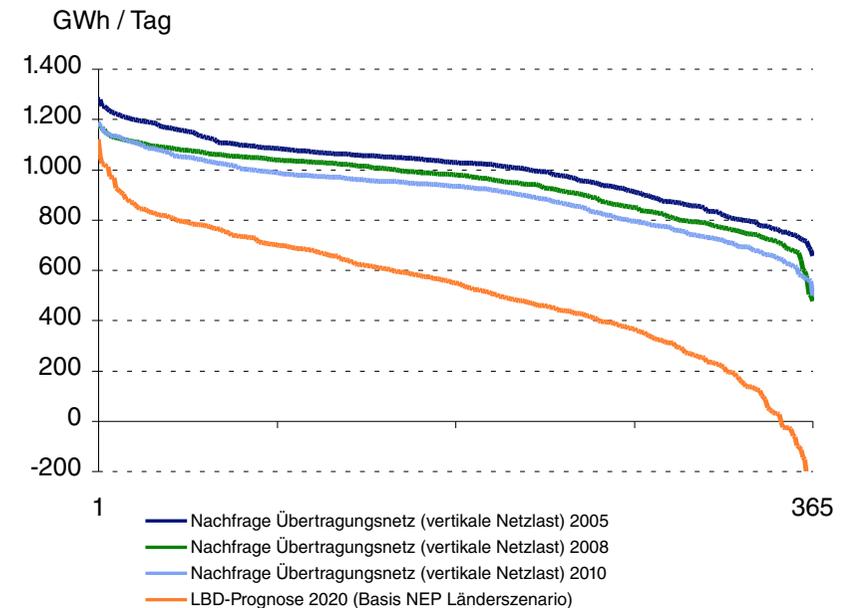
Demgegenüber steht eine **Nachfrage** von **55–60 GW** (Residuallast bzw. vertikale Netzlast). Darüber hinaus sind weitere **14 GW Kraftwerkskapazitäten in Bau**. Unter Berücksichtigung der in Bau befindlichen Kraftwerke stehen dann **94 GW installierter** Kraftwerkskapazität einer Nachfrage von ca. 60 GW gegenüber. Diese Ausgangssituation bestand **vor dem Atomausstieg**.

In der Konsequenz heißt dies, dass in den kommenden Jahren die installierte Leistung auf 80.000 (- x) MW **abgebaut** werden wird.

Der Abbau von **Überkapazitäten** wird weitgehend durch den Atomausstieg erreicht. Vor diesem Hintergrund und zur Erreichung der Emissionsminderungsziele muss ein **Konzept** erarbeitet werden, auf dessen Basis durch den **Ausbau der erneuerbaren Energien** und der **Netzinfrastuktur** sowie durch den **Zubau von hocheffizienten, schadstoffarmen und flexiblen Erzeugungsanlagen, Stromspeichern und steuerbaren Lasten** die bestehende **Versorgungssicherheit** in Deutschland beibehalten werden kann.

Die Grafik zeigt die Entwicklung der täglichen Nachfrage nach flexibel disponierbarer Erzeugung im Übertragungsnetz in Deutschland (vertikale Netzlast) und eine Prognose für das Jahr 2020. Die Prognose wurde um die Offshore Windenergie bereinigt.

	Vertikale Netzlast	Arbeit	Vollbenutzungsdauer	EEG-Strom
	GW	TWh	h	TWh
2005	14–59	365,4	6.169	44,0
2008	12–56	343,7	6.139	71,1
2010	16–57	327,9	5.712	80,7
2020 (Länderszenario)	ca. -15–50	ca. 190	ca. 3.800	ca. 210
Differenz 2008/2010	Ø 1,8	15,8	426	9,6
Differenz 2005/2010	Ø 4,3	37,6	456	36,7



Quelle: 50Hertz, TenneT, Amprion, EnBW, BNetzA Szenariorahmen Netzentwicklungsplan 2012; LBD-Analysen Stand: August 2011



Eingriffe nach §13.1 EnWG im Netzbegebiet 50Hertz

Dargestellt ist die vertikale Netzlast im Netzgebiet 50Hertz und die zeitgleichen Maßnahmen nach §13.1 EnWG im Jahr 2010.

Im Übertragungsnetz der 50Hertz Transmission ist die Situation aufgrund des hohen Windstromanteils bereits heute schwierig. Zukünftig werden auch andere Netzgebiete aufgrund des steigenden Anteils fluktuierender Einspeisung höheren Flexibilitätsbedarf haben.

In **über 15% der Stunden** in diesem Jahr musste der ÜNB EEG-Reserve nach §13.1 EnWG abrufen.

Auf Monatsicht wurden in diesem Jahr in bis zu 34% der Stunden Eingriffe des ÜNB notwendig.

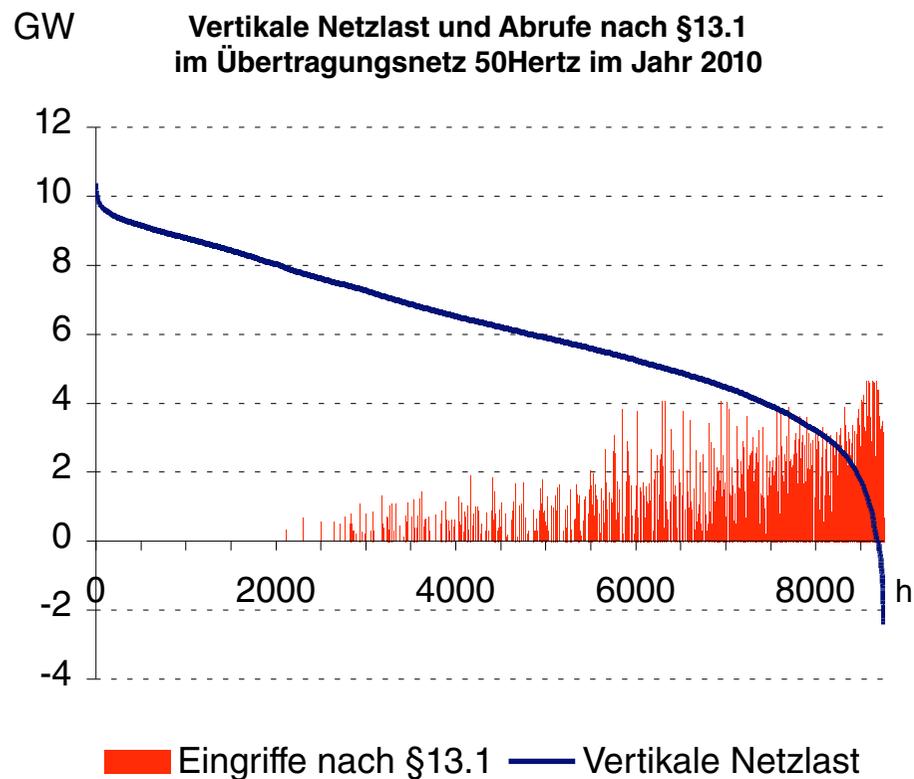
Insbesondere die windstarken Monate sind durch eine hohe Anzahl von Eingriffen gekennzeichnet. Diese Eingriffe sind Ausdruck des wachsenden Flexibilitätsbedarfs an den konventionellen Kraftwerkspark. Die Analysen für das bisherige Jahr 2011 zeigen auch Eingriffe in Sommermonaten.

Diese Beeinträchtigung konventioneller Erzeugungsleistung wird mit zunehmender EEG-Einspeisung in allen vier deutschen Netzgebieten zu beobachten sein.

Eingriffe zur Sicherung der Netzstabilität aufgrund Erneuerbarer Energien werden weiter zunehmen. Somit werden die Anforderungen an die Flexibilität von Kraftwerken steigen.

Das Geschäftsmodell der Zukunft für konventionelle Erzeuger wird nicht mehr die klassische Rolle als Grundlast-, Mittellast oder Spitzenlastkraftwerk sein, sondern eine flexible Ergänzung der Erneuerbaren Energien.

	Zeitanteil der Eingriffe nach §13.1	
	2010	2011
Januar	20,0%	27,0%
Februar	21,6%	34,8%
März	24,2%	15,6%
April	14,0%	33,5%
Mai	11,1%	5,5%
Juni	3,1%	7,1%
Juli	0,7%	27,3%
August	2,4%	7,0%
September	2,9%	10,0%
Oktober	13,7%	–
November	27,1%	–
Dezember	34,1%	–



Quelle: 50Hertz; Stand: Oktober 2011



03

Erläuterung der Wirkung des CO₂-Handels auf die Preisbildung in der Merit Order und Bedeutung einer flachen Merit Order für die Margensituation

Das Fuel-Switch-Konzept

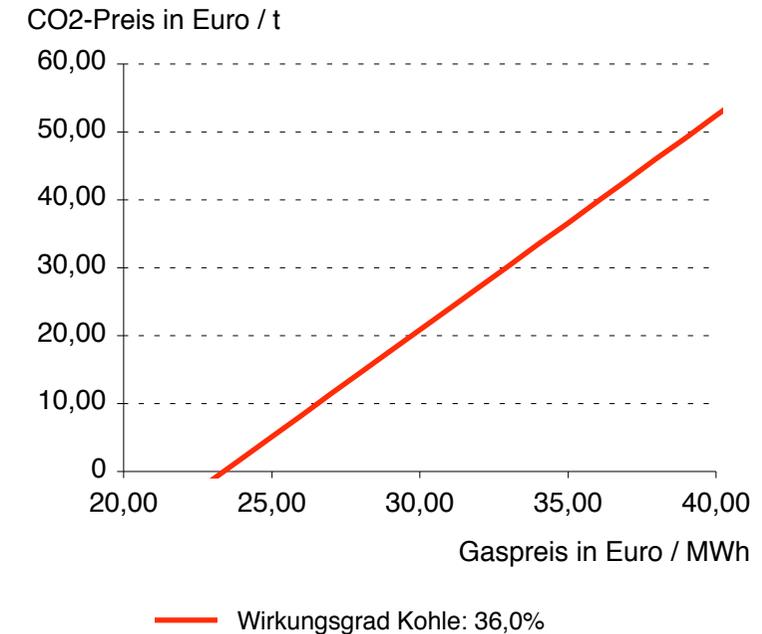
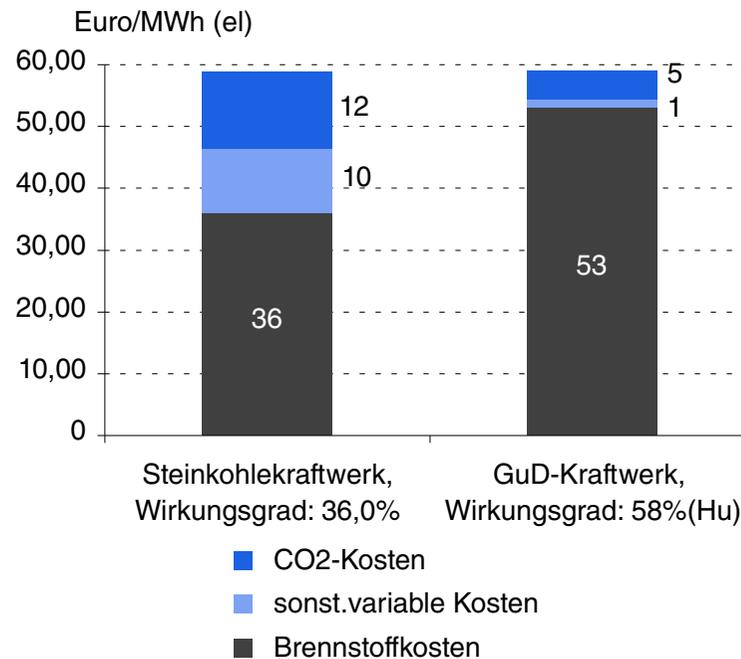
EUA werden im Markt nach dem **Fuel-Switch-Konzept** bepreist. Das Konzept unterstellt, dass die **europäischen Minderungsziele** nur erreicht werden können, wenn **Strom aus Erdgas Steinkohlestrom verdrängt**. Voraussetzung ist eine Knappheit der Emissionsberechtigungen und keine Überallokation.

Die Grafik links unten zeigt **beispielhaft die Grenzkosten** für ein **Steinkohle- und ein Erdgaskraftwerk**. Die Kosten für Brennstoff und variable Betriebskosten sind mit 54 Euro/MWh beim Erdgaskraftwerk höher als die des

Steinkohlekraftwerks mit 46 Euro/MWh. Die Differenz wird durch niedrigere CO₂-Kosten kompensiert.

Die Grafik rechts unten zeigt die Reaktion des CO₂-Preises bei Anstieg des Erdgaspreises und **konstantem Kohlepreis**, wenn die dargestellte **Grenzkostengleichheit** bewahrt werden soll.

Eine Zertifikateknappheit vorausgesetzt, ermöglichen Fuel-Switch-Preise für EUA die europäischen CO₂-Minderungsziele zu erreichen.



Quelle: EEX, LBD-Analysen; Für Erläuterung der Methode siehe Anhang 1-3; Stand: 16.09.2011



Preis für CO₂-Zertifikate (EUA)

Das Fuel-Switch-Konzept lässt sich am Markt überprüfen. Es werden nachhaltig Steinkohlekraftwerke mit ca. 35% Wirkungsgrad verdrängt.

Wieviel neue GuD-Kraftwerkskapazitäten Europa benötigt hängt von den Emissionsminderungszielen, dem Ausbau der erneuerbaren Energien, den Effizienzanstrebungen und dem Atomausstieg ab. Mittelbar wird so der Wirkungsgrad des verdrängten Steinkohlekraftwerks beeinflusst.

Der Zubau der Erneuerbaren Energien sorgt für niedrige CO₂-Preise und stärkt so bei gleichbleibendem Emissions-Cap die Wettbewerbssituation alter Steinkohlekraftwerke.

Entscheidend für den Wettbewerb zwischen den Brennstoffen ist dabei der **Wirkungsgrad des in der Merit Order zuletzt verdrängten Steinkohlekraftwerks**.

Die Zuverlässigkeit dieses Konzeptes lässt sich anhand der errechneten Marktmeinung zum Wirkungsgrad des verdrängten Steinkohlekraftwerks überprüfen.

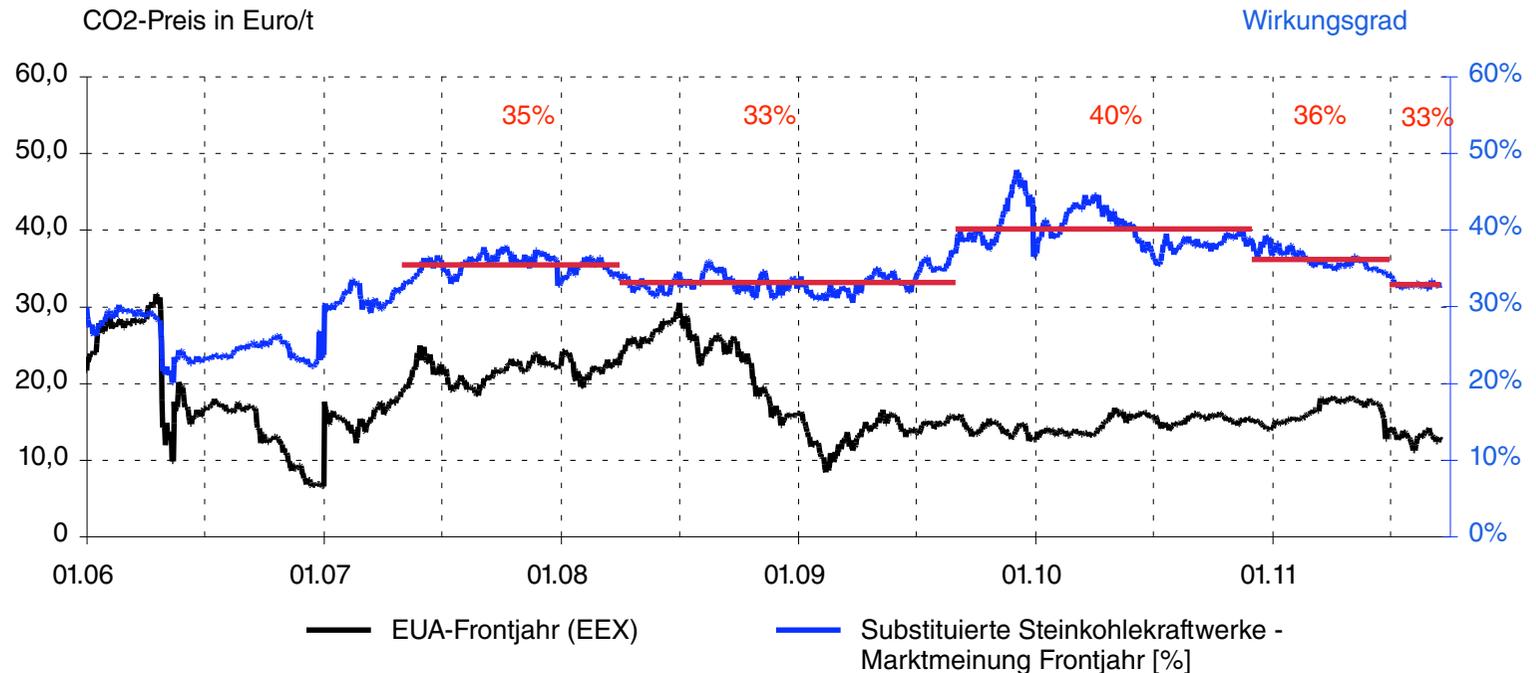
Von Mitte 2007 bis Mitte 2009 pendelte der Wirkungsgrad zwischen 30% und 35%. Anschließend stieg er nachhaltig oberhalb von 35%.

Unvollständige Informationen bei den Marktteilnehmern und unterschiedliche Erwartungen

zur Knappheitssituation führen zu einer schwankenden Marktmeinung. Diese Mängel verdeutlichen, dass der Markt nicht perfekt ist.

Aufgrund der gegenwärtigen Verteuerung von Erdgas relativ zu Steinkohle ist mit steigenden CO₂-Preisen zu rechnen. Der **Markt** geht jedoch wegen des starken **Ausbaus Erneuerbarer Energien** in Europa nur von **geringer CO₂-Zertifikate-Knappheit** aus. Der **Grenzwirkungsgrad** ist deshalb auf **unter 35%** gesunken.

Ein Anstieg des Fuel-Switch-Wirkungsgrades würde zu einer höheren Auslastung und daraus folgend einem höheren Deckungsbeitrag für Erdgaskraftwerke führen.



Quelle: EEX, Reuters, LBD-Analysen; Stand: 16.09.2011



Bedarf neuer Erdgas-GuD-Anlagen unter Berücksichtigung der Kraftwerke in Planung und im Bau

Um die in Folge des Atomausstiegs zuwachsenden Emissionen zu kompensieren bzw. die Erfüllung der Klimaschutzziele mit Hilfe von erneuerbaren Energien oder Energieeinsparung abzusichern, werden zusätzlich in Deutschland ca. 10 GW Erdgas-GuD-Kraftwerke benötigt.

Aufgrund des Atomausstiegs in der dritten Handelsperiode (2013-2020) entsteht eine **EUA-Lücke in Deutschland**. Der Atomausstieg wird zu einer Erhöhung der Emissionen im Energiesektor führen. Der nahezu emissionsfreie Strom aus **Kernkraftwerken** wird anfangs durch zusätzlichen **Kohlestrom** ersetzt. Dies führt zu **ca. 479 Mio. t** zusätzlichen Emissionen über die gesamte dritte Handelsperiode.

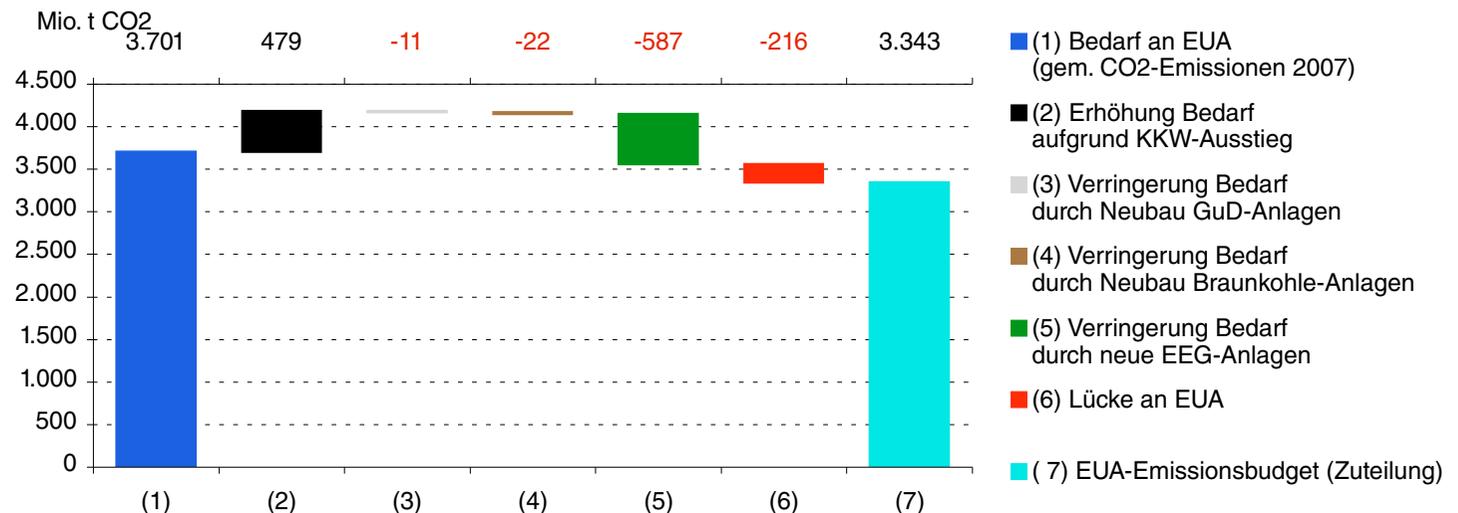
Die in Bau befindlichen neuen Kraftwerke tragen zu einer leichten Minderung bei. Dabei wird unterstellt, dass neue Erdgas-GuD-Kraftwerke Strom aus Steinkohlekraftwerken verdrängen und neue Braunkohlekraftwerke Strom aus alten Braunkohlekraftwerken ersetzen. Der größte Treiber für Minderungen werden die **erneuerbaren Energien** sein.

Sofern das **Ziel** der **Bundesregierung** von **35% EE-Strom** im deutschen Strommix erreicht wird, tragen

diese zu einer **Minderung von ca. 587 Mio. t** bei. Es bleibt eine **EUA-Lücke von 216 Mio. t**.

Die EUA-Lücke könnte durch Zukauf von Zertifikaten aus anderen Ländern geschlossen werden. Die Analyse geht davon aus, dass Deutschland im eigenen Land mindert. Um diese Lücke zu schließen werden ca. 10 bis 15 GW GuD-Kraftwerke benötigt, die Strom aus Bestandssteinkohlekraftwerken verdrängen. Je früher diese Kapazitäten errichtet werden, umso weniger werden benötigt.

Alternativen dafür sind ein stärkerer Ausbau der **erneuerbaren Energien** oder **Reduzierung des Strombedarfs**. Dafür wäre im Zeitraum **bis 2020 durchschnittlich ca. 30 TWh/a** zusätzlicher Strom aus erneuerbaren Energien oder weniger Stromverbrauch erforderlich. Das **Länderszenario** im Rahmen des Netzentwicklungsplans 2012 sieht beispielsweise einen **stärkeren EEG-Ausbau auf bis zu 50%** vor.



Quelle: EU, DEHST, LBD-Analysen; Stand: 16.09.2011



04

Wirkung des energiepolitischen Rahmens auf die Merit Order

Merit Order der disponiblen Kraftwerke im Übertragungsnetz – Vor Fukushima

Bei einer tatsächlichen Leistungsspitze unter 60 GW können weder Steinkohle-, noch GuD-Kraftwerke ihre betriebsgebundenen Kosten decken bzw. Deckungsbeiträge auf ihre Kapitalkosten erwirtschaften.

Die Einpreisung von CO₂-Zertifikaten verschiebt einen Teil der Erdgaskraftwerke in der Merit Order nach links und führt so zu häufigeren Einsätzen.

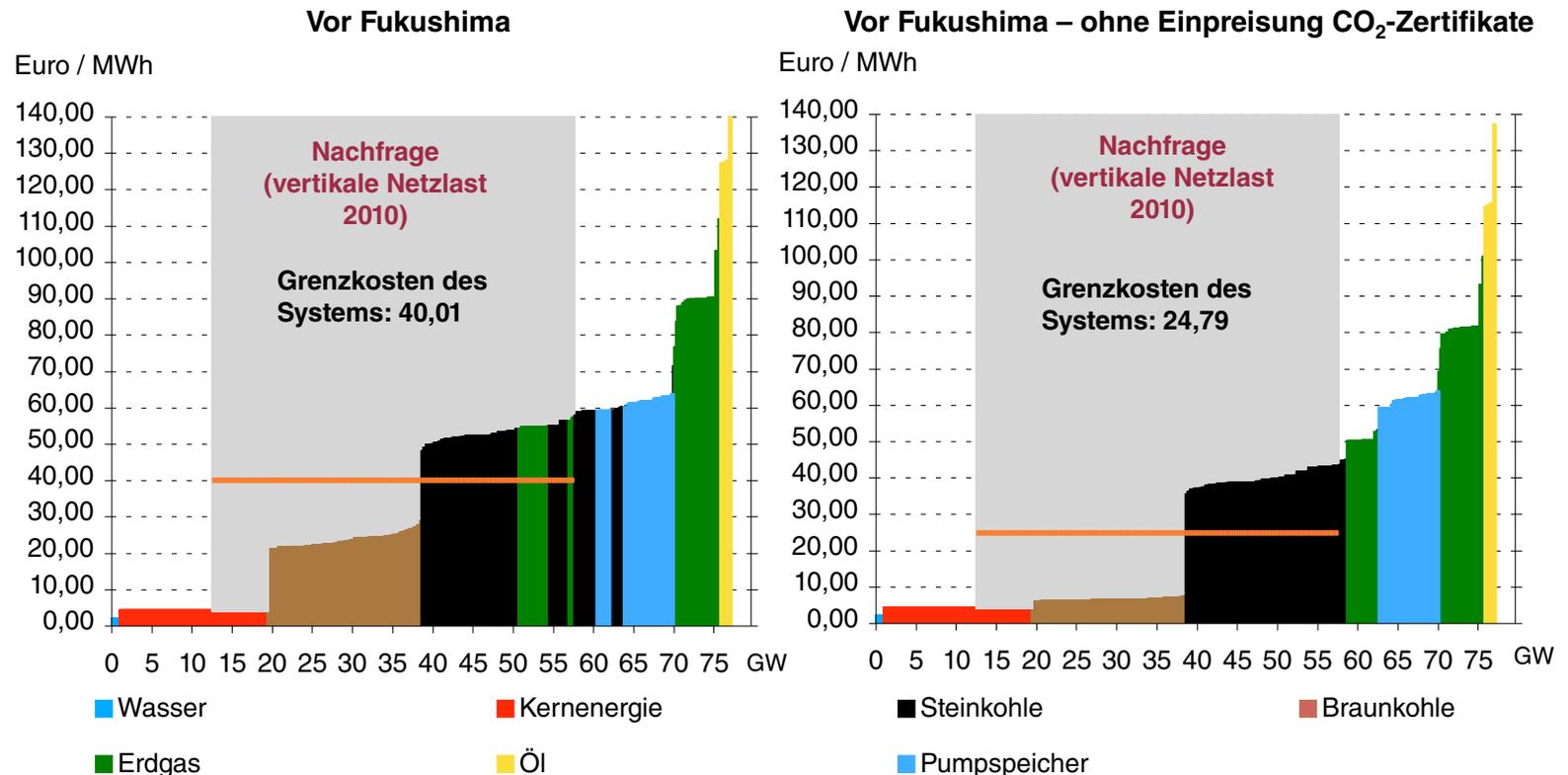
Die Grafik zeigt die Merit Order der disponiblen Kraftwerke und die Nachfrage (vertikale Netzlast) im Jahr 2010. Die deutsche Merit Order ist über den Bereich von Erdgas-GuD- und Steinkohlekraftwerken hinweg **sehr flach**, dazu trägt auch das **Fuel-Switch-Konzept** bei. Im Nachfragebereich zwischen **38 GW** und **65 GW** zeigt die Grafik lediglich einen Anstieg der Grenzkosten um ca. **10 Euro/MWh**.

Diese sehr flache Struktur führt im Jahresverlauf zu sehr geringen Erzeugermargen. Moderne Erdgas-GuD-Kraftwerke kommen vor alten Steinkohlekraftwerken zum Einsatz. Erdgasgefeuerte

Dampfkraftwerke liegen in der Regel hinter Steinkohlekraftwerken.

Ohne CO₂-Einpreisung rücken Erdgaskraftwerke nach rechts in der Merit Order und würden seltener eingesetzt. Deshalb wären die Emissionen im deutschen Strommix höher.

Für die Grenzkosten der Pumpspeicherwerke werden die Grenzkosten des Systems im Szenario vor Fukushima verwendet. Die reale Opportunität besteht jedoch darin Strom günstig in Offpeak-Stunden zu verbrauchen und diesen später in Peak-Stunden (abzüglich der Verluste) wieder einzuspeisen.



Quelle: BNetzA, Platts, EEX, 50Hertz, Amprion, TenneT, EnBW, LBD-Analyse; Preisstand: Februar 2011



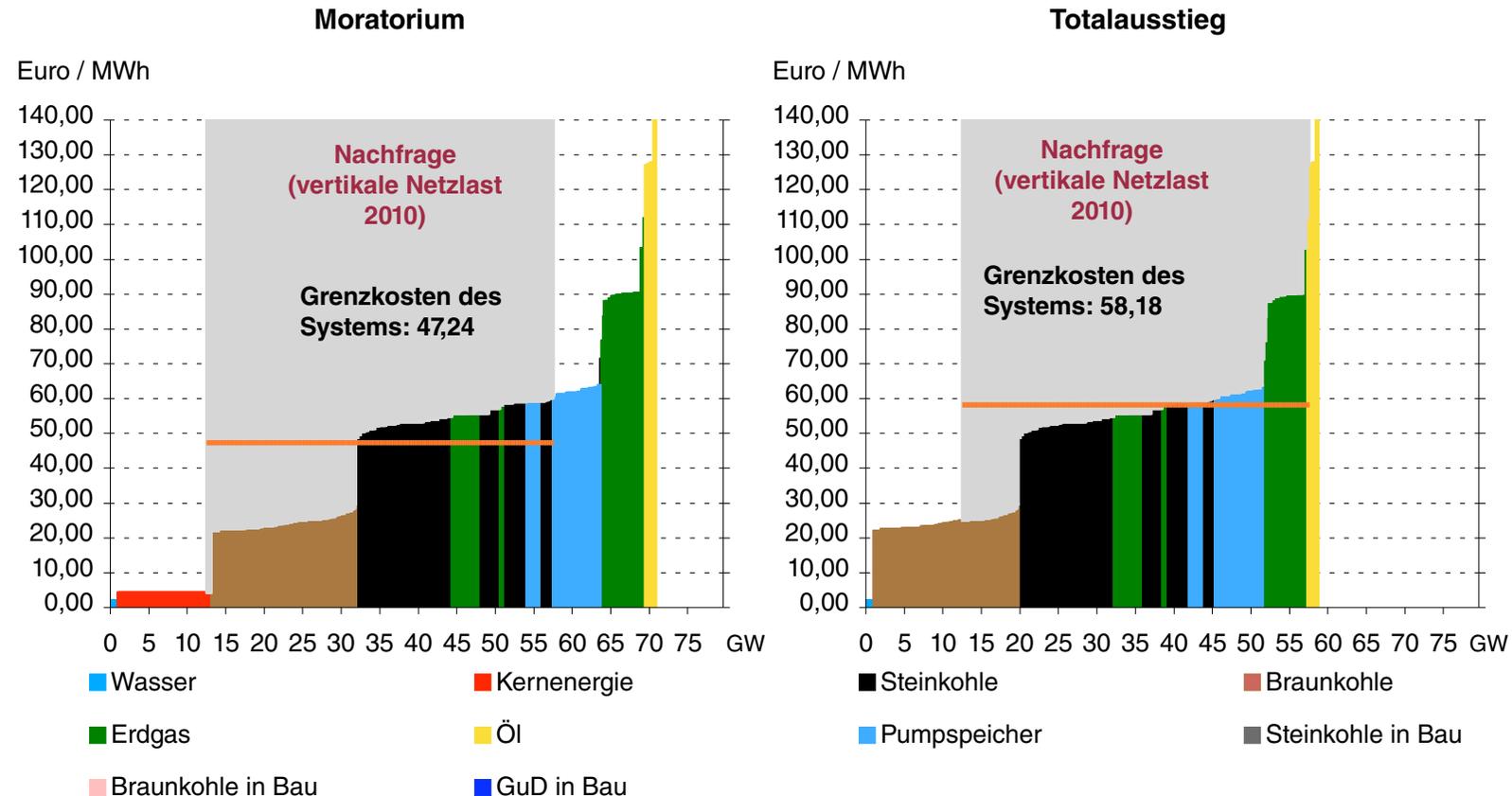
Merit Order der disponiblen Kraftwerke im Übertragungsnetz – Kernkraftausstieg

Der Atomausstieg würde ohne Berücksichtigung von Netzengpässen nicht unmittelbar zu Versorgungsengpässen führen.

Die linke Grafik zeigt die **Merit Order der Kraftwerke im deutschen Übertragungsnetz nach dem Moratorium** und die rechte Grafik bei einem vollständigen Ausstieg.

Die Daten zur Nachfrage (vertikalen Netzlast) und zum deutschen Kraftwerkspark bilden das Jahr 2010 ab, die Grenzkosten basieren auf dem Preisstand im Februar 2011.

Erst der vollständige Ausstieg lässt größere Preiswirkung insbesondere bei Starklast bzw. hoher Nachfrage erwarten, da in diesem Fall auch reine Gasturbinenanlagen mit höheren Grenzkosten und Pumpspeicherkraftwerke zu Starklastzeiten zum Einsatz kämen.



Quelle: BNetzA, Platts, EEX, 50Hertz, Amprion, TenneT, EnBW, LBD-Analyse; Preisstand: Februar 2011



Merit Order der disponiblen Kraftwerke im Übertragungsnetz – konventioneller Ersatzbau

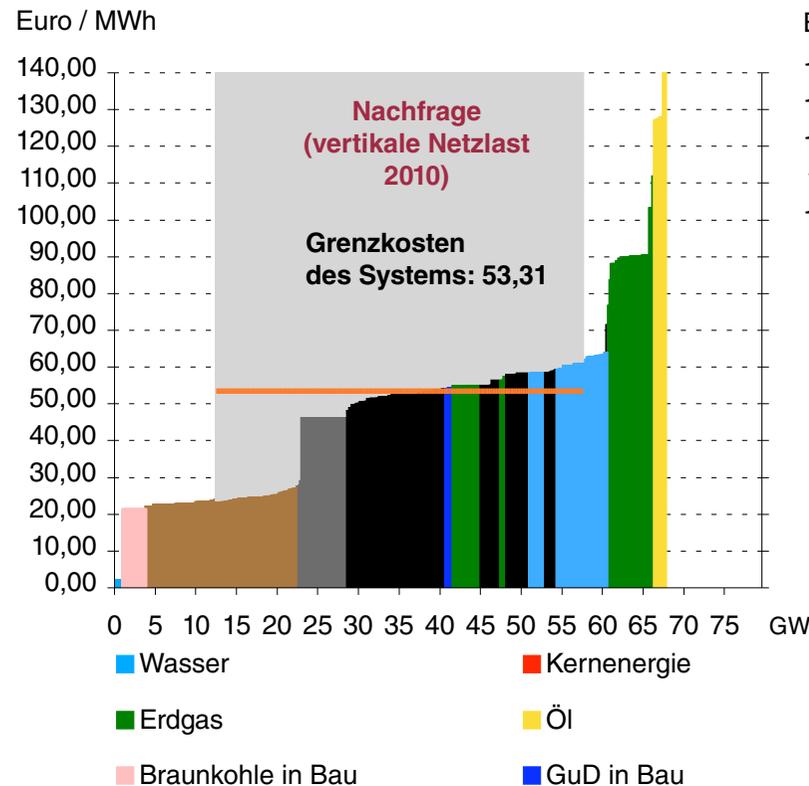
Die linke Grafik zeigt eine **Merit Order mit Berücksichtigung eines vollständigen Atomausstiegs und der gegenwärtig in Bau befindlichen Kraftwerke.**

Um trotz des wegfallenden CO₂-freien Atomstroms die deutschen Emissionsminderungsziele bis zum Jahr 2020 erfüllen zu können, ist eine Verdrängung von Kohlestrom durch GuD-Kraftwerke erforderlich. Dafür sind ca. 10 GW GuD-Kraftwerke notwendig.

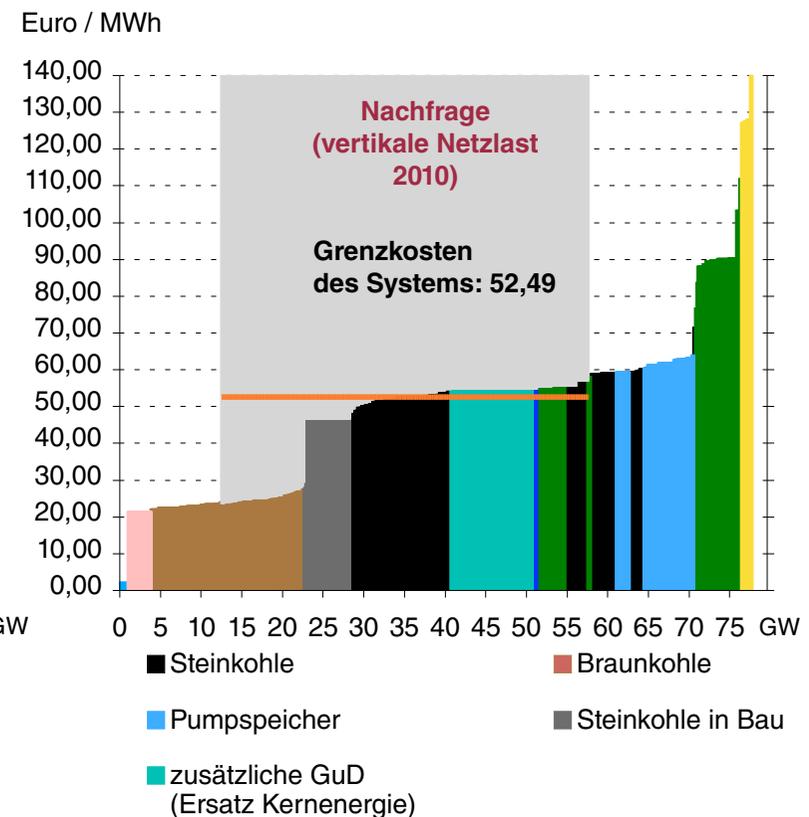
Die rechte Grafik zeigt eine **Merit Order des deutschen Kraftwerksparks**, ebenfalls unter Annahme eines Totalausstiegs und der in Bau befindlichen Kraftwerke sowie **mit einem zusätzlichen Neubau von 10 GW GuD-Anlagen** (als Arbeitshypothese), um die notwendige Kohlestromverdrängung und Emissionsreduktion zu ermöglichen. Dabei wird davon ausgegangen, dass alte Steinkohlekraftwerke abgeschaltet werden, um die installierte Kraftwerksleistung im Status quo zu belassen.

Die CO₂-Minderungsziele können durch Zubau moderner GuD-Kraftwerke als Ersatz für Kernkraftwerke und alte Steinkohlekraftwerke erreicht werden.

Gegenwärtiger Zubau



Zusätzlicher GuD-Neubau



Quelle: BNetzA, Platts, EEX, 50Hertz, Amprion, TenneT, EnBW, LBD-Analyse; Preisstand: Februar 2011



Befund der Preis- und Strukturanalysen im grenzkostenbasierten Wettbewerb

Bereits heute besteht ein europäischer Rechtsrahmen für Kapazitätsmärkte bzw. gezielte Kapazitätsmechanismen. Die Voraussetzung für diese Maßnahmen ist erfüllt. Das bestehende Marktdesign kann die Versorgungssicherheit langfristig nicht gewährleisten.

Das bestehende, auf Grenzkostenwettbewerb basierende Marktmodell schafft **keine verlässlichen Rahmenbedingungen für Investitionen in die Erneuerung des Kraftwerksparks** in Deutschland, ohne dabei die bestehende Versorgungssicherheit zu gefährden.

Ausreichende Margen könnten im bestehenden Marktmodell **nur unter Ausübung von Marktmacht** oder durch Spekulation entstehen.

Die Analysen zeigen, dass das bestehende Marktdesign **keine Investitionsanreize** schaffen kann. Das bestehende **Marktdesign lässt systematisch keine ausreichenden Erzeugermargen zu** und wird somit langfristig die Versorgungssicherheit nicht gewährleisten können. Dies ist maßgeblich durch die **flache Merit Order in Folge des Emissionshandels** begründet.

Zusätzlich entsteht auch **kurz- bzw. mittelfristiger Handlungsbedarf**. Durch den Atomausstieg können lokale Ungleichgewichte von Angebot und Nachfrage entstehen, die mangels ausreichend schnellem Netzausbau die Versorgungssicherheit beeinträchtigen können.

Der europäische Rahmen für Investitionsanreize wird durch die Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie definiert.

Diese Voraussetzung der europäischen Strombinnenmarkttrichtlinie ist erfüllt, der Kapazitätsmarkt ist somit zulässig.

Artikel 8 RL 2009/72/EG

Die Mitgliedstaaten gewährleisten, dass neue Kapazitäten oder Energieeffizienz-/Nachfragesteuerungsmaßnahmen im Interesse der Versorgungssicherheit über ein oder ein hinsichtlich Transparenz und Nichtdiskriminierung gleichwertiges Verfahren auf der Grundlage veröffentlichter Kriterien bereitgestellt bzw. getroffen werden können. Diese Verfahren kommen jedoch nur in Betracht, wenn die Versorgungssicherheit durch die im Wege des Genehmigungsverfahrens geschaffenen Erzeugungskapazitäten bzw. die getroffenen Energieeffizienz- /Nachfragesteuerungsmaßnahmen allein nicht gewährleistet ist.

Fazit

Zur Errichtung hocheffizienter, schadstoffarmer und flexibler Gaskraftwerke sowie für die Marktintegration von Stromspeichern und steuerbaren Lasten bedarf es verlässlicher Rahmenbedingungen.

Dazu ist die Schaffung eines neuen, ordnungspolitischen Rahmens sowie die Entwicklung eines neuen Marktdesigns notwendig.

Hohe **Wettbewerbsintensität** ist ein bedeutendes ordnungspolitisches Ziel bei der Liberalisierung der Energiemärkte. Diese Ziel ist in Bezug auf die Spot- und Terminmärkte im Stromgroßhandel erreicht. Der Grad an hoher Wettbewerbsintensität **muss erhalten bleiben**.

Innerhalb des Prozesses des Atomausstiegs müssen das bestehende Niveau an **Versorgungssicherheit** erhalten und zudem die nationalen Klimaschutzziele erreicht werden. Vor diesem Hintergrund kann der Atomausstieg weder auf den Ausbau der erneuerbaren Energien und den notwendigen Netzausbau, noch auf dringend benötigte Effizienzgewinne und Energieeinsparungen warten.

Das zuverlässigste und effizienteste Mittel, möglicherweise bestehende Risiken für die Versorgungssicherheit (Engpässe, Ergänzung volatiler Einspeisung erneuerbarer Energien) zu beseitigen, ist die **Errichtung hocheffizienter, schadstoffarmer und flexibler Gaskraftwerke** innerhalb der Region (Übertragungsnetzzonen) stillzulegender Atomkraftwerke. Diese Maßnahme kann bei Bedarf durch die Vermeidung von zusätzlichen Stilllegungen im konventionellen Erzeugungspark begleitet werden.

Um finanzielle Anreize zu schaffen, damit neue Kraftwerke in den Markt treten oder Bestandskapazitäten erhalten bleiben, muss ein **Kapazitätsmarktmechanismus** geschaffen werden. Dieser Mechanismus muss dabei so angelegt werden, dass er sich nicht allein auf neue Kraftwerkskapazitäten beschränkt, sondern auch die Einbeziehung von Kapazitäten wie **Stromspeicher** und Vereinbarungen über **abschaltbare Lasten** als Instrumente der Kapazitätsbereitstellung und des Kapazitätsausgleichs ermöglicht.

Es besteht bereits ein Rechtsrahmen in Form der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie.

Im folgenden Teil wird das **Grundkonzept** für einen Kapazitätsmarktmechanismus vorgestellt. Dieser Entwurf soll Grundlage für eine kritische Diskussion sein, ob das vorgeschlagene Konzept die **Errichtung neuer (Kraftwerks-)Kapazitäten in Baden-Württemberg und Deutschland erwarten lässt**.

05

Ableitung der Anforderungen an ein neues Marktdesign für einen Kapazitätsmarkt

Marktdesign des physischen Strommarktes

Um die Wettbewerbsintensität auf den Spot- und Terminmärkten zu erhalten und zugleich finanzielle Investitionsanreize für Neubaukraftwerke zu schaffen, bedarf es einer Marktreform aus zwei Bausteinen:

- A. Um die Wettbewerbsintensität und dazu die **Liquidität auf den Intraday-Spotmärkten zu bündeln**, müssen die Minutenreserve und marktbezogene Maßnahmen nach § 13.1 EnWG in den Intraday-Markt vollständig integriert werden (nicht im Fokus des Gutachtens).
- B. Um finanzielle Anreize zu schaffen, damit neue Kraftwerke errichtet werden und in den Markt treten, muss ein »**Langfrist-Termin-Kapazitätsmarkt-Mechanismus**« (LTKM) geschaffen werden.

Das bestehende Marktumfeld führt beim Einsatz von effizienten und schadstoffarmen Kraftwerken zu ausreichend hohen Deckungsbeiträgen, die die operativen Fixkosten dieser Bestandskraftwerke decken.

Deshalb muss in absehbarer Zeit kein zusätzlicher finanzieller Anreiz (»**Mittelfrist-Termin-Kapazitätsmarkt-Mechanismus**« (MTKM)) für diese Bestandskraftwerke (einschließlich Kraftwerke im Bau) geschaffen werden, weil bei rationalem Verhalten der Betreiber deren Marktaustritt nicht zu erwarten ist.

Als Folge des CO₂-Zertifikatehandels werden die Kraftwerke aus dem Markt treten müssen, die aufgrund mangelnder Effizienz mit der Folge hoher Emissionen im Grenzkostenwettbewerb nicht wettbewerbsfähig sind. Neue hocheffiziente Kapazitäten verdrängen ineffiziente Bestandsanlagen. Dies ist ordnungspolitisch gewollt.

Investitionsrisiken (CAPEX) aus unternehmerischen Entscheidungen der Vergangenheit sind »sunk-costs« und können nicht nachträglich durch einen ordnungspolitischen Eingriff (Gestaltung MTKM) gegenüber dem Bestandskraftwerksbetreiber ausgeglichen werden.

- Marktreform aus zwei Bausteinen:**
- Bündelung der Liquidität auf den Intraday-Spotmärkten und
 - Schaffung eines Langfrist-Termin-Kapazitätsmarktmechanismus

	Regelenergiemarkt		Spotmärkte			Termin-Kapazitätsmarkt-Mechanismus	
Handelsperiode	Ausschreibung Dienstags bzw. Mittwochs in der Vorwoche der Erfüllung		A Ausschreibung a. Vortag der Erfüllung	Handel bis 45 Minuten vor Erfüllung	Bis 12 Uhr am Vortag der Erfüllung	Auktionen 1 bis 5 Jahre vor Erfüllung	B Auktionen 3 bis 5 Jahre vor Erfüllung
	Primärregelleistung	Sekundärregelleistung	Minutenregelleistung	Intraday-Markt	Day-ahead-Markt	Mittelfristiger Kapazitätsmarkt-Mechanismus (Bestand)	Langfristiger Kapazitätsmarkt-Mechanismus (Neubau)
			Maßnahmen des ÜNB nach § 13.1 EnWG				
Lieferperiode	1 Woche	1 Woche	4 Stunden	1 Stunde – 1 Tag	1 Stunde – 1 Tag	2 Jahre	15 Jahre
Ökonomisches Rational zur Entgeltbestimmung durch den Betreiber	Orientierung des Leistungs- und/bzw. des Arbeitsentgeltes an der Erwartung, einen höheren Deckungsbeitrag zu erzielen als auf den Spotmärkten		Orientierung des Arbeitsentgeltes im Wettbewerb an der Opportunität der Deckung der Grenzkosten des Kraftwerkseinsatzes versus Kraftwerksstillstand			Orientierung des Leistungsentgeltes im Wettbewerb an der Opportunität Deckung fixer OPEX vs. Stilllegung des Kraftwerks	Orientierung des Leistungsentgeltes im Wettbewerb an der Opportunität Deckung fixer OPEX/ CAPEX vs. negativer Bauentscheid



Grundmodell und Ausgestaltung von Kapazitätsmärkten

Alle liberalisierten Strommärkte stehen früher oder später vor der Herausforderung, neue Kapazitäten errichten zu müssen, um die Versorgungssicherheit und Wettbewerbsintensität zu erhalten. Hinzu kommt der weltweite Erneuerungsbedarf der Stromversorgung, um die gesteckten Klimaschutzziele zu erreichen.

Die Ausprägung des jeweiligen nationalen Problems ist u.a. abhängig vom Bestand der

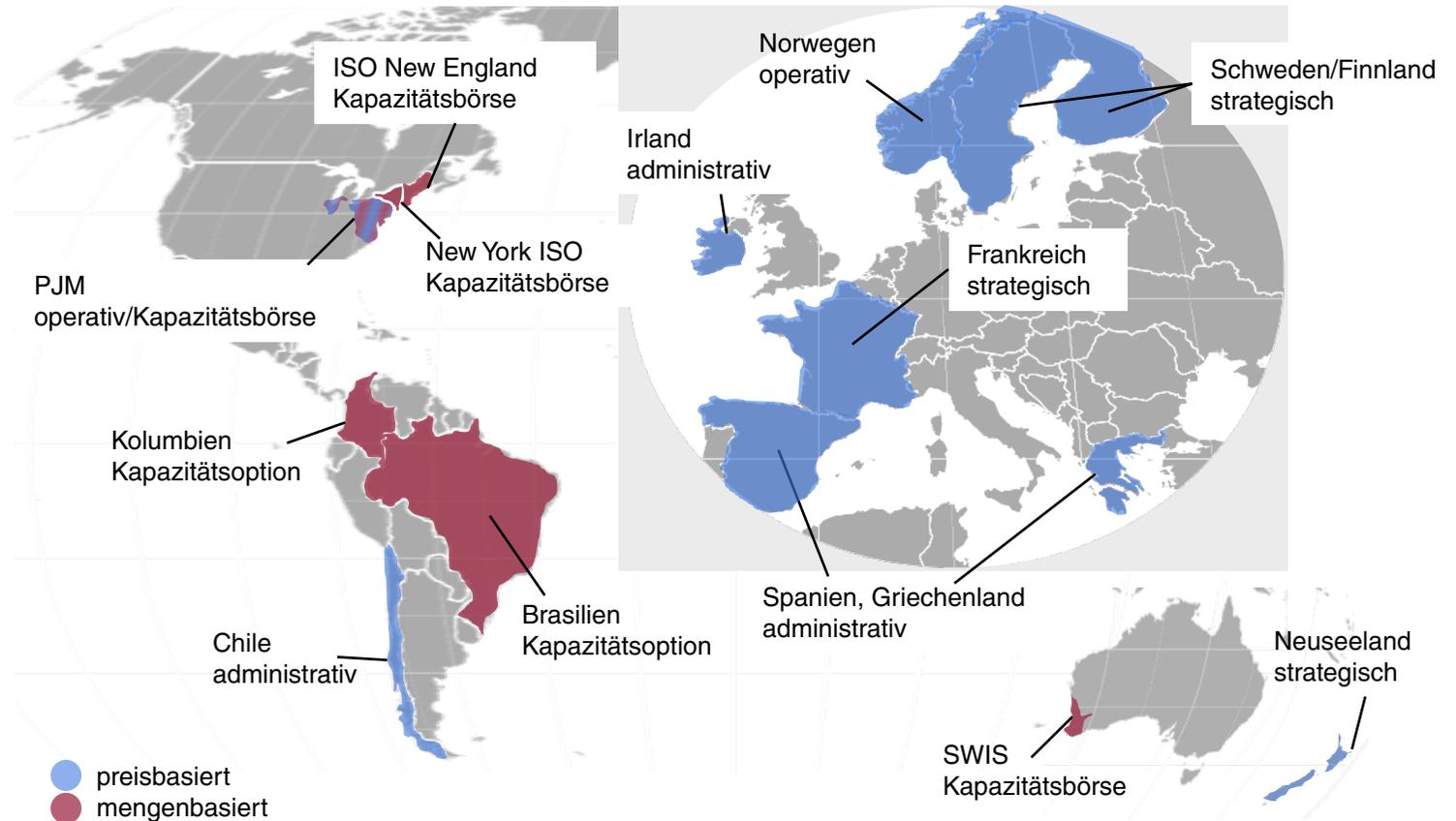
Stromversorgungssysteme auch eine Folge bestimmter historischer Entwicklungen und der energiepolitischen Vorgaben in einer Region.

Die unterschiedliche Ausgangslage und die unterschiedlichen ordnungspolitischen Ziele für die Gestaltung der Zukunft haben zu einer Vielzahl von Lösungskonzepten geführt. Alle Modelle verfolgen das Ziel, Investitionsanreize durch die Zahlung eines Kapazitätsentgeltes an den Kraftwerksinvestor zu setzen.

Das Konzept für den Kapazitätsmarktmechanismus ist abhängig von den angestrebten ordnungspolitischen Zielen und der Ausgangslage im untersuchten Markt.

In mengenorientierten Modellen erfolgt die Planung eines Mindestkapazitätsbedarfs durch den TSO oder Regulator. Die Höhe des Entgeltes wird innerhalb einer Auktion bestimmt, wobei der Zuschlagspreis der Market-Clearing-Price oder der Angebotspreis sein kann.

In preisbasierten Modellen bestimmt der TSO oder Regulator administrativ einen Preis, welcher einen Anreiz für Investoren setzt. Ob und in welchem Umfang der festgelegte Preis zu Investitionen führt ist nicht sicher.



Quelle: www.mygeo.info, LBD; Begriffserläuterungen siehe Anhang 7; Stand: 19.09.2011



Mögliche Ausgestaltung für Kapazitätsmärkte

Investitionsanreize aus Sicht von Investoren schafft ein Kapazitätsentgelt, das in der Betriebsphase der Kapazität zu einem **stabilen Cash-flow** führt und dadurch die Investition finanzierungsfähig macht. Für Investitionen in hocheffiziente, schadstoffarme Kraftwerke ist eine Mindestrefinanzierungsdauer von 15 Jahren erforderlich, also ein stabiles **Kapazitätsentgelt über 15 Jahre**.

Der Investitionsbedarf ist innerhalb Deutschland regional sehr unterschiedlich.

Für den **fortlaufenden Handel** an einer **Kapazitätsbörse** für Kapazitäten wäre die **Liquidität in regionalen Teilmärkten** gering. Wegen der langen **Mindestrefinanzierungsdauer** und der geringen Liquidität regionaler Teilmärkte ist davon auszugehen, dass **preisorientierte Modelle** für Deutschland nicht geeignet sind, die erforderlichen Investitionsanreize zu setzen.

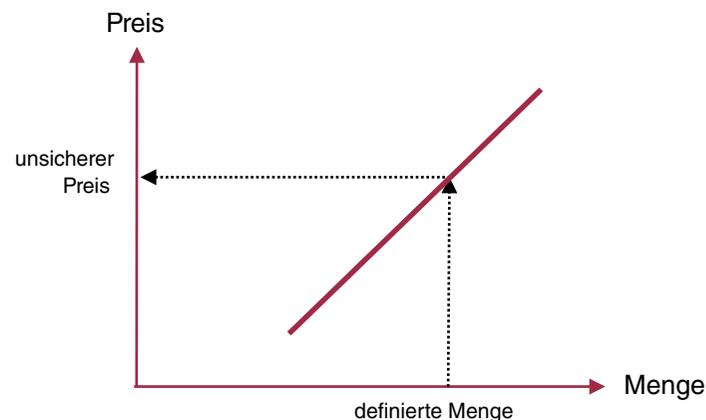
Investitionsanreize werden zielgerichteter und effizienter durch ein mengenbasiertes Kapazitätsmarktmodell gesetzt.

Auf Basis einer langfristigen Kapazitätsplanung wird der Bedarf für die Errichtung neuer Kapazitäten bestimmt.

Der Kapazitätsbedarf wird im Wettbewerb innerhalb einer Auktion bestimmt. Ausgehend von einem durch ein Benchmark bestimmtes Höchstgebot wird bei sinkendem Angebotspreis das niedrigste Gebot zugeschlagen. Der Zuschlagspreis entspricht dem Angebotspreis.

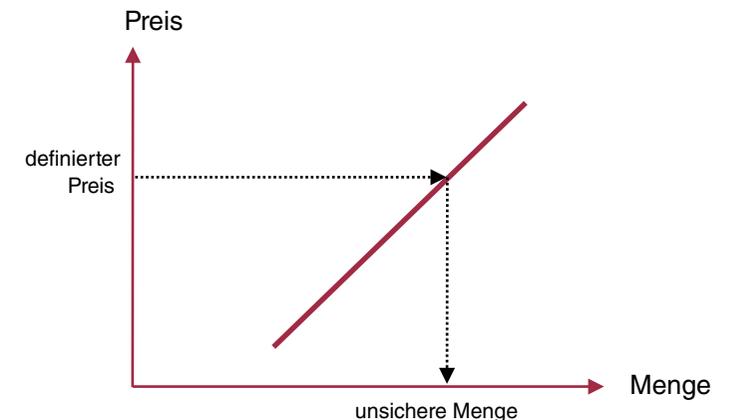
Mengenorientierte Modelle

Die **Planung eines Mindestkapazitätsbedarfs** durch den TSO oder einen Regulator **bestimmt** den Umfang der **Kapazitäten**. Die Höhe des **Entgeltes** wird innerhalb einer Auktion bestimmt, wobei der Zuschlagspreis der **Market-Clearing-Price** oder der **Angebotspreis** sein kann. (Bsp. PJM-Kapazitätsmarkt, EU-Emissionshandel)



Preisorientierte Modelle

Der TSO oder ein Regulator bestimmen **administrativ** einen **Preis**. Dieser Preis setzt einen Anreiz für Investoren. Ob und in welchem Umfang der festgelegte Preis zu **Investitionen** führt ist **nicht sicher** (Bsp. spanischer Kapazitätsmechanismus, deutsches EEG).



Vollständiger Kapazitätsmarkt vs. Zielgerichteter Mechanismus

Der nordamerikanische Markt PJM hat einen vollständigen Kapazitätsmechanismus.

In 6 jährlichen Auktionen wurde insgesamt ein Volumen von 42 Mrd. US-Dollar für die Schaffung bzw. den Erhalt von Kapazitäten aufgewendet.

91% der Kapazitätzahlungen fließen in bestehende Kapazitäten für fossile Brennstoffe und Kernenergie. Dies zeigt, dass die Förderung von Bestandskapazitäten teuer ist und den Anforderungen der zukünftigen Marktstruktur mit hohen Anteilen volatiler Einspeisung aus regenerativen Energien nicht gerecht wird.

Nur 3,3% der Kapazitätzahlungen wurden für die Schaffung neuer Kapazitäten eingesetzt.

Das politische Ziel des Energiewandels ist mit Kapazitätzahlung für alle Marktteilnehmer nicht vereinbar. Die Ertüchtigung alter unflexibler, emissionsintensiver Kapazitäten ist günstiger als die Errichtung neuer Anlagen.

Dafür gibt es auch Erfahrungen aus anderen bereits bestehenden Kapazitätsmärkten.

Ein **vollständiger Kapazitätsmarkt würde dem angestrebten Energiewandel entgegenwirken.**

Vollständiger Kapazitätsmarkt

- Zahlung an alle Marktteilnehmer
- Berücksichtigung von nachfrageseitigen Maßnahmen möglich
- Keine gezielte Förderung effizienter Technologien
- Zentrales Ziel ist die Sicherstellung einer ausgeglichenen Leistungsbilanz bei Starklast

Selektiver, zielgerichteter Kapazitätsmechanismus

- Zahlung nur an Kapazitäten, die Anforderungen an Effizienz und Flexibilität erfüllen
- Gezielte Förderung von nachfrageseitigen Maßnahmen möglich
- Gezielte Förderung effizienter, emissionsarmer Technologien möglich
- Maßnahmen können auf Effizienzziele, Emissionsziele und Flexibilität ausgerichtet werden

Kapazitätsart	Neue Kapazitäten	Bestandskapazitäten
Kohlekraftwerke	0,16%	30,01%
Erdgaskraftwerke	0,66%	31,83%
Kernkraftwerke	0%	21,06%
Ölkraftwerke	0%	8,14%
Summe Fossil/Kernkraft	0,82%	91,04%
Nachfragesteuerung	2,43%	
Wasserkraftwerke	0 %	4,91%
Sonstige Erneuerbare	0,05%	0,68%
Summe	3,3%	96,63%

Quelle: Mit Zustimmung der RAP Europe entstammen die Zahlen folgender Präsentation: <http://www.raonline.org/document/download/id/4431>; Market Monitoring Analytics; Stand: 19.09.2011



Ziele des Anreizsystems zur Errichtung von neuen Kapazitäten

Das zukünftige Marktdesign ist vor dem Hintergrund der Anforderungen der Investoren und der ordnungspolitischen Zielsetzungen zu gestalten.

Die Ziele sind zeitlich nicht gleichsam prioritär. In der ersten Stufe müssen neue Kapazitäten geschaffen werden, um das Niveau der Versorgungssicherheit auch nach dem Atomausstieg sicher zu stellen.

Der zu schaffende **Kapazitätsmarktmechanismus** dient **ausschließlich der Schaffung neuer Kapazitäten** also Kapazitäten, für die aufgrund fehlender Wirtschaftlichkeitsperspektive noch keine finale Investitionsentscheidung getroffen worden ist.

Anforderung der Investoren ist die Erlangung eines **stabilen Cash-flows** in ihren Projekten, der die Investitionsmaßnahmen durch Eigen- und Fremdkapital finanzierungsfähig macht.

Ordnungspolitische Zielsetzung ist es,

- die **Versorgungssicherheit** innerhalb des komplexen Verbundes von Maßnahmen der Energiewende zu erhalten
- die **Wettbewerbsintensität** auf den **Spot- und Regenergiemärkten** zu erhalten
- Potenziale des **Innovations- und Effizienzwettbewerbs** zwischen den **Kapazitätsarten** zu erschließen
- das **Erreichen der Klimaschutzziele** zu sichern

Ein neues Marktsegment muss Fehlallokationen, insbesondere solche mit negativen Folgen für den Wettbewerb auf den Spot- und Regenergiemärkten, ausschließen.

Die derzeitigen Ziele und Regelungen innerhalb der europäischen **Emissionshandelssysteme** schaffen **nicht** ausreichend Anreize die **Bestandskapazitäten** so zu **erneuern**, dass die Klimaschutzziele erreicht werden können. Die darüber hinaus erforderlichen Anreize, um neue Kapazitäten zu errichten, könnten auch über einen Kapazitätsmechanismus geschaffen werden, müssten aber in diesem Fall über die Bandbreite des **bestehenden Instrumentariums** (EEG, KWKG) **koordiniert** werden. Denkbar ist es, alle Instrumente in einem Kapazitätsmarkt zu integrieren und so Entgelte nicht über Benchmarks sondern stets im Wettbewerb (Kapazitätsauktion für neue KWK-Anlagen und regenerative Stromerzeugung) zu bestimmen.

Es ist **nicht Ziel** des Kapazitätsmarktes, die Rentabilität von **Bestandskraftwerken** (einschließlich von Kraftwerken, deren finale Investitionsentscheidung bereits getroffen worden ist) **zu fördern**. Alle Maßnahmen innerhalb des Kapazitätsmarktes richten sich in die Zukunft. Sollten jedoch in einer späteren Marktphase Bestandskraftwerke, die hocheffizient, flexibel und zur Deckung des Kapazitätsbedarfs erforderlich sind, einen Anreiz benötigen, um nicht aus dem Markt auszuscheiden, so kann für diese Kapazitäten ein mittelfristiger (2 Jahre) Termin-Kapazitätsmarkt als weiteres Marktsegment geschaffen werden.

06

Qualitative Erläuterung des Kapazitätsbedarfs und Bestimmung des Begriffs »Kapazitäten«

Welcher Kapazitätsbedarf besteht?

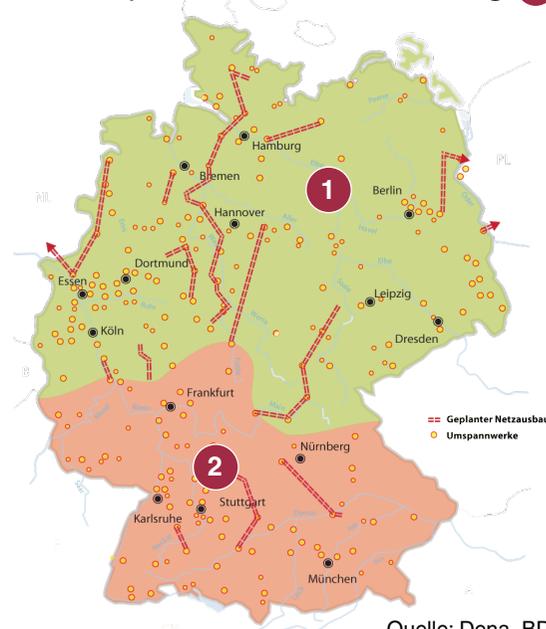
Die aufgrund des Atomausstiegs zur Beibehaltung der bestehenden Versorgungssicherheit neu zu errichtenden Kapazitäten sollten

- so flexibel sein, dass sie geeignet sind, Erzeugung aus erneuerbaren Energien zu ergänzen,
- die Lastverhältnisse im Übertragungsnetz berücksichtigen sowie
- hocheffizient und schadstoffarm sein, um einen Beitrag zum Erreichen der Klimaschutzziele zu leisten.

Die **Merit Order des deutschen Kraftwerksparks** (Bestand inkl. der in Bau befindlichen Kraftwerke) zeigt, dass **genügend Kraftwerkskapazität** besteht, um die **Nachfrage im Übertragungsnetz** zu decken.

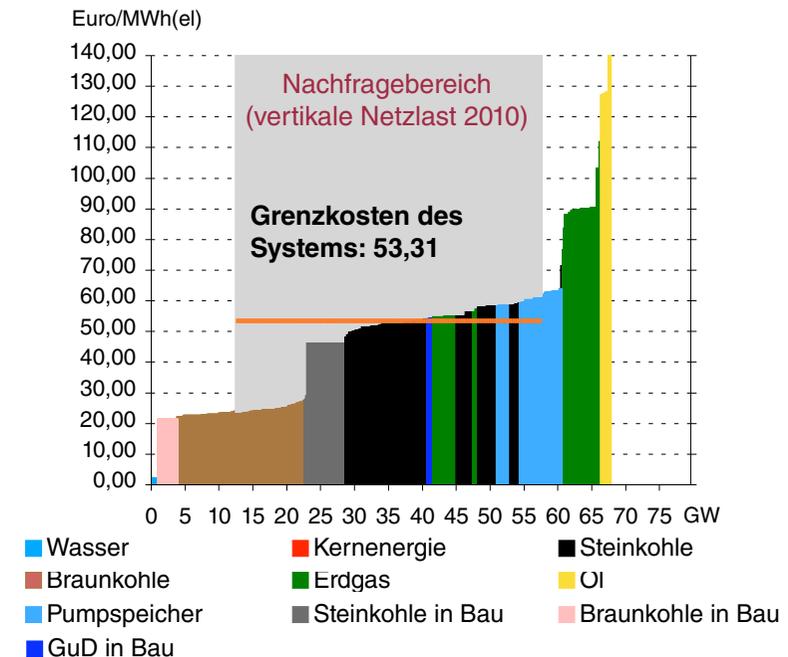
Die **qualitative Darstellung der Lastverhältnisse** zeigt, dass vor Abschluss des Übertragungsnetzausbaues in **Nord- und Ostdeutschland Überkapazitäten** bestehen werden und in **Süddeutschland Kapazitäten fehlen**. Die Karte zeigt grob die **Kapazitätsscheide** zwischen den Räumen. Ziel des Gutachtens ist es eine **Methode zur Feststellung und Beschaffung benötigter Kapazitäten** aufzuzeigen. Die quantitative Herleitung muss in der Sphäre der ÜNB liegen.

In Räumen mit **Überkapazitäten** besteht ein zusätzlicher Kapazitätsbedarf an **Speichern und steuerbaren Lasten**. **1** In Räumen mit **Unterkapazitäten** besteht zusätzlich ein Bedarf an Kraftwerkskapazitäten zu **Lastdeckung**. **2**



Kapazitätsbedarf in Deutschland entsteht

- zum **Erhalt der Versorgungssicherheit**, weil nicht genügend Übertragungskapazitäten bestehen, (insb. Rhein/Main, Thüringer Wald), um Strom von Norden und Osten nach Süden zu transportieren
- durch das **Ende der technisch/wirtschaftlichen Nutzungsdauer** von Bestandskraftwerken
- aufgrund der **Anforderung**, unflexible, ineffiziente Anlagen durch flexible, hocheffiziente und schadstoffarme Kapazitäten ersetzen zu müssen, um die **regenerativen Energien zu ergänzen**.
- zur Erreichung der **Klimaschutzziele**, weil der Zuwachs der CO₂-Emissionen aufgrund des Ersatzes von **Atom- durch Kohlestrom** dadurch kompensiert werden muss, dass neue CO₂-arme Kapazitäten **alte Kohlekraftwerke verdrängen**.



Quelle: Dena, BDEW, Platts, BNetzA, EEX, 50Hertz, Amprion, TenneT, EnBW, LBD-Analyse; Preisstand: Februar 2011



Beispiel Baden-Württemberg – Kapazitätsbedarf zur Sicherung der Versorgungssicherheit

Die Stilllegung der Kernkraftwerke in Baden-Württemberg führt zu einer signifikanten Reduzierung der Erzeugungskapazitäten und somit zu einer Gefährdung der Versorgungssicherheit im Netzgebiet der EnBW.

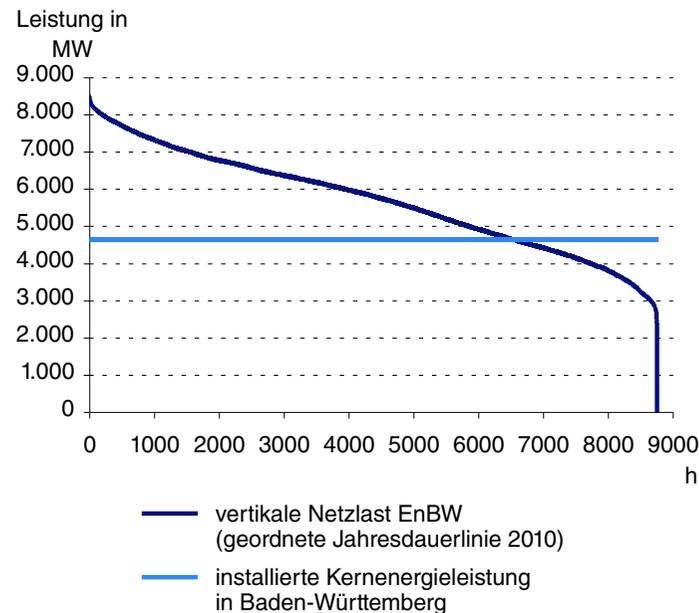
Beispielhaft für die Situation in Süddeutschland wird die vertikale Netzlast und die installierte Leistung von Kernkraftwerken im Netzgebiet der EnBW Transportnetz dargestellt.

Mit ca. 4,6 GW Leistung trägt die Kernenergie den größten Teil zur Bedarfsdeckung in Baden-Württemberg bei. Der Wegfall dieser Kapazitäten führt

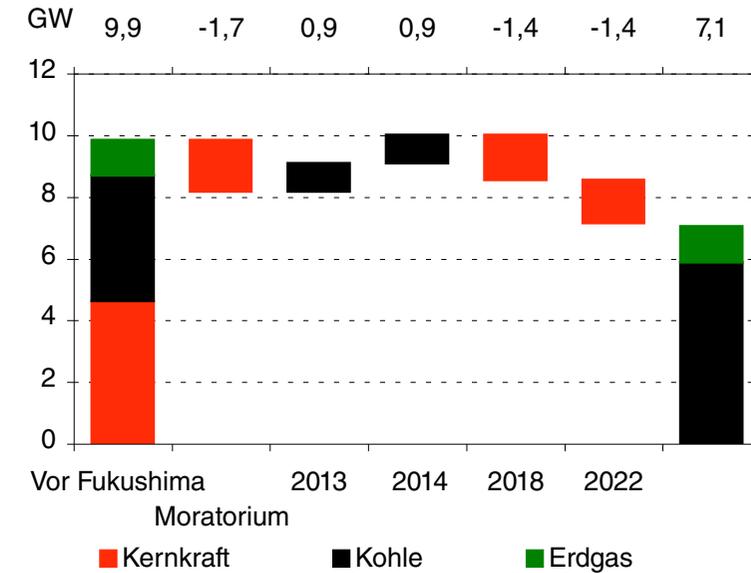
zu einer Unterversorgung des Netzgebietes mit entsprechenden Risiken für die Versorgungssicherheit.

Ein ähnliches Bild dürfte sich für das benachbarte süddeutsche Teilnetz der TenneT ergeben.

Jahresdauerlinie EnBW Transportnetze AG (2010)



Kraftwerkspark im Übertragungsnetz in Baden-Württemberg



	Kraftwerk
2013	RDK 8
2014	GKM 9
2018	Philippsburg 2
2022	Neckarwestheim 2

Quelle: EnBW, Platts, BNetzA, Stand: September 2011



Was sind Kapazitäten?

Bei der Kapazitätsplanung muss zwischen den Kapazitätsarten Kraftwerken, Speichern und steuerbaren Lasten differenziert werden.

Die sich aus dem Atomausstieg ergebene Unterkapazität in Süddeutschland wird überwiegend durch Kraftwerke, aber auch zu Teilen durch Speicher und abschaltbare Lasten zu decken sein.

In Regionen mit Überkapazitäten werden keine neuen Kraftwerke benötigt, sondern Speicher und abschaltbare Lasten nachgefragt werden. Der Bereich des Kapazitätsbedarfs, der durch zwei oder drei unterschiedliche Kapazitätsarten gedeckt werden kann, sollte in einem, die Kapazitätsarten übergreifenden, Innovations- und Effizienzwettbewerb gestellt werden.

Unter **Kapazitäten** sind sowohl die **Bereitstellung von Leistung** als auch die **Reduzierung von Last** zu verstehen. Diese Kapazitäten können durch die **Kapazitätsarten Kraftwerke, Speicher und steuerbare Lasten** bereitgestellt werden.

Die unterschiedlichen **Technologien** haben **unterschiedliche Fähigkeiten** Leistung bereitzustellen und/oder Last zu reduzieren. Das **Gesamtsystem** (bei wesentlichem Anteil erneuerbarer Energien) erfordert alle drei Kapazitätsarten, weil sich die Kapazitätsarten nicht uneingeschränkt gegenseitig substituieren. Über alle drei Technologien gibt es eine **Schnittmenge von Kapazitäten**, die **durch alle angeboten** werden können. Die **Schwierigkeit** besteht darin,

- die unterschiedlichen **technischen Funktionalitäten** zur Bereitstellung der Kapazitäten der Höhe und der Dauer nach,
- und die unterschiedlich langen **Planungs- und Amortisationszeiträume**

so zu **synchronisieren**, dass ein **Kapazitätsprodukt** nachgefragt wird, welches durch alle drei Kapazitätsarten gleichermaßen bereitgestellt werden kann und dadurch ein **Technologien übergreifender Innovations- und Effizienzwettbewerb** ermöglicht wird.

Beispiel für ein Kapazitätsprodukt, das von allen drei Kapazitätsarten gleichermaßen gedeckt werden kann: **werttägliche Kapazitätsbereitstellung über eine begrenzte Anzahl aufeinander folgender ¼-Stunden** (z.B. 4 h), verbunden mit einer **Minstdauer bis zum nächsten Aufruf**.

Größer ist das Problem unterschiedlicher Planungs- und Amortisationszeiträume. Während in der **Industrie steuerbare Lasten sich binnen 3 bis 5 Jahren** amortisieren müssten und i.d.R. vertragliche Verpflichtungen nur mittelfristig eingegangen werden, sind **Amortisationszeiträume für Kraftwerke mindestens 15 Jahre** oder **Pumpspeicher mindestens 25 Jahre**. Dies erschwert die effiziente Synchronisation.

Grundsätzlich stellen auch Leitungen, Kupplungen und andere **Netzsystembestandteile in Übertragungsnetzen Kapazitäten** dar. Es ist grundsätzlich denkbar, Übertragungskapazitäten in den Innovations- und Effizienzwettbewerb zu den übrigen Kapazitäten zu stellen. Der **Netzausbau in Deutschland** ist ganz überwiegend durch den Ausbau der **erneuerbaren Energien** im Norden und die Deckung des Bedarfs in Süddeutschlands **getrieben**. Deshalb kann ein Effizienzwettbewerb zwischen **abschaltbaren Lasten, Speichern und Übertragungsnetzkapazitäten zur Systemoptimierung** beim Transport regenerativen Stroms von der Erzeugung zum Verbrauch **sinnvoll sein**.

Beschreibung Kapazitätsarten

Die Herausforderung besteht darin, unterschiedliche

- technische Funktionalitäten zur Bereitstellung der Kapazitäten der Höhe und der Dauer nach,
- sowie Planungs- und Amortisationszeiträume

so zu synchronisieren, dass ein Kapazitätsprodukt nachgefragt wird, welches durch alle Kapazitätsarten gleichermaßen bereitgestellt werden kann und dadurch ein Technologie übergreifender Innovations- und Effizienzwettbewerb ermöglicht wird.

Unter **Kapazitäten** sind sowohl die **Bereitstellung von Leistung** als auch die **Reduzierung von Last** zu verstehen. Diese Kapazitäten können durch die **Kapazitätsarten Kraftwerke, Speicher und steuerbare Lasten** bereitgestellt werden.

Unterschiedliche **Technologien** haben **unterschiedliche Fähigkeiten** Leistung bereitzustellen und/oder Last zu reduzieren. Das **Gesamtsystem** (bei hohem Anteil erneuerbarer Energien) erfordert alle Kapazitätsarten, weil sich diese nicht uneingeschränkt gegenseitig substituieren.

Auch Leitungen, Kupplungen und andere **Netzsystembestandteile in Übertragungsnetzen** stellen **Kapazitäten** dar. Der **Netzausbau in Deutschland** ist ganz überwiegend durch den Ausbau der **erneuerbaren Energien** im Norden und die Deckung des Bedarfs in Süddeutschlands **getrieben**.

Anzustreben ist die **Systemoptimierung** mittels **Kraftwerken, abschaltbarer Lasten, Speichern und Übertragungsnetzkapazitäten** für den Transport regenerativen Stroms von der Erzeugung zum Verbrauch.

Kapazitätsart	Beispiele	Einsatzbereiche
Stromerzeugungsanlagen	Hocheffiziente GuD-Anlagen, virtuelle Kraftwerke auf Basis regenerativer Energien, BHKW	<ul style="list-style-type: none"> • Leistungsbereitstellung und -reduzierung
Stromspeicher	Direkt: (E-Mobil-)Batterien, Pumpspeicherkraftwerke Indirekt: »Windgas«/Wasserstoff, Wärme, Druckluft	<ul style="list-style-type: none"> • Leistungsbereitstellung • Leistungsnachfrage
Steuerbare Lasten	Energieintensive Produktionsprozesse der Industrie, Kühlhäuser, andere Großverbraucher	<ul style="list-style-type: none"> • Lastreduzierung und -erhöhung
Stromnetzinfrastruktur	Leitungen, Transformatoren, Kupplungen, Wechselrichter	<ul style="list-style-type: none"> • Stromübertragung und -verteilung • Lastflusssteuerung • Spannungshaltung, Strombegrenzung



Synchronisation ausgewählter Kapazitätsarten zu Kapazitätsprodukten

Die Herausforderung besteht darin, Kapazitätsprodukte zu entwickeln, welche einen Technologien übergreifenden Innovations- und Effizienz Wettbewerb ermöglichen.

Großer Vorteil virtueller Kraftwerke auf Basis von Mini-BHKW und steuerbarer Lasten ist, dass diese ohne aufwändiges Genehmigungsverfahren auskommen und aufgrund geringer zusätzlicher Eingriffe in die Umwelt und das Landschaftsbild eine höhere gesellschaftliche Akzeptanz erreichen.

Über alle Technologien gibt es eine **Schnittmenge von Kapazitäten**, die **durch alle Kapazitätsarten angeboten** werden können.

Die **Herausforderung** besteht darin, unterschiedliche

- **technische Funktionalitäten** zur Bereitstellung der Kapazitäten der Höhe und der Dauer nach,
- sowie **Planungs- und Amortisationszeiträume**

so zu **synchronisieren**, dass ein **Kapazitätsprodukt** nachgefragt wird, welches durch alle Kapazitätsarten gleichermaßen bereitgestellt werden kann und dadurch einen **Technologien übergreifenden Innovations- und Effizienz Wettbewerb** ermöglicht.

Beispiel für ein Kapazitätsprodukt, dass von allen Kapazitätsarten gleichermaßen gedeckt werden kann: **werktägliche Kapazitätsbereitstellung über eine begrenzte Anzahl** aufeinander folgender **¼-Stunden**, verbunden mit einer **Mindestdauer bis zum nächsten Aufruf**.

Größer ist die Herausforderung zur Synchronisation der Planungs- und Amortisationszeiträume. Während sich in der **Industrie steuerbare Lasten binnen 3–5 Jahren** amortisieren müssen und i.d.R. vertragliche Verpflichtungen nur mittelfristig eingegangen werden, sind **Amortisationszeiträume für Kraftwerke mind. 15 Jahre** oder **Pumpspeicher mind. 25 Jahre**.

Kapazitätsart	Technisches Einsatzpotenzial	Planung, Amortisation	Spez. Kosten
Hocheffiziente GuD-Anlagen	<ul style="list-style-type: none"> • Bereitstellung: variabel • Leistung: bis ±500 MW/Block 	<ul style="list-style-type: none"> • Realisierung: 2–5 a • Amortisation: ca. 15 a 	<ul style="list-style-type: none"> • ca. 1.000 Euro/kW • brennstoffpreisabhängig
virtuelle Kraftwerke (regenerativ, BHKW)	<ul style="list-style-type: none"> • Bereitstellung: variabel • Leistung: variabel 	<ul style="list-style-type: none"> • Realisierung: ½–2 a • Amortisation: 15 a 	<ul style="list-style-type: none"> • 1.000–2.000 Euro/kW • abh. vom Brennstoffpreis
E-Mobil-Batteriepool	<ul style="list-style-type: none"> • Bereitstellung: <¼ h bis wenige Stunden • Leistung/Last (je EV-Batterie): ca. 3 bis >10 kW 	<ul style="list-style-type: none"> • Realisierung: 5–10 a • Amortisation: ca. 10 a 	<ul style="list-style-type: none"> • ca. 400–500 Euro/kW (heute) • ca. 200–1000 Euro/kWh
Pumpspeicher	<ul style="list-style-type: none"> • Bereitstellung: Stunden bis wenige Tage • Leistung: bis zu 1.400 MW 	<ul style="list-style-type: none"> • Realisierung: 5–8 a • Amortisation: ca. 25 a 	<ul style="list-style-type: none"> • ca. 1.000 Euro/kW • geringe variable Kosten
Industrie, Kühlhäuser	<ul style="list-style-type: none"> • Bereitstellung: variabel • Leistung/Last: variabel 	<ul style="list-style-type: none"> • Realisierung: ½–2 a • Amortisation: 3–5 a 	<ul style="list-style-type: none"> • abh. vom Anwendungsfall

Quelle: LBD-Recherche, Ergänzung zu Flexibilität und Emissionen siehe Anhang 5 und 6, Stand: 30.08.2011



Kapazitäten im Effizienz- und Innovationswettbewerb – Einsatzfelder (schematisch)

Verschiedene Kapazitätsarten zeichnen sich durch sehr unterschiedliche Einsatzfelder aus. Es gibt einen engen Bereich in dem alle Kapazitätsarten gemeinsam in einen Effizienz- und Innovationswettbewerb treten können.

Die untenstehende Grafik zeigt **schematisch** die **Einsatzgebiete für unterschiedliche Kapazitätsarten**.

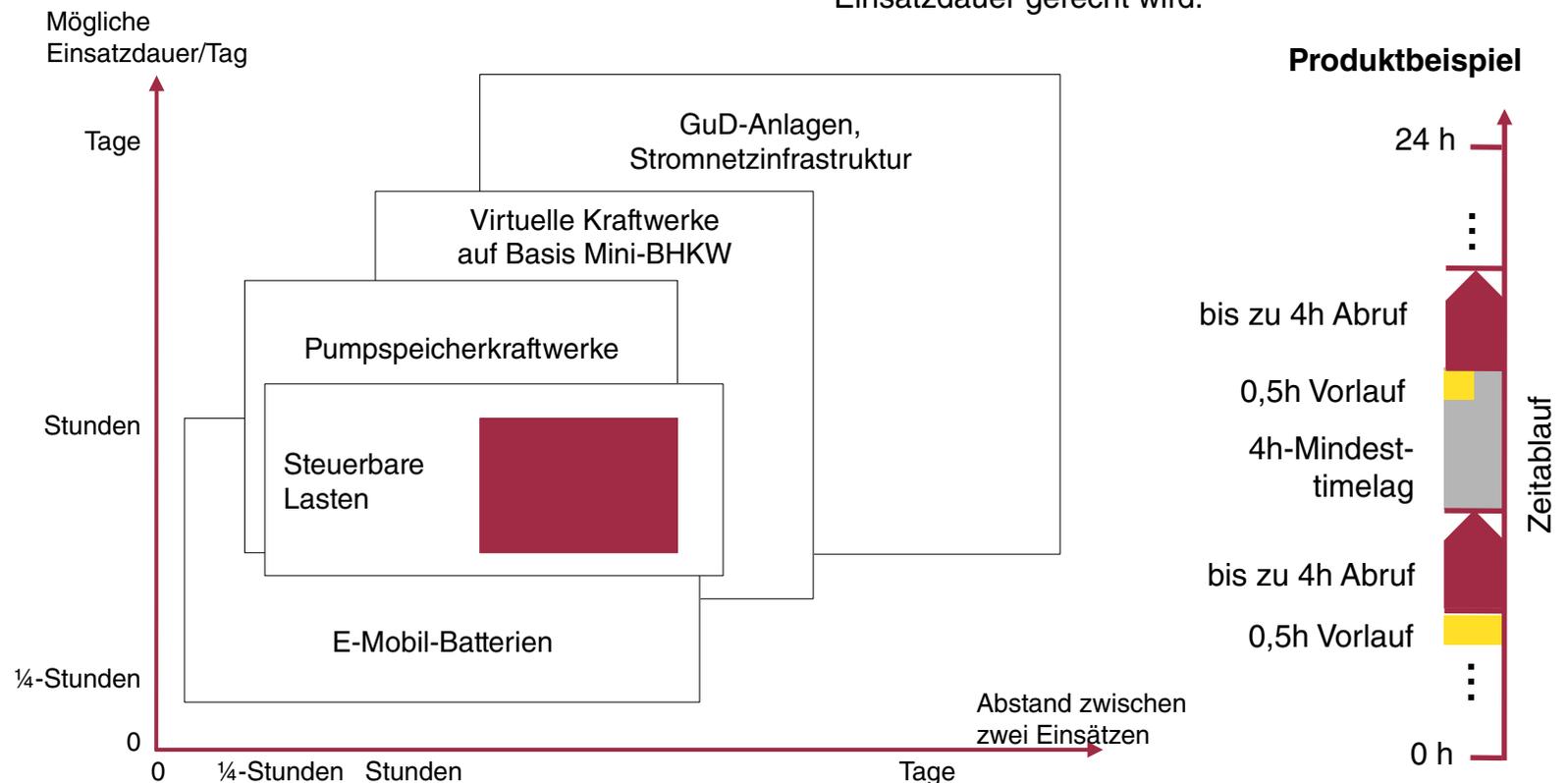
Batteriespeicher sind nur für kurze Dauer nutzbar, typischerweise nur wenige Stunden. Ein großer Pool von Batterien kann jedoch auch erheblich länger Leistung bereitstellen.

Die Einsatzgebiete für **steuerbare Lasten** sind stark abhängig vom jeweiligen Prozess. Industrielle Prozesse können von wenigen Viertelstunden bis zu mehreren Stunden flexible Kapazitäten bereitstellen.

Pumpspeicherkraftwerke sind heute bereits verfügbare Speichertechnologien. Sie stellen über mehrere Stunden flexible Kapazitäten bereit.

Kraftwerke können als einzige Technologie **zuverlässig mehrere aufeinander folgende Tage** betrieben werden. Aufgrund hoher Start-Kosten sind Kraftwerke jedoch bei sehr kurzfristigem Leistungsbedarf nur sehr bedingt einsetzbar.

Der **rote Bereich zeigt ein Produkt**, in dem alle **Technologien gleichermaßen** in den **Effizienz- und Innovationswettbewerb** treten können. Insbesondere steuerbare Lasten und Speicher benötigen jedoch ein Produkt, dass ihrer begrenzten Einsatzdauer gerecht wird.



07

Entwurf eines Kapazitätsmarktdesigns



Grundkonzept eines Kapazitätsmarktmechanismus

Der Termin-Kapazitätsmarktmechanismus ist ein Wettbewerbsmarkt. Die Entgelte werden in einer Kapazitätsauktion festgestellt. Sie schaffen die erforderlichen finanziellen Anreize, um hocheffiziente, schadstoffarme und flexible Kraftwerke zu errichten und in den Spot- und Regelenergiemarkt eintreten zu lassen.

Der finanzielle Anreiz, ein Kraftwerk zu errichten und zu betreiben soll durch die Zahlung eines **Kapazitätsentgeltes** in Form eines periodischen Leistungspreises erfolgen. Das Entgelt wird im Wettbewerb einer »**Kapazitätsauktion**«, bei der das niedrigste Entgelt den Zuschlag erhält, bestimmt.

In der Kapazitätsauktion wird der Kapazitätsbedarf nachgefragt, der neu errichtet oder erhalten werden muss, um eine erwartete Kapazitätslücke zu schließen (**Kapazitätsbedarf**).

Grundlage dafür ist die aus der **Netzentwicklungsplanung** der Übertragungsnetzbetreiber abgeleitete **Mindestkapazitätsplanung**.

Der Kapazitätsmarktmechanismus muss dabei so angelegt werden, dass er sich **nicht allein auf neue Kraftwerkskapazitäten oder den Erhalt bestehender Erzeugungsanlagen beschränkt**, sondern auch die Einbeziehung von Kapazitäten wie **Stromspeicher** und Vereinbarungen über **abschaltbare Lasten** als Instrumente der Kapazitätsbereitstellung und des -ausgleichs ermöglicht.



1. Netzentwicklungsplanung, 2. Mindestkapazitätsplanung, 3. Kapazitätsbedarf

Der Mindestkapazitätsplan wird als Ergänzung zum Netzentwicklungsplan durch die ÜNB erstellt und von der BNetzA geprüft und festgestellt.

Der Kapazitätsbedarf ergibt sich unter Berücksichtigung von Netzengpässen entsprechend regionalisiert aus der Differenz von Bestandskapazität und Mindestkapazität.

Die Neubaukapazitäten sind für den weiteren Planungs- und Beschaffungsprozess ausreichend zu spezifizieren.

Im 2011 angepassten Energiewirtschaftsgesetz ist die **Netzentwicklungsplanung** erstmals für das Jahr 2012 institutionalisiert. Der Plan wird von den Übertragungsnetzbetreibern erstellt und von der Bundesnetzagentur überprüft und festgestellt. Er bildet Grundlage für den Netzausbau.

Der Netzentwicklungsplan muss durch einen **Kapazitätsentwicklungsplan** ergänzt werden. Er muss die Mindestkapazitäten zum Erhalt der Versorgungssicherheit nach Kapazitätsarten ausweisen. Dabei sind die Folgen des Atomausstiegs, der Stilllegung von Kraftwerken am Ende ihrer technisch/wirtschaftlichen Nutzungsdauern und die Ergänzung von vorrangig einzuspeisenden und erneuerbaren Energien durch flexible Kraftwerke zu berücksichtigen.

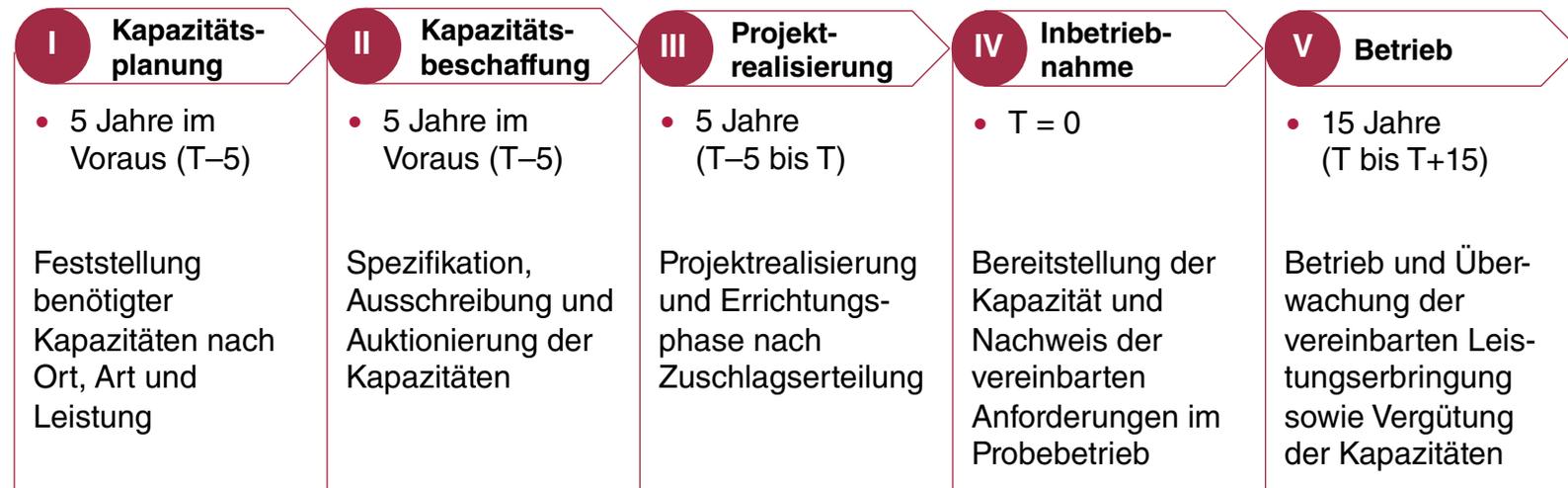
Der Kapazitätsentwicklungsplan ist zu **regionalisieren** und berücksichtigt Engpässe im Übertragungsnetz.

Der Mindestkapazitätsbedarf kann durch weitere Kapazitäten **ergänzt** werden, die zur **Erreichung der Klimaschutzziele** erforderlich sein können (Ersatz von Kohle durch Erdgas-GuD).

Zum Kapazitätsbestand ist von den Übertragungsnetzbetreibern ein **Register** nach Kapazitätsarten zu führen.

Soweit der Kapazitätsbestand nicht den Mindestkapazitätsbedarf deckt, ist ein **Kapazitätsbedarf** zu bestimmen.

Die Neubaukapazitäten sind hinreichend zu spezifizieren, dass sie für **Investoren als Planungsgrundlage** geeignet sind. Die **Spezifikation ist Grundlage der Kapazitätsbeschaffung** im Rahmen einer Auktion.



4. Kapazitätsauktion – Ausgestaltung des Verfahrens

Die Ausgestaltung des Auktionsverfahrens und der Präqualifikationsbedingungen hat Auswirkungen auf den Wettbewerb im Auktionsverfahren und die Höhe des Anfangsgebotes.

Die auf Basis der Kapazitätsplanung nachgefragte, neu zu errichtende Kapazität soll in einem **Auktionsverfahren** beschafft werden.

Ausgehend von einem **Benchmarkpreis** (gleichbleibend X Euro/kW/a über 15 Jahre) soll(en) mit **sinkendem Gebotspreis** der/die Bieter mit dem niedrigsten Preis den Zuschlag erhalten. Der **Zuschlag** erfolgt auf **Basis des Angebotspreises** (kein market-clearing-price).

Die Festlegung eines Anfangsgebots durch ein Benchmark begrenzt das Preisrisiko für eine Kapazitätsentgelt.

Die Auktion muss so strukturiert sein, dass sie auf Bieterseite ein ausreichend großes Angebot mit dem Ziel eines **intensiven Wettbewerbs** unter den Bietern ermöglicht. Die nachgefragte Kapazität muss marktfähig sein.

Das (Kapazitäts-)Angebot kann über

- das **nachgefragte Volumen** der Kapazität,
- die **Bedingungen zur Bereitstellung** der Kapazität,
- den **Benchmarkpreis** für das Anfangsgebot (**Höchstgebot**) der Auktion,
- die Bedingungen für die **Präqualifikation** der Bieter
- die **Bedingungen für den Ablauf** der Auktion

gestaltet werden.

Die Kapazitätsauktion sollte rechtzeitig vor dem Zeitpunkt der erwarteten Bereitstellung der Kapazität erfolgen, also **Zeitbedarf** und Ablauf von **Projektentwicklung, Errichtung und Inbetriebnahme** angemessen berücksichtigen.

Die **Bieter** müssen sich hinsichtlich ihrer **Eignung** (technische und finanzielle Leistungsfähigkeit) und der Eignung ihres Projektes (Kongruenz der technischen Parameter des Projektes zur nachgefragten Kapazität, Stand der Projektentwicklung) **prequalifizieren**.

In Bezug auf die Anforderung zum Stand der Projektentwicklung besteht die Frage, ob eine **bestandskräftige Genehmigung** (z.B. BImSchG bei Kraftwerken) bereits vorliegen muss.

- Dafür spräche, das Projektentwicklungsrisiko beim Entwickler zu belassen (status quo) und somit **höhere Sicherheit zur Realisation des Projektes** zu erlangen. Der Bieter hätte innerhalb der Auktion eine zuverlässigere Basis für seine Entscheidungen.
- Dagegen spräche, dass von mehreren, zur Genehmigung entwickelten, Projekten, nicht alle innerhalb der Auktion den Zuschlag erhalten würden. Dies könnte eine große Belastung für die **Bürgerakzeptanz** darstellen. Je konkreter der Stand der Projektentwicklung wäre, desto weniger Risiken beständen für den Entwickler.

4. Kapazitätsauktion – Benchmarking für das Höchstgebot am Beispiel eines GuD-Kraftwerks

Für ein GuD-Kraftwerk mit einem Wirkungsgrad von 58% (H_u) und einer 15-jährigen Amortisationsdauer wäre ein Kapazitätsentgelt in Höhe von 57–118 Euro/kW notwendig.

Als Benchmark für zu erwartende Kapazitätsentgelte wird ein GuD-Kraftwerk mit 58% Wirkungsgrad herangezogen. Die angenommenen Parameter des Kraftwerks (bzw. der Kapazitätsart) werden hier dargestellt. In der Betrachtung werden eine Amortisationsdauer von 15 Jahren und eine technische Nutzungsdauer für GuD-Kraftwerke von 25 Jahren unterstellt.

Das Kapazitätsentgelt dient der Deckung der Lücke zwischen dem erwarteten Deckungsbeitrag und den erwarteten Kosten. Als Grundlage für den erwarteten Deckungsbeitrag wird für die Benchmark-Analyse der mittlere Deckungsbeitrag aus den Jahren 2009, 2010 und 2011 verwendet (s. Grafik).

Mittlerer Deckungsbeitrag p.a.	
Basis 2009	97 Euro/kW
Basis 2010	69 Euro/kW
Basis 2011	36 Euro/kW
OPEX p.a.	
Fixkosten der Gasbeschaffung	15 Euro/kW
Fixe O&M	30 Euro/kW
CAPEX p.a. ¹⁾	
Fremdkapitaldienst	72 Euro/kW
Eigenkapitaldienst	37 Euro/kW
Summe der Fixkosten p.a.	154 Euro/kW

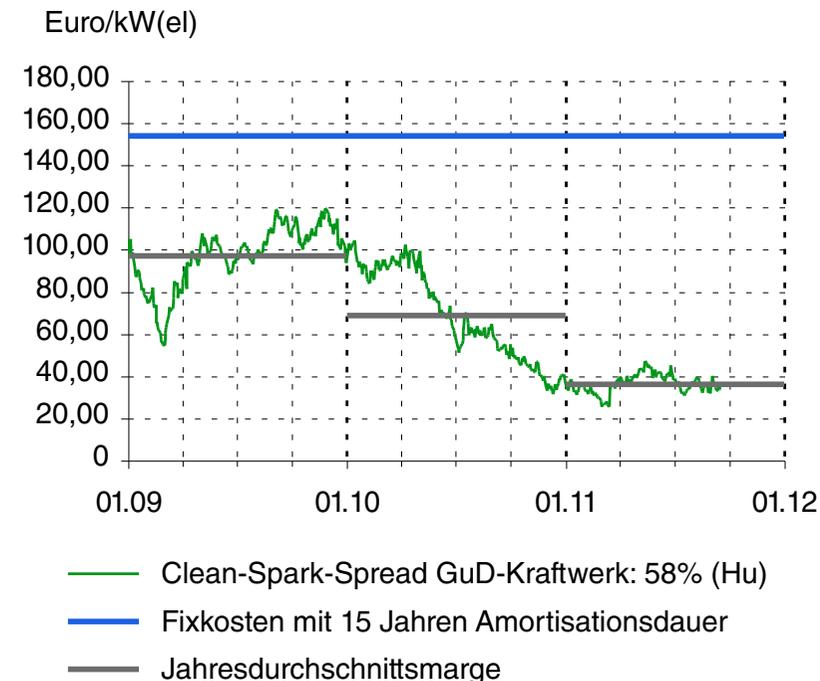
Deckungsbeitragslücke p.a. = Kapazitätsentgelt p.a.

Basis 2009	57 Euro/kW
Basis 2010	85 Euro/kW
Basis 2011	118 Euro/kW

1) Investitionsvolumen 1.000 Euro/kW, Eigenkapitalanteil 25%, EK-Zins 12%, FK-Zins 5%, Amortisationsdauer 15 Jahre

Im Rahmen der Auktion würden Investoren ihre Erwartungen zu den am Markt erzielbaren Deckungsbeiträgen in ihre Gebote einpreisen. Weitere Treiber für das Angebotsverhalten der Marktteilnehmer sind:

- Projektentwicklungskosten,
- Standortqualität,
- Technologie,
- Investitionsvolumen,
- Finanzierungsbedingungen und Renditeerwartungen.



5. Kapazitäts- bereitstellung – Strukturierung der Gegenleistung

Die Bedingungen für die Kapazitätsbereitstellung sind Grundlage für das Verhalten der neuen Marktteilnehmer in den entsprechenden Marktsegmenten.

Wesentlich für das Konzept eines Kapazitätsmarktes ist, welche **Gegenleistung der Anbieter für den Erhalt des Kapazitätsentgeltes** erfüllen muss, d.h. unter welche Auflagen und Bedingungen die Verpflichtung zur Kapazitätsbereitstellung gestellt wird.

Die Beurteilung der, aus der Strukturierung der Gegenleistung resultierenden, Chancen und Risiken durch einen Bieter, wird dessen Bereitschaft zur tatsächlichen Investition in eine neue Kapazität und bzgl. der Mindesthöhe des notwendigen Kapazitätsentgeltes für diese Investition wesentlich beeinflussen.

Unter der Voraussetzung, dass die Wettbewerbsintensität in der Kapazitätsmarktauktion ausreichend hoch ist, verhalten sich alle Marktteilnehmer ökonomisch rational.

Gleichwertig zu den Erwartungen der Investoren muss der Grad an Wettbewerbsintensität auf den Regelenergie- und Spotmärkten erhalten bleiben sowie Fehlallokationen vermieden werden. Ein Optionsmodell mit Abschöpfung von Erlösen oberhalb eines Strike-Preises ist für das Marktdesign zur Vermeidung von Fehlallokation und Entlastung der Verbraucher vorstellbar.

Zeitliche Verpflichtungen

- Anforderungen an den Projektzeitplan, Projektentwicklungszeit

- Nachweis des Projektfortschrittes
- Datum der kommerziellen Inbetriebnahme

Technisch parametrisierte Verpflichtungen

- Standort, Netzanschluss, Verfügbarkeit
- Leistung, Effizienz, Flexibilität
- Treibhausgasemissionen

Struktur des Kapazitätsproduktes

- Dauer und Häufigkeit der Leistungsbereitstellung, Mindestabstand zwischen Aufrufen
- Vorlauf-/Reaktionszeit

Ökonomisch parametrisierte Verpflichtungen

- Verpflichtung zum Angebot der Kapazität auf den Spotmärkten, ohne über die allgemeinen gesetzlichen Verpflichtungen hinausgehende Bedingungen in Bezug auf den Angebotspreis (angemessene Berücksichtigung von Speichern und steuerbaren Lasten)
- Recht zum Angebot der Kapazität auf den Regelenergiemärkten: in dem Zeitraum wird entsprechend zeitanteilig kein Kapazitätsentgelt gezahlt und es besteht keine Verpflichtung zum Angebot am Spotmarkt

Rechtliche Verpflichtungen

- Nachweis der Erfüllung der Verpflichtungen durch den Betreiber der Kapazität
- Verpflichtung zu Koordination der planmäßigen Nichtverfügbarkeit durch den ÜNB, letztendlich Dispositionsrecht des ÜNB, wenn Versorgungssicherheit dies verlangt
- Erhaltung des ÜNB-Rechts zur Nominierung der Kapazität entspr. §13 EnWG (Marktfrembedarf Intraday-Markt)
- **Rechtsfolgen bei gestörter Kapazitätsbereitstellung**
 - kein Erhalt des Kapazitätsentgeltes, wenn wesentliche Verpflichtungen nicht erbracht werden
 - Minderung des Kapazitätsentgeltes bei Nichterfüllung von Verpflichtungen in Bezug auf die Verfügbarkeit

5. Kapazitätsbereitstellung – Umlage des Kapazitätsentgeltes

Das Kapazitätsentgelt auf Basis des hier dargestellten Benchmarks für ein Kapazitätsentgelt beträgt 6,58 Euro/Haushalt/a.

Im Vergleich zu anderen Kostenfaktoren sollte dieser Wert für den Verbraucher keine spürbare Mehrbelastung darstellen.

Auf Grundlage der **Arbeitshypothese** eines Kapazitätsbedarfs von **10 GW** und einer jährlichen Kapazitätszahlung in Höhe von **118 Euro/kW** ergibt sich eine gesamte Kapazitätsvergütung von **1.180 Mio. Euro/Jahr**.

Die ermittelte Gesamtbelastung in Höhe von 1.180 Mio. Euro/a wird auf den Netto-Stromverbrauch in Deutschland umgelegt. Als Indikation für die Belastung eines Haushalts wird ein jährlicher Durchschnittsverbrauch in Höhe von 3.000 kWh angenommen. Auf dieser Grundlage wird eine jährliche **Belastung pro Haushalt in Höhe von 6,68 Euro/a** ermittelt.

Würde die gesamten 20 GW installierte Kernkraftwerksleistung in Deutschland durch GuD ersetzt, entstünde eine Belastung pro Haushalt in Höhe von 13,16 Euro/a.

Der ÜNB überprüft die Einhaltung der Verpflichtungen zur Kapazitätsbereitstellung. Die Umlage des Entgeltes auf den Verbraucher erfolgt monatlich zusammen mit den Netzentgelten. Das Kapazitätsentgelt wird monatlich entsprechend der Fälligkeit der Netzentgelte ausgezahlt.

Kapazitätsbedarf	10 GW
Kapazitätsentgelt	118 Euro/kW/a
Kapazitätsvergütung gesamt	1.180 Mio. Euro/a
Stromverbrauch Deutschland (2010*)	538 TWh/a
Umlage Kapazitätsentgelt	2,19 Euro/MWh
Belastung deutscher Haushalt (3.000 kWh/a)	6,58 Euro/a

* vorläufige Zahlen des BDEW

Phasen der Marktreform

Aufgrund des geringsten Zeithorizonts hat der Erhalt der Versorgungssicherheit die höchste Priorität.

Der gezielte Kapazitätsmarkt-Mechanismus hat als wesentliche Ziele den Erhalt der Versorgungssicherheit und die Absicherung der Klimaschutzziele. Das Erreichen dieser Ziele wird in mehreren Schritten gewährleistet. Die ersten drei dargestellten Phasen sind Gegenstand der im Rahmen dieses Gutachtens diskutierten Marktreform.

1. Der **Erhalt der Versorgungssicherheit** hat oberste Priorität. Die ersten Kapazitätsausschreibungen werden lokale Defizite in der Leistungsbilanz beheben müssen. Diese Defizite sind maßgeblich durch den Atomausstieg, aber auch durch den Zubau der Erneuerbaren Energien begründet.
2. Im nächsten Schritt **scheiden alte Bestandskraftwerke aus**, die nicht mehr für den Erhalt der Versorgungssicherheit und die Nachfragedeckung benötigt werden. Alte Bestandskraftwerke werden aufgrund mangelnder Wirtschaftlichkeit aus dem Markt ausscheiden.
3. Die Vorhaltung effizienter, emissionsarmer Erzeugungsanlagen gewährleistet darüber hinaus das **Erreichen der europäischen Klimaschutzziele**, da ausreichend Kapazitäten für einen Brennstoffwechsel von Kohle zu Gas vorhanden sind.

4. Nachdem das Erreichen der Ziele Versorgungssicherheit und Klimaschutz gewährleistet ist, kann das **Marktsegment auch für die Integration der Förderinstrumente aus EEG und KWKG** erweitert werden. Erneuerbare Energien und somit auch die zukünftigen Stromgestehungskosten sind durch hohe Fixkosten und niedrige variable Erzeugungskosten geprägt. Ein Energy-Only-Markt wird diesem Sachverhalt nicht ausreichend gerecht. Deshalb muss das neue Marktsegment im nächsten Schritt auch das **EEG ablösen**, bei dem durch Entgelte Preissignale gesetzt werden und die Akteure überrascht zusehen, was tatsächlich an regenerativen Kapazitäten geschaffen wird.
5. Das letzte Ziel ist der **Erhalt effizienter und flexibler Bestandsanlagen**, die zum Erhalt der Versorgungssicherheit benötigt werden und auch den Anforderungen an Effizienz und Emissionen genüge tun. Sobald bestehende Anlagen aus dem Markt ausscheiden würden, muss ein Mechanismus geschaffen werden, der diese gewollten Kapazitäten erhält. Dies wäre beispielsweise ein mittelfristiger Kapazitätsmarkt mit Verpflichtungsperioden bis zu 2 Jahren und kürzeren Vorlaufzeiten als für neue Kapazitäten.



Kernbotschaften zur Zukunft des Strommarktdesigns

Der Strommarkt ist kein natürlicher, sondern ein gestalteter Markt. Es handelt sich nicht um einen Markteingriff sondern einen Gestaltungseingriff.

Das bestehende **Marktdesign ist aus strukturellen Gründen nicht in der Lage den Wandel der Energiewirtschaft zu begleiten** und Anreize für notwendige Investitionen in effiziente und flexible Kapazitäten zu setzen.

Die angestrebte **Energiewende hin zu einer durch Fixkosten geprägten Erzeugungsstruktur auf Basis Erneuerbarer Energien** mit sehr niedrigen Grenzkosten macht eine Anpassung des Marktdesigns notwendig.

Im **Geschäftsmodell der Zukunft** nehmen konventionelle Erzeuger nicht mehr die klassischen Rollen als Grund-, Mittel- oder Spitzenlastkraftwerk ein, sondern stellen eine **flexible Ergänzung der Erneuerbaren Energien** dar.

Der **Strommarkt ist kein natürlicher, sondern ein gestalteter Markt**. Es handelt sich nicht um einen Markteingriff sondern einen **Gestaltungseingriff**.

Es bedarf eines ordnungspolitisch zu gestaltenden Prozesses zur Feststellung des Kapazitätsbedarfs, zur Beschaffung fehlender Kapazitäten und zur Finanzierung dieser Kapazitäten.

08

Kapazitätsmarktempfehlungen der LBD



Kapazitätsmarkt-empfehlungen der LBD (I)

Abwägungsfrage zu einzelnen Kernelementen des Kapazitätsmarkt-Mechanismus

Empfehlung LBD

Ist ein **neues Marktdesign** mit Kapazitätsmarktmechanismen **erforderlich**, um die notwendigen Investitionsmaßnahmen in neue Kraftwerke ökonomisch realisieren zu können?

Das bestehende Marktmodell (Energy-only-Market) ist bei Erhalt der derzeitigen hohen Wettbewerbsintensität aus fundamentalen und strukturellen Gründen nicht in der Lage die erforderlichen Anreize zur Errichtung neuer Erzeugungs- und Speicherkapazitäten zu setzen.

LBD empfiehlt das bestehende Marktdesign durch einen **Kapazitätsmarktmechanismus** zu erweitern, der bedarfsgerecht **finanzielle Investitionsanreize** setzt.

Sollte ein **Kapazitätsmarkt** geschaffen werden, der **alle Kraftwerke** (umfassender Kapazitätsmarkt der auch Bestandskraftwerke) einbezieht oder **nur gezielt Anreize** gesetzt werden, für neue Kapazitäten (gezielter Kapazitätsmarkt-mechanismus)?

Aufgabe eines neuen Marktdesigns ist es nicht, die Rentabilität historischer Investitionsentscheidungen von Kraftwerksbetreiber zu verbessern. Die Kraftwerksinvestoren müssen die unternehmerischen Risiken ihrer historischen Investitionsentscheidungen selbst tragen.

LBD empfiehlt einen **Kapazitätsmarktmechanismus**, der **nur gezielt** für die **Kapazitäten finanzielle Anreiz** setzt, die **neu errichtet** werden sollen (»Langfrist-Termin-Kapazitätsmarkt-Mechanismus«) oder deren Marktaustritt vermieden werden soll (»Mittelfrist-Termin-Kapazitätsmarkt-Mechanismus«)

Sollte der **Kapazitätsmarkt-mechanismus** über **Preissignale** (der Preis setzt die Menge) oder über **Mengensignale** (die Bedarfsmenge setzt den Preis) gesteuert werden?

Das EEG hat bewiesen, dass der finanzielle Anreiz durch das Setzen eines Preissignals (Höhe des EEG-Entgeltes) zu unerwarteten Kapazitäten (Anlagenaufkommen) und zu Fehlallokationen (Überförderung) führen kann.

LBD empfiehlt, den Kapazitätsbedarf mit Hilfe eines **strukturierten Verfahrens zu bestimmen und innerhalb einer Auktion** (sinkender Preis, günstigster Preis erhält den Zuschlag) zu beschaffen. Dadurch wird ein Wettbewerbsmarkt geschaffen, bei dem für eine genormte Leistung zum niedrigsten Preis beschafft wird.

Kapazitätsmarkt- empfehlungen der LBD (II)

Abwägungsfrage zu einzelnen Kernelementen des Kapazitätsmarkt-Mechanismus

Empfehlung LBD

Sollte der Kapazitätsmarkt-
mechanismus nur **Erzeugungs-
quellen** oder auch **Speicher** und
steuerbare Lasten mit
einbeziehen?

Ausgangsbasis für die Initiierung des Kapazitätsmarktes ist es, finanzielle Anreize für Ersatzinvestitionen für hocheffiziente Kraftwerke zu schaffen, um das Niveau der Versorgungssicherheit innerhalb der Energiewende zu erhalten.

LBD empfiehlt, einen gezielten **Effizienz- und Innovationswettbewerb** zu schaffen und dazu vorrangig Kapazitätsprodukte nachzufragen, die durch **Erzeugung, Speicher** und **steuerbare Lasten** gleichermaßen bereitgestellt werden können.

Sollte der **Kapazitätsbedarf** durch die Übertragungsnetzbetreiber innerhalb eines **Teilplans** zum **Netzentwicklungsplan** geplant und durch die Bundesnetzagentur festgestellt werden?

Weder der Markt noch ein unabhängiger Sachverständiger wird den bedarfsgerechten Kapazitätsausbau effizient bestimmen können.

LBD empfiehlt den (Mindest-) **Kapazitätsbedarf in einem Teilplan** des **Netzentwicklungsplans** durch die Übertragungsnetzbetreiber aufstellen zu lassen. Sollte der Mindestkapazitätsbedarf nicht gedeckt werden können (Kapazitätsbedarf > Kapazitätsbestand), müssen neue Kapazitäten beschafft werden. Wie der Netzentwicklungsplan sind auch diese Bedarfsermittlungen durch die Bundesnetzagentur zu überprüfen.

Sollte der **Kapazitätsbedarf** im Zuge **einer Auktion** beschafft werden und sollte dies durch die eigentumsrechtlich entflochtenen **Übertragungsnetzbetreiber** oder die **Bundesnetzagentur** durchgeführt werden?

Der Auktionator muss unabhängig sein und sollte über die notwendige Expertise verfügen. Funktion des Auktionators ist es, nicht nur die Durchführung der Auktion sondern auch vor dem Hintergrund von Gesetz und Verordnung die Auktionsbedingungen zu gestalten.

LBD empfiehlt den **Preis für den Kapazitätsbedarf durch die Bundesnetzagentur innerhalb einer Auktion** feststellen zu lassen.

Kapazitätsmarkt- empfehlungen der LBD (III)

Abwägungsfrage zu einzelnen Kernelementen des Kapazitätsmarkt-Mechanismus

Empfehlung LBD

Sollte mit der **Zahlung** eines **Kapazitätsentgeltes Auflagen** verbunden sein, zu welchen Bedingungen die Kapazität im Markt angeboten werden muss?

Der Kapazitätsmarktmechanismus soll das bestehende Marktdesign des »energy-only-markets« ergänzen und lediglich Investitionsanreize setzen. Auf den Spotmärkten soll weiterhin ein intensiver grenzkostenorientierter Wettbewerb möglich sein. Das Kapazitätsentgelt soll nur den Teil der Fixkosten decken, von denen der Kraftwerksinvestor erwartet, sie nicht in Spot- und Regelenergiemärkten und seinen weiteren Handelsgeschäften decken zu können.

LBD empfiehlt Empfängern von Kapazitätsentgelten **keine Vermarktungsaufgaben** zu machen, in der Erwartung, dass sie sich rational und marktgerecht verhalten werden. Denkbar ist es, um Überallokationen zu begrenzen, den Übertragungsnetzbetreiber eine Ankaufoption für einen bestimmten Arbeitspreis einzuräumen (Grenzkosten plus X).

Sollte das **Kapazitätsentgelt** durch den Übertragungsnetzbetreiber über die Netzentgelte oder über einen neuen **Entgeltmechanismus** an die Verteilnetzbetreiber berechnet werden?

Der Entgeltmechanismus sollte transparent und effizient abgerechnet werden können.

LBD empfiehlt innerhalb der Netzentgelte eine gesonderte Komponente zu schaffen, die der Finanzierung der Kapazitätzahlungen dient. Diese sollte nicht der Anreizregulierung unterliegen, weil sie im Wettbewerb (Auktion) bestimmt worden ist.



Ben Schlemmermeier

Geschäftsführer

ben.schlemmermeier@lbd.de

Tel.: +49(0)30. 617 85 311

Mobil: +49(0)172. 307 31 26

- Kaufmann
- Seit 1989 bei der LBD
- Seit 1991 geschäftsführender Gesellschafter der LBD

Beratungsschwerpunkte

- Mergers & Acquisitions, Corporate Finance, Project Finance, Corporate Restructuring
- Entwicklung von Visionen, Zielen, Strategien und Positionierungen für Unternehmen
- Politikberatung für die öffentliche Hand, insbesondere in Bezug auf öffentliche Unternehmen
- Beratung zu komplexen Strukturen beim Ein- und Verkauf von Energien und deren Umsetzung in Verträge
- Monopolmärkte und Monopolpreise



Carsten Diermann

Unternehmensberater

carsten.diermann@lbd.de

Tel.: +49(0)30. 617 85 363

Mobil: +49(0)160. 90 38 75 52

- Diplom-Wirtschaftsingenieur
- Seit 2009 bei der LBD

Beratungsschwerpunkte:

- Analysen Strommarkt
- Strombeschaffungsstrategien
- Nutzung von Finanzprodukten zur Risikoabsicherung
- Regenerative Energien – Potenzialanalysen und Auswirkungen auf Erzeugungspark

Kontakt Daten



LBD-Beratungsgesellschaft mbH

Stralauer Platz 34

EnergieForum

(D)10243 Berlin

Tel.: +49(0)30.617 85 310

Fax: +49(0)30.617 85 330

info@lbd.de

www.lbd.de

Anhang



Anhang 1 Methodik der Margenanalyse – analysierte Referenzkraftwerke

Die Methodik der Margenanalyse beruht auf Marktpreisen. Kraftwerke produzieren lediglich in Stunden, in denen der Marktpreis höher als die variablen Produktionskosten ist.

Das Ergebnis der Margenanalyse von Referenzkraftwerken sind die jeweiligen Deckungsbeiträge.

Deckungsbeitragsermittlung		Kohle		GuD	
Wirkungsgrad (%)		34,0	39,0	44,5	58,2
Erlöse	Strompreise	Für jeden Handelstag werden die Terminpreise (Base- und Peak-Futures) für das Frontjahr herangezogen. Diese Preise werden dann zu einer stundengenauen Forward-Kurve aggregiert und sind Ausgangspunkt zur Umsatzberechnung der Kraftwerke.			
	Brennstoff	Für jeden Handelstag werden die ARA-Future Preise ausgewertet, um die Brennstoffkosten zu ermitteln. Weiter liegt der USD-Euro-Future Wechselkurs der jeweiligen Zeiträume und ein Brennwert für Steinkohle von 6,98 MWh/t zugrunde.		TTF Future Preise bis 06/2007 NCG Future Preise ab 07/2007	
Variable Kosten	CO ₂ - Emissionen	Für kohlebedingte Emissionen werden 0,342 t/MWh veranschlagt. Zur Bewertung der Emissionskosten werden die Future-Preise der EUA-Zertifikate mit Fälligkeit im Frontjahr herangezogen.		Emissionsfaktor 0,2016 t/MWh(Hi)	
	Sonstige variable Kosten (var. O&M und Transportkosten)	Berücksichtigung variabler Transportkosten für Kohle und Gas			
	Marge¹⁾ (Euro/kW)	50–120	70–150	90–170	80–110

¹⁾ Die Deckungsbeiträge basieren auf dem jährlichen Durchschnitt der Kalenderjahre 2004–2010



Anhang 2 Methodik der Margenanalyse

Die positiven Margen leisten einen Beitrag zur Deckung der fixen Anteile in OPEX und CAPEX.

Ältere Kohlekraftwerke sind vollständig abgeschrieben und amortisiert und generieren Gewinne. Die Margen neuer Kohlekraftwerke reichen hingegen nicht aus, um den Fixkostenanteil zu decken.

In der Regel können die Umsätze von GuD-Kraftwerken nicht ihre vollen Kosten decken. Allerdings gibt es Marktsituationen, in denen die CAPEX Kosten bedient werden können.

Kosten (in Euro/kW)		Kohle		GuD
Wirkungsgrad (%)	34,0	39,0	44,5	58,2
OPEX	Fixkosten Brennstoffbeschaffung			20–30
	O&M	30–50	30–50	10–20
CAPEX	Investition		ca. 2.000 ¹⁾	ca. 1.000 ²⁾
	Fremdkapitaldienst ³⁾		110–140	ca. 55–70
	Eigenkapitalrendite		60–80	30–40
Fixkosten	30–50	30–50	200–270	100–150
Marge ⁴⁾	50–120	70–150	90–170	80–110
Differenz	20–70	40–100	-180 bis -30	-70 bis 10

¹⁾ Für Investitionen in Kohlekraftwerke zwischen 2006 und 2009

²⁾ Investitionskosten für Projekte in 2010

³⁾ Bei 75–80% Fremdkapitalquote, 5–6% Fremdkapitalzins und einer wirtschaftlichen Lebensdauer von 25 Jahren

⁴⁾ jährlicher Durchschnitt der Kalenderjahre 2004–2010

Quelle: LBD Analyse, Stand: 14.07.2011

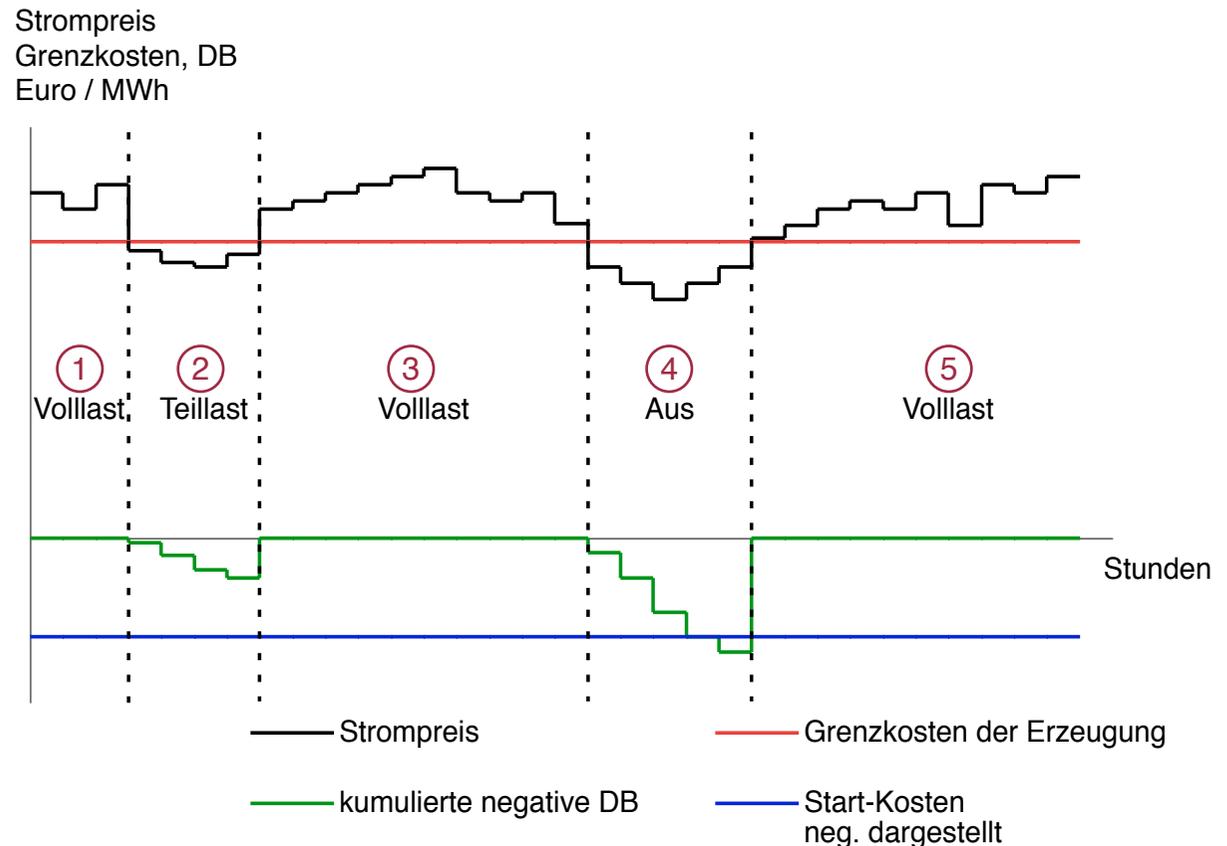


Anhang 3 Kraftwerks- einsatzplanung

Zur Kraftwerkseinsatzplanung wird eine an den Future-Preisen der EEX ausgerichtete, unterjährige Einsatzweise des Kraftwerks berechnet.

Unter Berücksichtigung von unterschiedlichen Einsatzarten, marktbedingten Kraftwerksstillständen (kurzfristige Grenzkosten des Kraftwerks > Spotpreis EEX) und Startarten werden u.a. die Erlöse aus dem Stromverkauf und die Kosten aus dem entsprechendem Brennstoffeinsatz, Anfahren etc. ermittelt.

- ① ③ ⑤ Der Marktpreis Strom liegt stets oberhalb der kurzfristigen Grenzkosten. Das Kraftwerk läuft in Volllast.
- ② Der Marktpreis Strom sinkt kurz unter die kurzfristigen Grenzkosten. Insgesamt kumulieren die negativen Deckungsbeiträge nicht so stark, dass eine Außerbetriebnahme und der nachfolgende Start mit den verbundenen Start-Stopp-Kosten gerechtfertigt wäre. Das Kraftwerk wird in dieser Zeit in Teillast (50%) betrieben.
- ④ Der Strompreis sinkt für einen längeren Zeitabschnitt unter die kurzfristigen Grenzkosten. Kurzfristige Zeitbereiche, in denen der Marktpreis über den Grenzkosten liegt, rechtfertigen keinen Start des Kraftwerks wegen der damit verbundenen Start-Stopp-Kosten. Das Kraftwerk wird gestoppt.



Anhang 4

Die Formel zum Fuel Switch-Konzept

EUA werden im Markt nach dem Fuel-Switch-Konzept bepreist. Das Konzept unterstellt, dass die europäischen Minderungsziele nur erreicht werden können, wenn Strom aus Erdgas Steinkohlestrom verdrängt.

Dargestellt wird die Gleichung zur Bestimmung des fundamentalen Wertes von EUA nach dem Fuel-Switch-Konzept.

Dazu müssen die Grenzkosten (clean) des Erdgaskraftwerkes niedriger sein als die des Steinkohlekraftwerkes.

Der dargestellte Zusammenhang bedeutet:

- Wenn der Erdgaspreis relativ zum Steinkohlepreis steigt, steigt auch der fundamentale Preis für EUA.
- Wenn der Erdgaspreis relativ zum Steinkohlepreis fällt, sinkt der Preis für EUA.

Fuel-Switch-Preise für EUA ermöglichen die europäischen CO₂-Minderungsziele zu erreichen.

$$CO_2 \left[\frac{\text{Euro}}{t} \right] = \frac{(AP_{\text{Gas}} - AP_{\text{SK}}) \left[\frac{\text{Euro}}{\text{MWh}} \right]}{\frac{\% \text{Emissionsfaktor}_{\text{SK}} \left[\frac{t}{\text{MWh}} \right]}{\%} \cdot WG_{\text{SK}} + \frac{\% \text{Emissionsfaktor}_{\text{Gas}} \left[\frac{t}{\text{MWh}} \right]}{\%} \cdot WG_{\text{Gas}}}$$

AP_{Gas} – Arbeitspreis ohne CO₂-Kosten des verdrängenden GuD-Kraftwerkes

AP_{SK} – Arbeitspreis ohne CO₂-Kosten des zuletzt verdrängten Steinkohlekraftwerkes

Emissionsfaktor – Tonnen CO₂-Emission je eingesetzter Brennstoffwärmemenge Erdgas bzw. Steinkohle

WG_{Gas} – Wirkungsgrad des verdrängenden GuD-Kraftwerkes

WG_{SK} – Wirkungsgrad des zuletzt verdrängten Steinkohlekraftwerkes

Anhang 5 Effizienz und Flexibilität für Kraftwerke als Kapazitäten

Zukünftig werden immer häufiger Start- und Stop-Vorgänge und immer mehr regelbare Leistung als Reaktion auf erneuerbare Energien notwendig sein.

GuD-Kraftwerke haben gegenüber Steinkohlekraftwerken Vorteile in der Flexibilität. Sie erreichen höhere Laständerungsgradienten und erheblich kürzere Startzeiten.

Gleichzeitig sind Erdgasbasierte Kraftwerke deutlich emissionsärmer als Steinkohlekraftwerke.

Die flexibelsten Anlagen sind virtuelle Kraftwerke auf Basis von BHKW-Anlagen. Typische Startzeiten für Motoren-BHKW liegen bei ca. 5 Minuten. Je nach Modulgröße können diese auch kürzer ausfallen. Die Zusammenfassung einer Vielzahl von Motoren-BHKW erlaubt ein virtuelles Kraftwerk mit praktisch beliebiger Teillast und sehr hohen Laständerungsgradienten. Nachteil solcher BHKW-basierten Anlagen ist die notwendige Entkopplung von Strom- und Wärmeerzeugung. Diese Entkopplung bedeutet Einschränkungen entweder bei der Flexibilität oder den Emissionen.

Hohe Anforderungen an Flexibilität und Emissionen lassen

	Emissionen	Startzeiten	Startkosten	Laständerungsgradient	Mindestlast
Modernes GuD-Kraftwerk	345 g/kWh _{el}	30 Minuten	Mittel	ca. 8%/Minute	ca. 40%
Neues Steinkohlekraftwerk	740 g/kWh _{el}	60 Minuten	Hoch	ca. 6%/Minute	ca. 25%
Altes Steinkohlekraftwerk	900–1.000 g/kWh _{el}	90–120 Minuten	Sehr hoch	ca. 2%/Minute	ca. 35%
Virtuelle Kraftwerke (BHKW)	300–470 g/kWh _{el}	1–5 Minuten	Sehr niedrig	Skalierbar durch gleichzeitig starten Einzelmodule	Beliebig (Mindestlast entspricht Volllast eines einzelnen Moduls)

Quelle: LBD-Recherchen; Stand 2011



Anhang 6 Effizienz und Flexibilität für steuerbare Lasten und Speicher

Steuerbare Lasten und Speichertechnologien sind sehr flexible Alternativen zu konventionellen Erzeugungstechnologien.

Die Eigenschaften von steuerbaren Lasten und Speichern lassen sich aufgrund der geringen Erfahrungswerte nur schwer quantifizieren. Nachfolgend wird eine qualitative Einordnung vorgenommen.

Die Eigenschaften von steuerbaren Lasten sind stark von den zugrundeliegenden Prozessen abhängig. Industrielle Prozesse mit Speichern für Zwischenprodukte könnten zukünftig einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten. Der Vorteil

steuerbarer Lasten ist, dass diese nahezu emissionsneutral sein können, da der Energieverbrauch nur verlagert wird.

Speicher benötigen demgegenüber aufgrund des Wirkungsgrades immer mehr Energie als sie später wieder abgeben. Welche Emissionswirkung daraus entsteht ist jedoch vom verwendeten Energiemix abhängig.

	Emissionen	Reaktionszeiten	Startkosten	Laständerungsgradient
Steuerbare Lasten	Fast emissionsneutral	Gering (prozessabhängig)	Prozessabhängig	Hoch (prozessabhängig)
Batteriespeicher	Sehr niedrig (ca. 80% Wirkungsgrad für Ladezyklus)	Sehr gering	Keine	Sehr hoch
Pumpspeicher	Sehr gering (ca. 80% Wirkungsgrad)	Gering	Keine	Hoch

Quelle: LBD-Recherchen; Stand 2011



Anhang 7

Erläuterung Begriffe

Abwägungsfrage zu einzelnen Kernelementen des Kapazitätsmarktmechanismus

Empfehlung LBD

Administrativ

Der Kapazitätsmarktmechanismus soll das bestehende Marktdesign Ein zentraler Planer (ISO) entscheidet über notwendige Kapazitäten im System. Die sonst notwendigen Preisspitzen für Erwirtschaftung der Vollkosten werden durch fixe Vergütung ersetzt (Leistungspreis).

Strategische Reserve

Der ÜNB hält Kapazitätsreserven bereit, meist ältere Anlagen. Im Bedarfsfall müssen diese zu ihren kurzfristigen Grenzkosten Energie am Markt anbieten und bekommen Fixkosten durch festgelegten Preis erstattet.

Operative Reserve

Der ÜNB beschafft sich vor Auktion am Spotmarkt zusätzliche Reserven, für die er einen maximalen Angebotspreis zahlt. Diesen Preis bekommt das Kraftwerk unabhängig von dessen Einsatz. Entscheidung, ob Reserve oder Spotmarkt liegt beim Erzeuger.

Kapazitätsbörse

Ein ISO legt die benötigte Leistung des Systems fest. Versorger müssen entsprechend zu ihrem Beitrag zur Lastspitze Kapazitäten kaufen. Der Preis wird vom Markt bestimmt.

Kapazitätsoption

Der ISO kauft Call-Optionen, die eine künstliche Preisobergrenze im Energiemarkt darstellen, und gibt sie an Versorger weiter. Optionen sollen die fixen Kosten der Erzeuger decken.

