

Ausgestaltung und Koordination von Kapazitätsmechanismen im europäischen Strommarkt

Bewertung und Einordnung relevanter Handlungsoptionen zur
Ausgestaltung und Koordination von Kapazitätsmechanismen
in der Region Central Western Europe (CWE)

April 2014

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung

Abbildungs- und Tabellenverzeichnis vii

Erläuterung zentraler Begriffe ix

1 Zielsetzung und Hintergrund der Studie 1

1.1 Herausforderungen für den Bestandserhalt und Neubauinvestitionen für gesicherte Leistung in CWE 1

1.2 Spannungsfeld nationale Debatten zu Kapazitätsmechanismen und europäische Strommarktintegration 4

1.3 Leitfragen und Struktur der Studie 6

2 Status quo der Diskussion zu Kapazitätsmechanismen in Europa 8

2.1 Allgemeine Typologie der Kapazitätsmechanismen 8

2.2 Aktuelle Überlegungen der CWE-Länder und der EU-Kommission 12

2.3 Aspekte der europäischen Koordination in den Überlegungen der Länder und der EU-Kommission 18

3 Eckpunkte der Koordination und Ausgestaltungsoptionen von Kapazitätsmechanismen in CWE 20

3.1 Inhalte und Akteure der Koordination 20

3.2 Optionsraum und Auswahl der zu bewertenden Ausgestaltungsoptionen 22

3.3 Parametrisierung der Ausgestaltungsoptionen und Wirkmechanismen 23

3.4 Modellbeschreibung und verwendete Daten 26

3.5 Erläuterung der Kapazitätsmarktmodellierung 30

3.6 Wirkzusammenhänge am Energy-only- und Kapazitätsmarkt 33

4 Bewertung relevanter Handlungsoptionen für die Ausgestaltung und Koordination von Kapazitätsmechanismen in CWE 37

4.1 Energy-only-Markt 37

4.2	Vergleich der Kapazitätsmarktoptionen	43
4.3	Sensitivitäten	49
4.4	Koordinationsmechanismen	55
<hr/>		
5	Einordnung der Ergebnisse in Relation zu etablierten Handlungsfeldern der Energie- und Umweltpolitik	61
<hr/>		
6	Handlungsempfehlungen für politische Entscheider	69
<hr/>		
7	Anhang	72
<hr/>		
8	Quellenverzeichnis	75
<hr/>		

Autorenteam A.T. Kearney:

Jochen Hauff, Daniel Otten, Julia Zacharias, A.T. Kearney Berlin

Verantwortliche Partner:

Kurt Oswald, Dr. Florian Haslauer, A.T. Kearney Wien

Verantwortliche Projektleiter EnBW:

Dr. Bernd Schürmann, Dr. Jörg Jasper

Projektteam:

Dr. Clemens Cremer, Sebastian Kienzle, Dr. Thorsten Koch, Dr. Bernd Calaminus, Markus Lempp, Karsten Krämer

Haftungsausschluss

Diese Studie wurde für die EnBW AG erstellt und wird Dritten nur zu Informationszwecken zur Verfügung gestellt.

A.T. Kearney übernimmt für seine Tätigkeit, die von A.T. Kearney erbrachten Dienstleistungen und diese Studie keine Garantie oder Gewährleistung gegenüber Dritten. Dritte sind alleinverantwortlich für (a) die Bewertung der Aussagen, der Ergebnisse und sonstigen Aspekte der Studie und der darin enthaltenen Empfehlungen und (b) die Entscheidung, sich auf die Studie und die von A.T. Kearney getroffenen Aussagen zu stützen oder diese umzusetzen. A.T. Kearney schließt jedwede Haftung Dritten gegenüber aus.

Die Studie enthält Aussagen, die sich auf künftige Vorgänge oder Entwicklungen beziehen und zukunftsgerichtete Aussagen darstellen. Solche Aussagen beruhen auf den heutigen Erwartungen und bestimmten Annahmen der Autoren. Sie unterliegen daher einer Reihe von Risiken und Ungewissheiten. Eine Vielzahl von Faktoren, von denen zahlreiche außerhalb des Einflussbereichs der Autoren liegen, beeinflussen die dargestellten Ergebnisse. Diese Faktoren können dazu führen, dass die tatsächlichen Ergebnisse wesentlich von den Angaben zu künftigen Ergebnissen abweichen, die ausdrücklich oder implizit in den zukunftsgerichteten Aussagen wiedergegeben oder aufgrund früherer Trends erwartet werden.

Zusammenfassung

Hintergrund und Ziel der Studie

1. Interaktion und Koordination sind wichtige Grundlagen des EU-Binnenmarkts. Dies gilt besonders für das vernetzte System der Strommärkte. Dennoch herrscht in den aktuellen energiepolitischen Debatten in Europa eine Tendenz zum **Inseldenen**; nationale Sichtweisen dominieren. Damit nationale Alleingänge aber nicht Fakten schaffen und so einem planvollen Vorgehen zuvorkommen, müssen für fundierte Entscheidungen die Notwendigkeit, Ausgestaltung und mögliche Koordination von Kapazitätsmechanismen im europäischen Kontext untersucht und bewertet werden. Dies ist bislang kaum erfolgt und daher Gegenstand dieser Studie.
2. In den **nationalen politischen Debatten** weit fortgeschritten ist derzeit ein umfassender Kapazitätsmarkt in Frankreich, während in Deutschland mit der Reservekraftwerksverordnung bis 2017 eine „quasi“-strategische Reserve implementiert wird und zugleich eine breite Auswahl an möglichen Ausgestaltungsformen von Kapazitätsmärkten diskutiert wird. In Belgien wurde die Einführung einer strategischen Reserve von der Regierung beschlossen, während in den Niederlanden derzeit kein Bedarf für einen Kapazitätsmarkt mehr gesehen wird. Ähnliches gilt für Österreich.
3. Die **europäische Dimension** ist in zahlreichen der bisher national diskutierten Vorschlägen nicht ausreichend berücksichtigt. Dies liegt zum einen an der politischen Zuständigkeit der nationalen Regierungen für den Energiemix, zum anderen an der Komplexität der Interdependenzen zwischen nationalen und europäischen Energieregulativen und dem verflochtenen europäischen Strommarkt.
4. Mit der Kommunikation zur europäischen Strommarkt-Integration hat die **EU-Kommission** im November 2013 auch zur Einführung von Kapazitätsmärkten Stellung genommen. Aus ihrer Sicht sind „Interventionen“ wie die verschiedenen nationalen Kapazitätsmarkts-Vorschläge allenfalls ein letztes Mittel, welches erst nach Erschöpfung anderer Maßnahmen erwogen werden sollte. Die Kommission sieht ein hohes Maß an Rechtfertigungsbedarf gegenüber reinen Marktösungen und dringt auf Kooperation sowie auf Reversibilität der „Intervention“, um die Grundrichtung der europäischen Energiemarktintegration nicht dauerhaft zu konterkarieren.
5. **Zielsetzung dieser Studie** ist es, vor diesem Hintergrund zum besseren Verständnis der möglichen Implikationen der verschiedentlich diskutierten nationalen Kapazitätsmarktdesigns beizutragen. Hierbei sollen insbesondere die Unterschiede zwischen der heterogenen Einführung unterschiedlicher Systeme und der harmonisierten Einführung identischer Systeme, sowie mögliche Formen der Koordination zwischen den CWE-Preisregionen bewertet werden.
6. Für diese Bewertung führen wir eine energiewirtschaftliche **Modellierung relevanter Handlungsoptionen** im Raum CWE durch. Dabei betrachten wir sowohl national heterogenes oder homogenes als auch länderübergreifend koordiniertes bzw. autarkes Vorgehen und deren jeweilige Auswirkungen auf die Kosten der konventionellen Stromerzeugung bzw. die Wirtschaftlichkeit der Kraftwerksparks.
7. Die Zusammenfassung umfasst:
 - Kernannahmen & Methodik der Studie
 - Die wichtigsten Ergebnisse
 - Handlungsempfehlungen für politische Entscheider

Kernannahmen und Methodik der Studie

8. Grundsätzlich stellt sich bei der Ausgestaltung des Energiemarktdesigns die Frage nach der **Regulierungsebene sowie der Reichweite**, d.h. dem Ambitionsgrad der Gestaltung der grenzüberschreitenden Koordination.
 - Hinsichtlich der Regulierungsebene unterscheiden wir die einzelstaatliche Ebene und die länderübergreifende Zusammenarbeit (z.B. CWE) bzw. die Ebene einer supranationalen Institution wie der EU.
9. Die Reichweite der Regulierung möglicher Marktdesigns reicht von „Laissez-faire“ über eine Rahmensetzung für ein „level-playing field“ bzw. partiellen Synchronisierungsbemühungen bis hin zur mandatierten Vereinheitlichung eines Systems bzw. dem Verbot einer nationalen Einführung von Kapazitätsmärkten. In diesem Koordinatensystem existieren diverse **Ausgestaltungsoptionen für Kapazitätsmärkte**. Das Spektrum reicht von der „Nullvariante“ ohne Kapazitätsmärkte bis zur Einführung eines einheitlichen Kapazitätsmechanismus in CWE. Einzelstaatlich dominierte Optionen, in denen je Preiszone unterschiedliche Ausgestaltungen angenommen werden, sind abgebildet.
10. In der Studie wurde eine **Auswahl besonders relevant erscheinender Optionen** für die detailliertere, quantifizierte Bewertung getroffen. Die getroffene Auswahl leistet eine möglichst gute Abdeckung des oben beschriebenen Koordinatensystems. Außerdem wurde auf die in der derzeitigen Diskussion wahrscheinlich erscheinenden Ausgestaltungsvarianten fokussiert. Die ausgewählten und quantitativ modellierten Optionen sind:
 - Option 1: **Energy-only-Markt** – Keine Einführung eines Kapazitätsmechanismus.
 - Option 2: Die **heterogene Umsetzung** der derzeit diskutierten politischen Pläne je Preiszone. Hier wird für Frankreich die Umsetzung des diskutierten zentralen Ansatzes und für Belgien die Umsetzung des Regierungsvorschlags für eine strategische Reserve angenommen. Die Niederlande führen keinen Kapazitätsmarkt ein, während für **DE/AT/LU die Umsetzung einer strategischen Reserve** angenommen wird.
 - Option 3: Die **heterogene Umsetzung** der derzeit diskutierten politischen Pläne je Preiszone wie in Option 2, jedoch mit der Variante, dass für DE/AT/LU anstatt einer strategischen Reserve die Umsetzung eines **umfassenden, dezentralen Kapazitätsmarktes** angenommen wird.
 - Option 4: Die Einführung eines **einheitlichen, umfassenden Kapazitätsmechanismus in CWE**, dessen Kapazitätsnachfrage zentral festgelegt und auktioniert wird.
 - Option 5: Die Einführung eines **einheitlichen, umfassenden Kapazitätsmechanismus in CWE**, dessen Kapazitätsnachfrage dezentral (z.B. durch die Stromvertriebe) bestimmt und eingekauft wird.
11. Das **verwendete Modell** bildet eine integrierte Preisfindung für vier CWE-Preiszone sowohl für den Energy-only-Markt als auch für die verschiedenen Ausgestaltungsoptionen der Kapazitätsmärkte ab. Dabei werden **technologiespezifische Kosten- und Verfügbarkeitsannahmen konventioneller Kraftwerke** auf Basis publizierter Werte und Expertenschätzungen verwendet. Wichtigste Outputs sind:
 - die **Gesamtkosten der konventionellen Stromerzeugung** je Preiszone und Jahr
 - die von den Kraftwerksbetreibern realisierten Erlöse je Preiszone, Technologie und Jahr, welche in Bezug zu den jeweiligen Kosten den **Betriebskosten- bzw. Vollkostendeckungsgrad** ergeben

12. Für die Ausgestaltungsoptionen der Kapazitätsmärkte werden **Annahmen zu zwei Kernparametern** getroffen:

- **Annahmen zur Kapazitätsnachfrage:** Für jede Ausgestaltungsoption wird die Kapazitätsnachfrage in Abhängigkeit von der Maximallast je Preiszone und Jahr definiert, wobei für die strategische Reserve 7% der Maximallast, für den umfassenden Kapazitätsmarkt zentraler Ausprägung 105% und den umfassenden aber dezentral organisierten Kapazitätsmarkt 95% der Maximallast angenommen werden. Diese Annahmen basieren teilweise auf publizierten Schätzungen bzw. erscheinen den Autoren zur Unterscheidung der Grundvarianten plausibel.
- **Annahmen zur Nutzung flexibler Lasten:** Ausgangspunkt sind verfügbare Grobschätzungen der technischen Potenziale für flexible Lasten je Preiszone. Für den EoM wird eine „Aktivierung“ von nur 25% des technischen Potenzials angenommen, während eine strategische Reserve inkl. Auktionsmechanismus für flexible Lasten zu einer leicht höheren angenommenen Aktivierung von 35% führt. Im zentral administrierten umfassenden Mechanismus wurde aufgrund der nur periodisch stattfindenden Auktion eine Aktivierung von 40% angesetzt, während der dezentrale umfassende Mechanismus durch die hohe Anreizwirkung für die Vertriebe, Lastreduktionspotenzial zu identifizieren, mit 70% des technischen Potenzials angesetzt wird.

13. Der **betrachtete Zeitraum** umfasst den Zeitraum 2013-2030, wobei aus Gründen der Übersichtlichkeit die „Meilenstein-Jahre“ 2018, 2023 und 2028 dargestellt werden. Das Modell wurde mit Blick auf den EoM für die Jahre 2010-2013 auf Basis historischer Marktdaten getestet und kalibriert. Das Modell verwendet **reale Preise** basierend auf den Preisen von 2011.

14. Zahlreiche zentrale Annahmen des Modells basieren auf dem **ENTSO-E Vision 3 Szenario** bis 2030. Dieses bildet einen für CWE konsistenten Rahmen für die Weiterentwicklung des Kraftwerkparcs auf Basis der Planungsgrundlagen der bei ENTSO-E organisierten Übertragungsnetzbetreiber. Wir gehen davon aus, dass somit ein aus technischer Sicht in sich stimmiges Gesamtbild aus Nachfrage und Kapazitätsdargebot abgebildet ist. Das „Vision 3“ Szenario wurde gewählt, da es eine Weiterentwicklung des Energiesektors in Richtung auf Erfüllung von Nachhaltigkeitszielen beschreibt, welches die höchste Konsistenz mit den Energiewendezielen Deutschlands aufweist. Folgende spezifische Annahmen wurden dem ENTSO-E Vision 3 Szenario entnommen:

- Die technologiespezifische **Entwicklung der Erzeugungskapazitäten** für alle betrachteten Länder bis 2030, die einen starken Zubau von Erneuerbaren Energien, Gaskraftwerken sowie Pumpspeichern annehmen
- Annahmen zur **Rohstoffpreisentwicklung** gemäß dem 450ppm Szenario der IEA/ WEO, welche von einer deutlichen Erholung der CO₂-Preise sowie von langfristig stagnierenden Gaspreisen und sinkenden Steinkohlepreisen ausgehen
- **Grenzübergangskapazitäten** (GÜK) und deren Fortschreibung auf den gemäß ENTSO-E Vision 3 Szenario angenommenen Zielwert in 2030
- **Fortschreibung der Lastgang-Struktur 2012.** Skalierung mit ENTSO-E Lastprognosen und unter Berücksichtigung des Ausbaus Erneuerbarer Energien nach Maßgabe ENTSO-E Kraftwerkparcs-Zusammensetzung für 2030, sowie eines konstanten Export-Importsaldos an der CWE-Außengrenze entsprechend 2012

Wichtigste Ergebnisse

15. Grundsätzlich kommen wir zum Schluss, dass die Ausgestaltung eines Kapazitätsmarktes auf **länderübergreifender Ebene koordiniert werden muss**. Die wichtigsten Gründe sind **1) Effizienzgewinne**, die sich durch internationale Lösungen realisieren lassen, sowie **2) signifikante Interdependenzen mit anderen energiepolitischen Regelungsbereichen**, die international abgestimmt werden müssen.

Effizienzgewinne

16. Eine **länderübergreifende Einführung gleichartiger und miteinander durch Kapazitätshandel verbundener Märkte bringt Effizienzvorteile** hinsichtlich der Kosten der Bereitstellung konventioneller Energie sowie der Wirtschaftlichkeit von Kraftwerksinvestitionen.
17. Unter den getroffenen Annahmen ist mittel- und langfristig mit einer deutlichen **Erholung der Preise am EoM** zu rechnen. Die realen Base-Preise erreichen ein Niveau von 46-51€/MWh bis 2018, mittelfristig ein Niveau von real 62-63 €/MWh in 2023. Auch langfristig liegt das Niveau deutlich über dem heutigen, wobei die Preisentwicklung in den Preiszonen unterschiedlich ist.
18. Für **DE/AT/LU** zeigt sich, dass eine langfristige Vollkostendeckung mit der **harmonisierten Einführung** eines zentralen KM (Option 4) bzw. der national heterogenen Herangehensweise (Option 2) möglich wäre. Letztere würde aber gegenüber dem EoM (Option 1) zu deutlich steigenden Kosten führen. Eine Vollkostendeckung lässt sich auch durch den dezentralen KM in allen Preiszonen (Option 5) 2028 zumindest weitgehend (> 95%) annähern. Dies würde gleichzeitig zu den vergleichsweise niedrigsten Kosten für die Bereitstellung konventioneller Stromproduktion führen.
19. Für **CWE** wird durch die Überlagerung verschiedener nationaler Effekte bereits 2018 Vollkostendeckung erreicht (Option 4) bzw. angenähert (Optionen 3 und 5). 2023 wäre Vollkostendeckung durch alle Optionen möglich, wobei der umfassende, dezentrale Kapazitätsmarkt (Option 5) hier leicht geringere Kosten aufweisen würde. Bis 2028 würde dieses Ergebnis stärker ausdifferenziert und der **umfassende, dezentrale Kapazitätsmarkt (Option 5) würde klar die geringsten Kosten** und die beste Annäherung an eine Vollkostendeckung aufweisen.
20. Insgesamt erscheint folglich sowohl für DE/AT/LU als auch CWE gesamt ein **umfassender Kapazitätsmarkt mit dezentraler Nachfrage (Option 5)** unter den betrachteten Optionen am attraktivsten, da dieser ein vergleichsweise **gutes „Kosten-Nutzen-Verhältnis“** aufweist.
21. Sollte eine national heterogene Herangehensweise hinsichtlich der Auswahl von Kapazitätsmechanismen realpolitisch nicht zu verhindern sein, so sollte in jedem Fall auf der **Integration** der ggf. national unterschiedlichen Systeme (mit Ausnahme der strategischen Reserve) bestanden werden. **Autarke Systeme ohne Handel über die Preisgrenzen hinweg führen im Modell zu erhöhten Kosten von bis zu ca. 100% gegenüber integrierten Systemen**, da sie nicht auf die jeweils kostengünstigen Kapazitäten in CWE zugreifen können, sondern per definitionem Kapazitäten nur innerhalb der Preiszone ausschreiben. Dieses Ergebnis ist auf den in der autarken Variante fehlenden Zugriff auf kostengünstigere Kapazitäten in anderen Ländern zurückzuführen. Da die Kapazitätsnachfragen in den jeweiligen Jahren und Ländern deutlich unterschiedlich sind, kann der grenzüberschreitende Ausgleich zu effizienteren Ergebnissen führen, da ggf. ein Neubau in einem „autarken“ Land im Rahmen der bestehenden GÜK durch Import vermieden werden kann.

Interdependenzen mit anderen Politikfeldern

22. Eine **inhaltliche Koordination der Ausgestaltung mit weiteren Regelbereichen der Energiepolitik ist notwendig**. Die Analyse zeigt, dass der weitere Ausbau der Erneuerbaren Energien, die Neuausrichtung des CO₂-Emissionshandels oder die Anreizsetzung für lastseitige Effizienz und Flexibilitätsmaßnahmen **quantitativ stärkere Auswirkungen auf Kosten und Wirtschaftlichkeit der konventionellen Leistungssicherung haben können als die Unterschiede der Ausgestaltung der untersuchten Kapazitätsmarktoptionen**. Daraus folgt, dass es weniger um die Wahl des „richtigen“ Kapazitätsmechanismus geht, als vielmehr um die sinnvolle Gestaltung eines stimmigen Gesamtrahmens, der die Versorgungssicherheit zu vertretbaren Kosten sicherstellt.
23. Die **CO₂-Preisentwicklung** und die **Ausbau­dynamik der Erneuerbaren Energien** sind die wichtigsten Annahmen, welche sowohl das Preisniveau am EoM als auch die Vollkostendeckungsgrade der Kraftwerk­parks stark beeinflussen. Die Ergebnisse reagieren wenig sensitiv auf die Veränderung von Gaspreiseannahmen und die Ausbaugeschwindigkeit von Grenzübergangskapazitäten in CWE.
24. Insbesondere CO₂-Preise und EE-Ausbau müssen folglich als **integraler Bestandteil der Frage nach Versorgungssicherheit** und der Kapazitätsmarktdiskussion betrachtet werden: Pläne zur Umgestaltung des ETS sowie Ambitionsgrad und Umsetzungsgeschwindigkeit von EE-Ausbauplänen beeinflussen die Vollkostendeckungsgrade so deutlich, dass eine getrennte Betrachtung kein stabiles Ergebnis für die Ausgestaltung des Energiemarktdesigns erlaubt.
25. Der Einfluss des **EE-Ausbaus auf den Vollkostendeckungsgrad** ist im Vergleich zu CO₂-Preisänderungen noch stärker ausgeprägt, da der EE-Ausbau sich nicht nur auf den EoM-Preis, sondern auch direkt auf die Residuallast und damit die Laufzeit der konventionellen Kraftwerke auswirkt.
26. Die Sensitivität der CO₂-Preise zeigt zudem, dass die Auswirkungen höherer bzw. niedrigerer CO₂-Preise auf die Vollkostendeckung von **Preiszone zu Preiszone stark unterschiedlich** sind. Hier ist mit Interessenkonflikten zwischen Ländern mit hohem Kernenergieanteil (welche von CO₂-Preissteigerungen profitieren) und solchen ohne Kernkraft (deren Vollkostendeckung sich verschlechtert) zu rechnen.
27. Werden zudem verstärkt **nachfrageseitige Maßnahmen** ergriffen, um Last- und EE-Einspeisung in bessere Übereinstimmung zu bringen, steigen die Kosten der Bereitstellung konventioneller Energie, da die Auslastungsgrade der Kraftwerke noch weiter sinken, die insgesamt installierte Leistung aber aufgrund der angenommenen Konstanz der Spitzenlast erhalten bleiben muss. Diese „Nebenwirkungen“ müssen bei der Ausgestaltung von Anreizen für abschaltbare Lasten bzw. zur Lastverlagerung in Zeiten mit hohem EE-Dargebot berücksichtigt werden. Auch für die Parametrisierung möglicher Kapazitätsmärkte sind eine **verbesserte Transparenz** hinsichtlich der CWE- bzw. europaweit erschließbaren nachfrageseitigen Flexibilisierungs-Potenziale und deren Kosten notwendig, um die Wirksamkeit der Mechanismen abzuschätzen.
28. Der weitere Ausbau der **Grenzübergangskapazitäten ist Grundvoraussetzung** für den CWE-weiten Ausgleich von physischen und wirtschaftlichen Stromflüssen. Der von ENTSO-E für den betrachteten Zeitraum für CWE angenommene Ausbau ist zwar nicht sehr hoch, aber schon dieser Ausbau wird aufgrund möglicher Verzögerungen volle politische Unterstützung benötigen. Die **politische Absicherung** des geplanten Ausbaus von GÜK ist folglich eine wichtige Grundvoraussetzung für das Funktionieren der Strommärkte und ggf. der integrierten Kapazitätsmärkte. Bei einer Betrachtung des **gesamteuropäischen** Rahmens wäre der Einfluss der verfügbaren GÜK auf die Strom- und ggf. Kapazitätsmärkte wahrscheinlich deutlich höher als es die Studienergebnisse für den bereits dicht vernetzten Raum CWE suggerieren.

29. Die Ergebnisse zeigen **deutliche regionale Unterschiede** in der Betroffenheit der Kraftwerk-parks der betrachteten Preis-zonen auf. Während für CWE eine weitgehende Voll-kostendeckung erreicht werden kann, zeigt die spezifische Analyse je Preiszone, dass dies das Ergebnis sich kompensierender Effekte ist: Die Kraftwerk-parks in DE/AT/LU sowie NL können mittelfristig auch bei der Einführung von Kapazitätsmärkten im Durchschnitt nicht mit Vollkos-tendeckung rechnen, während die Kraftwerke in Frankreich und Belgien deutlich mehr als ihre Vollkosten verdienen. Dieser Effekt ist insbesondere bei national unterschiedlichen Kapazi-tätsmarkt-Gestaltungen (Optionen 2 und 3) ausgeprägt, aber auch im Falle harmonisierter Ein-führung identischer Systeme (Optionen 4 und 5) bleiben die Differenzen zwischen den Preis-zonen sehr signifikant. Dies ist auf die unterschiedliche Erzeugungsstruktur und insbesondere den Frankreich und Belgien noch vorhandenen Anteil der Kernkraftwerke an der Stromerzeu-gung zurückzuführen. Hier ist im Falle einer Einführung von Kapazitätsmarktmechanismen also mit entgegengesetzten wirtschaftlichen Interessen zu rechnen, welche ein hohes Maß politi-scher Koordination erfordern werden.
30. Bei der **technologiespezifischen Sicht** zeigen sich starke Anreizunterschiede je Technologie: Es gibt kurz- bis mittelfristig kaum Anreize für den Neubau hocheffizienter Gaskraftwerke. Zwar verbessert die Einführung eines Kapazitätsmarktes in einigen Fällen den Vollkostendeckungs-grad gegenüber dem EoM, aber der Abstand zur Vollkostenschwelle ist meist so deutlich, dass nicht mit signifikantem Neubau gerechnet werden kann. Teilweise verschlechtert sich die Wirtschaftlichkeit neuer Gaskraftwerke durch den Kapazitätsmarkt sogar, insbesondere wenn hier von einer höheren Aktivierung flexibler Lasten ausgegangen wird, wie für den dezentralen Kapazitätsmarkt (Option 5) angenommen. Die Erzeugungsstruktur des Entso-E Vision 3 Szena-rios lässt sich folglich mit den hier angenommenen Ausgestaltungen und Parametrisierungen der Kapazitätsmarktoptionen nicht nachhaltig darstellen.

Handlungsempfehlungen für politische Entscheider

31. Der Energiemarkt in Europa ist prinzipiell in der Lage, für Investitionssignale zu sorgen, die ein langfristig ausreichendes Kapazitätsangebot an gesicherter Leistung herstellen wird. Allerdings sind hierzu in Zukunft zunehmend extreme Preisspitzen nötig. Falls die Politik nicht bereit ist, die mit der Ausbildung von Knappheit und Preisspitzen einhergehende öffentliche Diskussion zu führen, **besteht politischer Handlungsbedarf**, um alternative Wege zur Absicherung der In-vestition in neue flexible Kapazitäten zu definieren.
32. Die Ergebnisse zeigen, dass eine **länderübergreifende Koordination** bei der Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen angebracht ist. Diese ist notwendig, um effizientere Ergebnisse sowie eine politische Flankierung der unterschiedlichen Länderinteressen, sowie die Umsetzung ei-ner ganzheitlichen, alle wesentlichen, energiepolitischen Regelungsbereiche umfassenden Poli-tik zu erreichen. Die **Einführung homogener und integrierter Kapazitätsmärkte ist dabei ver-gleichsweise besser als ein Nebeneinander unterschiedlicher Kapazitätsmärkte mit oder ohne Möglichkeit des grenzüberschreitenden Handels mit Kapazitäten**. Letztlich darf jedoch nicht erwartet werden, dass ein Kapazitätsmarkt automatisch das Problem der fehlenden Wirt-schaftlichkeit neuer Kraftwerke für alle Länder gleichermaßen löst – diese muss sich durch die Gesamtheit der auf den Markt wirkenden energiepolitischen Maßnahmen ergeben.
33. Letztlich führt jede Form von Kapazitätsmechanismus zu erheblichen **Verteilungsfragen**, nicht nur zwischen Verbraucher und Kraftwerksbetreibern, sondern auch zwischen den Volkswirt-schaften der Länder. Es gibt im integrierten Energiemarkt keine autarke Strategie, die nicht von den Strategien der Nachbarn beeinflusst wäre. Politische Koordination ist hier gefragt.

34. Die Komplexität der Zusammenhänge darf nicht zur Entschuldigung für Passivität werden. Vielmehr müssen die Zusammenhänge und erwarteten Effekte zwischen den Preiszonen – in umfassenderer Form als hier vorgelegt – untersucht und verstanden werden. Hierfür empfiehlt sich - zumindest - eine **bilaterale Koordination zwischen Frankreich und Deutschland**, da zwischen diesen beiden Märkten mittelfristig die größten Unterschiede bestehen. Eine **europäische Perspektive** über den hier betrachteten Ausschnitt CWE hinaus wäre ebenfalls sehr wünschenswert, da letztlich das Gesamtsystem auch den Gesamteffekt auf Preisniveau und Investitionsaussichten bestimmt.
35. Neben dem Einstieg in die länderübergreifende Koordination hinsichtlich Kapazitätsmärkten, besteht bereits eine Vielzahl **weiterer politischer Handlungsfelder**, welche auch zur Problemlösung der Versorgungssicherheit beitragen können:
- Der **THG-Emissionszertifikathandel** sollte nicht ausschließlich als Instrument des Klimaschutzes begriffen werden. Stattdessen muss dessen nachhaltige Anreizwirkung für Investitionen in Versorgungssicherheit verstanden und bei der Diskussion um die Reform des ETS berücksichtigt werden.
 - Der **EE-Ausbau** sollte verstärkt mit Blick auf die Systemintegration im Sinne einer Verbesserung der Gleichzeitigkeit von Einspeisung und Last ausgerichtet werden und weniger auf die maximale Geschwindigkeit in der Erreichung von MW-Ausbauzielen fokussieren. Dabei ist zu berücksichtigen, dass jede Verbesserung der Gleichzeitigkeit wiederum zu Erlösrückgängen für bestehende Kraftwerke mit gesicherter Leistung führen kann. Hier kann die Politik durch die Definition und Einhaltung realistischer Ausbaukorridore für Erneuerbare Energien die Planungssicherheit wesentlich erhöhen.
 - Der vorgesehene **Ausbau der Grenzübergangskapazitäten** entlang der von der ENTSO-E Vision 3 dargelegten Größenordnung ist eine notwendige Annahme für die Erreichung effizienter Ergebnisse auf den Strom- und Kapazitätsmärkten. Aufgabe der Politik ist es, den geplanten Ausbau politisch abzusichern und mit hohem Nachdruck zu verfolgen.
 - Auf Seiten der **Stromnachfrage** sind neben der Erhöhung der Energieeffizienz gezielt auch die Themen der Nachfrageflexibilisierung in Reaktion auf Starklast sowie hohe Einspeisung von Erneuerbaren anzugehen. Diese Felder tragen erheblich zur Kostensenkung für die Endverbraucher bei. Gleichzeitig sind die damit verbundenen negativen Wechselwirkungen hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit von gesicherter Kraftwerksleistung zu berücksichtigen. Ähnlich wie beim EE-Ausbau braucht es auch hier eine verbesserte Planbarkeit und eine explizite Setzung angestrebter Entwicklungspfade durch die Politik.
36. Insgesamt braucht das **komplexe Thema** der Versorgungssicherheit also **breit angelegte, langfristige Lösungen**, keine Schnellschüsse und Alleingänge. Hierfür erscheint eine **stärkere Koordination auf länderübergreifender Ebene** angebracht, da nur hier ein politischer Ausgleich der Länderinteressen, sowie die Umsetzung einer ganzheitlichen, alle wesentlichen energiepolitischen Regelungsbereiche umfassenden Politik machbar erscheint.

Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Abbildung 1: Simulation von Kapazitätsknappheit und Strompreisentwicklung.....	3
Abbildung 2: EU-Regularien in Bezug auf Kapazitätsmechanismen.....	6
Abbildung 3: Kategorien und Attribute zur Beschreibung von Kapazitätsmechanismen.....	8
Tabelle 1: Allgemeine Typologie der Kapazitätsmechanismen.....	9
Abbildung 4: Politische Zeitlinien zu Kapazitätsmärkten in CWE.....	13
Tabelle 2: Übersicht der aktuellen Überlegungen zur Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen in CWE.....	17
Tabelle 3: Relevante Kombinationen aus Ebenen und Ambitionsniveau der Koordination.....	21
Tabelle 4: Optionsraum und Auswahl der relevanten Handlungsoptionen für die Einführung von Kapazitätsmechanismen in CWE.....	22
Tabelle 5: Parametrisierung der Optionen hinsichtlich Kapazitätsnachfrage.....	24
Tabelle 6: Parametrisierung der Optionen hinsichtlich Nutzung flexibler Lasten.....	25
Abbildung 5: Überblick der Modellstruktur mit wichtigsten Input- und Outputdaten.....	26
Abbildung 6: Entwicklung der konventionellen Erzeugungskapazitäten in CWE.....	27
Abbildung 7: Preisentwicklung Rohstoffpreise und CO ₂ -Zertifikate.....	28
Abbildung 8: Illustration der Funktionsweise der Preisfindung am umfassenden Kapazitätsmarkt.....	31
Abbildung 9: Wirkzusammenhänge am Energy-only- und Kapazitätsmarkt.....	33
Abbildung 10: Base – und Peakpreise des Energy-only-Marktes (Option 1).....	38
Abbildung 11: Verhältnis der Peak-Preise zum Jahresdurchschnitt (Base).....	39
Abbildung 12: Vollkostendeckungsgrad der konventionellen Kraftwerke.....	39
Abbildung 13: Betriebskostendeckungsgrad der konventionellen Kraftwerke.....	40
Abbildung 14: Durchschnittliche Vollkostendeckungsgrade nach Technologie.....	41
Abbildung 15: Vollkostendeckung neue Gaskraftwerke.....	42
Abbildung 16: Vergleich Kapazitätsmarktoptionen DE/AT/LU.....	45
Abbildung 17: Vergleich Kapazitätsmarktoptionen CWE.....	45
Abbildung 18: Vergleich Kapazitätsmarktoptionen nach Preiszonen im Jahr 2023.....	47

Abbildung 19: Vergleich der Vollkostendeckung von GuD-Kraftwerken nach Option der Ausgestaltung	47
Abbildung 20: Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse für CWE	50
Abbildung 21: Veränderung der durchschnittlichen Vollkostendeckungsgrade, falls CO ₂ -Preise nicht wie erwartet ansteigen, sondern auf dem Niveau von 2013 verbleiben	51
Abbildung 22: Ergebnisse der Teildynamisierung für CWE	53
Abbildung 23: Ergebnisse der Teildynamisierung für DE/AT/LU	54
Abbildung 24: Vergleich homogene vs. heterogene Optionen am Beispiel DE/AT/LU und FR	57
Abbildung 25: Vergleich integrierte vs. autarke Ausgestaltung des dezentralen Kapazitätsmarktes	58
Abbildung 26: Lastverlaufskurven CWE 2012 inkl. Maximallasten	59
Abbildung 27: Kostenvergleich Stromerzeugung mit Lastanpassung an EE-Einspeisung	60
Abbildung 28 : Preisentwicklung ETS Januar 2010 bis Oktober 2013 (Monatsmittelwerte)	61
Abbildung 29: Erneuerbare Energieziele 2020 und Zielerreichungsgrad	64
Abbildung 30: Annahmen des Zubaus nach ENTSO-EVision-3-Szenario	67
Tabelle 7: Veränderung der Grenzübergangskapazitäten innerhalb CWE zwischen 2013 und 2030	67
Tabelle 8: Mögliche Fortentwicklung der Kapazitätsmarktdiskussion im koordinierten Rahmen	69
Abbildung 31: Wirkzusammenhänge am Energy-only- und Kapazitätsmarkt (ausführliche Version)	72

Erläuterung zentraler Begriffe

CWE

Region Central Western Europe, umfasst Deutschland, Österreich, Luxemburg, Belgien, Niederlande und Frankreich. Die sechs CWE-Länder wurden für die Modellierung in dieser Studie entsprechend der Marktkopplung in vier Preiszonen unterteilt: (1) Deutschland/Österreich/Luxemburg, (2) Frankreich, (3) Niederlande und (4) Belgien.

EEX

Börse für Energie und energienahe Produkte mit Sitz in Leipzig

Energy-only-Markt (EoM)

Großhandelsmarkt für Strom, über den ausschließlich Energiemengen gehandelt werden; die Vorhaltung von Erzeugungskapazitäten wird dabei nicht vergütet. Mit der schrittweisen Liberalisierung der nationalen Energiemärkte wurden in Europa nach ähnlichen Marktprinzipien funktionierende Großhandelsmärkte für Elektrizität eingeführt und mittels Marktregeln miteinander verbunden, der Energy-only-Markt. Er basiert auf dem Wettbewerb hydrothermischer Kraftwerkportfolien um die günstigste Möglichkeit zur Deckung einer weitgehend unelastischen Nachfrage. Betreiber konventioneller Kraftwerke werden dabei für die abgenommene Menge elektrischer Energie entsprechend eines einheitlichen Marktpreises vergütet.

ENTSO-E

Der Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber umfasst neben den Übertragungsnetzbetreibern der CWE-Länder auch die weiteren europäischen Länder

ETS

European Trading Scheme – Europäisches CO₂-Emissionshandelssystem

Grenzkosten

Durch die Erzeugung einer zusätzlichen Arbeitseinheit (MWh) entstehende Kosten eines Kraftwerks

Grenzkosten der Kapazitätsbereitstellung

Betrag, welchen ein Kraftwerksbetreiber mindestens verlangt, um eine zusätzliche Leistungseinheit bereitzuhalten, berechnet unter Berücksichtigung der Kosten für die Aktiverhaltung eines Kraftwerks sowie der voraussichtlich zu erwartenden Erlöse aus dem Energy-only-Markt (diese Erlöse mindern den Betrag, den ein Kraftwerksbetreiber zur Bereithaltung verlangt)

Grenzübergangskapazität

Maximalwert der Leistung, welche über grenzüberschreitende Leitungen zwischen zwei Preiszonen transportiert werden kann

Kapazitätsmarkt/-mechanismus

Ein Kapazitätsmechanismus ist ein System, mittels dessen die Bereithaltung von Stromerzeugungskapazitäten finanziell angereizt wird. Dieser Mechanismus kann marktwirtschaftlich organisiert sein – in diesem Falle spricht man von einem Kapazitätsmarkt. Die Bezeichnung für dieses neben Energy-only-Markt und dem Markt für Systemdienstleistungen weitere Segment ist ein „neutraler“ Begriff ohne Informationsgehalt bezüglich der konkreten Ausgestaltung des Kapazitätsmarkts.

Markt für Systemdienstleistungen

Markt für Systemdienstleistungen, d.h. Regelleistung sowie Ancillary Services-Markt (Ancillary Services: unterstützende Dienstleistungen, um Energieversorgung der Verbraucher zu gewährleisten)

Merit Order

Einsatzreihenfolge der zur Verfügung stehenden Kraftwerkskapazitäten, welche aufsteigend nach den Grenzkosten der Erzeugung sortiert ist

„Slippery Slope“-Problem

Der Neubau von Anlagen verschlechtert die Wirtschaftlichkeit von Bestandsanlagen und kann diese ggf. aus dem Markt verdrängen. Dies erhöht wiederum die Notwendigkeit für neue Anlagen, so dass es zu einer „Spirale“ aus Schließung von Bestandsanlagen und zunehmendem Neubau effizienter Anlagen kommt.

Vollkosten

Sämtliche Betriebskosten eines Kraftwerks inkl. zu zahlender Steuern etc. zuzüglich der linearen Abschreibungsrate (sofern das Kraftwerk noch nicht abgeschrieben ist)

1 Zielsetzung und Hintergrund der Studie

Interaktion und Koordination sind wichtige Grundlagen des EU-Binnenmarkts. Dies gilt ganz besonders für das vernetzte System der Strommärkte. Dennoch herrscht in den aktuellen energiepolitischen Debatten in Europa eine Tendenz zum **Inseldenen**; nationale Sichtweisen dominieren. Die Diskussion um die Einführung von Kapazitätsmärkten ist ein aktuelles Beispiel. Damit nationale Alleingänge hier nicht Fakten schaffen und so einem planvollen Vorgehen zuvorkommen, sind energiepolitische **Grundsatzentscheidungen** zu treffen. Als Basis fundierter Entscheidungen müssen Notwendigkeit, Ausgestaltung und mögliche Koordination von Kapazitätsmechanismen im europäischen Kontext untersucht und bewertet werden. Dies ist bislang kaum¹ erfolgt und daher Zielsetzung dieser Studie.²

Im Zentrum unserer Betrachtung steht die quantitative Bewertung der Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen sowie möglicher länderübergreifender Koordinierungsansätze. Diese Bewertung nehmen wir auf Basis einer energiewirtschaftlichen **Modellierung relevanter Handlungsoptionen** im Raum CWE vor – dem Verbund der westeuropäischen Strommärkte von Frankreich, Benelux, Deutschland und Österreich. Dabei betrachten wir sowohl nationale Alleingänge, grenzüberschreitende Koordination als auch europäische Regulierung und die jeweiligen Auswirkungen auf die Kosten der Stromerzeugung.

1.1 Herausforderungen für den Bestandserhalt und Neubauinvestitionen für gesicherte Leistung in CWE

In den kommenden zehn Jahren werden in Deutschland und seinen Nachbarländern zahlreiche thermische **Kraftwerke lauffzeitbedingt** oder entsprechend **politischen Vorgaben stillgelegt**.³ Gleichzeitig werden die Erneuerbaren Energien als Kernelement der europäischen Energiepolitik stark ausgebaut. Auf Grund niedriger variabler Kosten sowie der Abnahmeverpflichtung in Einspeisevergütungssystemen **verdrängen Erneuerbare Energieträger** damit zunehmend die Erzeugung konventioneller Kraftwerke. Verbunden mit den stark zurückgegangenen Preisen für Emissionszertifikate und der europäischen Wirtschaftskrise kam es so zu einer deutlichen Niveauabsenkung der Großhandelspreise für elektrischen Strom. So lag der durchschnittliche EEX-Day-ahead-Basepreis im Jahr 2012 um ca. 35 Prozent niedriger als im Vergleichsjahr 2008. Das Auftreten hochpreisiger Mittagsspitzen gehört weitgehend der Vergangenheit an. Parallel entstehen durch Bauentscheidungen zu Beginn und Mitte des letzten Jahrzehnts neue Kapazitäten konventioneller Erzeugung, v.a. Kohlekraftwerke (Zubau Stein- und Braunkohlekraftwerke in DE/AT/LU 2000-2013: 10,1 GW).⁴ Gleichzeitig ist die Stromnachfrage aufgrund konjunktureller Schwäche (z.B. in Frankreich) bzw. Fortschritten beim industriellen KWK-Zubau (z.B. in den Niederlanden) sowie dem verstärkten Fokus auf Energieeffizienz (siehe absolutes Einsparziel für Strom in Deutschland) in CWE-Staaten schwach bzw. leicht rückläufig.

¹ Ausnahme z.B. Enervis (2013)

² Vgl. bspw. Clingendael (November 2012): "In most studies it is argued that some level of coordination is needed. While the negative implications of purely national approaches to capacity mechanisms have been brought up in the various studies, the significance of the effects compared to the current situation has not been researched in depth. The arguments for or against bilateral, regional or European coordination/ harmonization would be much stronger if an assessment is made of the benefits of a [sic!] harmonized approach for individual countries and the internal market as a whole."

³ Kraftwerksliste BNetzA, BMU Konsultationspapier, eigene Auswertung nach PLATTS, UDI World Electric Power Plants Data Base (WEPP). Allein in Deutschland sind im Zeitraum von 2019 bis 2022 insgesamt 12,7 GW Kapazität aus Kernkraft von Stilllegung betroffen. Zeitgleich erreichen weitere konventionelle Kraftwerke mit einer Gesamtkapazität zwischen 5 und 25 GW das Ende ihrer technischen Nutzungsdauer. Die technische Nutzungsdauer ist allerdings abhängig von der tatsächlichen Betriebsdauer. Da insbes. Gaskraftwerke derzeit weniger ausgelastet sind, kann sich ihre technische Nutzungsdauer prinzipiell erhöhen.

⁴ Eigene Auswertung nach PLATTS (2013) sowie VGB Datenbank Neubauprojekte.

In Folge dieser Entwicklungen sinken sowohl die Strompreise als auch die erzielbaren Margen am Großhandelsmarkt. Gleichzeitig sind insbesondere **Gaskraftwerke deutlich weniger ausgelastet**. Da Kraftwerksbetreiber in einem Energy-only-Markt vorwiegend durch erzeugte und abgenommene Energie Erlöse erzielen, bedeuten rückläufige Erzeugungsmengen bzw. verringerte Margen einen zunehmend **unwirtschaftlichen Kraftwerksbetrieb**⁵. Dadurch werden einerseits wirtschaftlich bedingte Stilllegungen von Kraftwerken verursacht, zudem fehlen mittelfristig Anreize für Neubauinvestitionen. Dies ist, angesichts CWE-weit ausreichender Kapazitätsausstattung ein prinzipiell marktgerechtes Ergebnis.

Eine rückläufige Erzeugung elektrischer Energie aus konventionellen Kraftwerken zieht jedoch nicht zwangsläufig einen zukünftig geringeren Bedarf an solchen Kraftwerkskapazitäten nach sich. Trotz energetisch niedrigerer Auslastung sind sie für die sichere Energieversorgung unabdingbar. Der Anteil Erneuerbarer Energieträger an der installierten Leistung und der Stromerzeugung steigt zwar an, die Erzeugungsleistung ist jedoch nicht gesichert verfügbar. Konventionelle Kraftwerke werden auch zukünftig zur **Absicherung von Flexibilität und Versorgungssicherheit** benötigt.

Entsprechend intensiv und kontrovers wird daher diskutiert, wie auch künftig noch ausreichend finanzielle Anreize zum Weiterbetrieb bzw. Neubau konventioneller Kapazitäten geschaffen werden können. Im Mittelpunkt der aktuellen Debatten steht die Frage nach der **Nachhaltigkeit des Energy-only-Marktes**: Bietet das derzeit implementierte Marktdesign für Kraftwerksbetreiber und -investoren langfristig noch ausreichend finanzielle Anreize, um das benötigte Maß an gesicherter Leistung und damit Versorgungssicherheit zu gewährleisten?

Einige Länder außerhalb CWE haben bereits Kapazitätsmechanismen als ergänzende Instrumente zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit etabliert, die insbesondere den Neubau von Kraftwerken gewährleisten sollen⁶. Dadurch kann in Ergänzung zum Energy-only-Markt unabhängig von der tatsächlichen Energieeinspeisung auch die Leistungsvorhaltung vergütet werden. Trotz der Vorbilder besteht in Europa nach wie vor **kein Konsens** über Notwendigkeit, Voraussetzungen oder Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen. So führen Skeptiker vor allem an, dass angesichts der derzeitigen Kapazitätsausstattung und insbesondere bei weiterer europäischer Marktintegration kein Bedarf für Kapazitätsmechanismen vorläge.⁷

Auch in dieser Studie wird die Notwendigkeit eines Kapazitätsmarktes keinesfalls a priori als gegeben angesehen. Vielmehr wurde geprüft, ob ein Energy-only-Markt bei aus alters- und wirtschaftlichkeitsbedingten Stilllegungen resultierender **Verknappung des Kraftwerksangebots** mittelfristig wieder ausreichende Signale für Kraftwerksneubau senden kann. Abbildung 1 illustriert diesen Gedanken mittels einer theoretischen Betrachtung eines Extremszenarios: Simuliert man Stilllegungen bestehender Kraftwerke gemäß ihrer technischen Lebensdauern, ohne die verringerte Erzeugungskapazität durch neue Zubauten zu kompensieren, zeigt sich, dass ab ca. 2018 mit voranschreitender Abnahme der zur Verfügung stehenden Leistung **Extrempreise von 3.000 €/MWh immer häufiger** auftreten (siehe Abbildung 1). So wären für diesen Fall bereits Mitte des nächsten Jahrzehnts mehr als 1.000 Stunden im Jahr mit solchen Extrempreisen zu erwarten.

Eine solche Zunahme an hohen Preisen würde realiter mit hoher Wahrscheinlichkeit den Neubau flexibel einsetzbarer Kraftwerke stark anregen, wodurch die in Abbildung 1 dargestellte theoretische Entwicklung verhindert würde. In der **politischen Realität scheint es** allerdings unwahrscheinlich, dass eine Häufung solcher Engpassituationen überhaupt eintreten könnte, ohne dass vorher regulatorisch eingegriffen würde. Dies beeinträchtigt das Vertrauen möglicher Investoren, von derartigen Preisspit-

⁵ Die Erlöse aus Regelenergie über den Balancing Markt genügen kaum, um etwaige Deckungslücken zu schließen. Diese sind zwar betragsmäßig höher, die abgenommene Menge elektrischer Energie ist jedoch vergleichsweise klein.

⁶ Vgl. Agora (2013), darunter die USA, Neuseeland, Chile, Kolumbien, Spanien und Großbritannien.

⁷ Vgl. Consentec (Februar 2012)

zen dauerhaft profitieren zu können, was wiederum investitionshemmend wirkt. Gleichzeitig ist der potenzielle politische und wirtschaftliche Schaden eines möglichen Black-outs so hoch, dass es aus politischer Sicht rational erscheint, nicht den sich einstellenden Knappheitssignalen des EoM zu vertrauen, sondern in anderer Weise die Versorgungssicherheit abzusichern. Ein dahingehendes Instrument ist die derzeit diskutierte Einführung von Kapazitätsmechanismen, auf deren Ausgestaltungs- und Koordinationsoptionen wir in dieser Studie fokussieren.

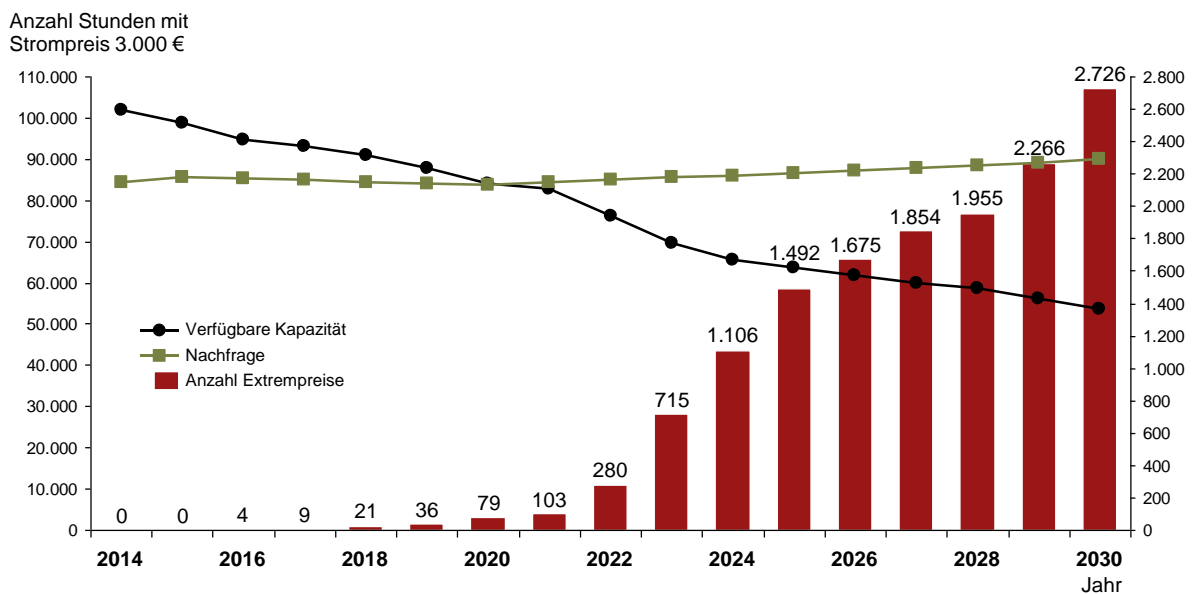


Abbildung 1: Simulation von Kapazitätsknappheit und Strompreisentwicklung

Für die vorliegende Studie wurde die Region **CWE** als **geographischer Betrachtungsraum** gewählt, da dies in Kontinentaleuropa das bereits am stärksten integrierte Strommarktgebiet ist. Dazu gehören neben Deutschland die Länder Österreich, Luxemburg, Frankreich, Belgien und die Niederlande. Aus deutscher Sicht stellt CWE die relevanteste Region für eine mögliche wechselseitige Kapazitätsvorhaltung dar.⁸ Zusätzlich sind diese Länder bereits als Mitglieder im **Pentalateralen Energie-Forum** organisiert.

⁸ Vgl. Consentec/Frontier (2013)

1.2 Spannungsfeld nationale Debatten zu Kapazitätsmechanismen und europäische Strommarktintegration

Die derzeit geführte Debatte über die Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen ergibt sich u.a. aus den unterschiedlichen Sichtweisen bezüglich des benötigten Bedarfs vorzuhaltender gesicherter Leistung. Folgt man einer **nationalen Sichtweise**, ergibt sich dieser Bedarf aus der erwarteten Höchstlast des betrachteten Landes. Unter Annahme nationaler Autarkie ist dieser Bedarf durch im eigenen Land gesichert verfügbare Leistung zu decken. Die Einführung eines Kapazitätsmechanismus ist in Anbetracht derzeit erfolgreicher, wirtschaftlich bedingter Kraftwerksstilllegungen langfristig erforderlich, da in einem grenzüberschreitenden europäischen Markt keine Anreize existieren, die zu Kraftwerksansiedlungen im jeweiligen Land in einem Ausmaß führen würden, das der nationalen Autarkieanforderung entspricht. Da der Ansatz der nationalen Autarkie zudem implizit von der Annahme ausgeht, dass ausländische Kapazität im Höchstlastfall nicht zur Verfügung steht, bewirkt eine solche Autarkie die Errichtung von Erzeugungsüberkapazitäten, die der Markt aus sich heraus nicht anreizen würde.

Nimmt man eine **europäische Sichtweise** ein, so ergibt sich der Bedarf nach gesicherter Leistung aus der europaweiten Nachfrage. Unter Berücksichtigung der verfügbaren Grenzübergangskapazitäten sowie bei zeitlicher Verteilung von Lastspitzen könnten diese im EU-Binnenmarkt durch wechselseitige Nutzung von Erzeugungs-, Speicher- und Grenzübergangskapazitäten gedeckt werden. Zusätzlich zeigt die Betrachtung des technischen Potenzials grenzüberschreitender Kapazitätsvorhaltung in CWE, dass in den kommenden zehn Jahren prinzipiell kein Bedarf für zusätzliche konventionelle Kraftwerke besteht, zumindest falls es nicht zu weiteren signifikanten, wirtschaftlich motivierten Stilllegungen kommt. Die Einführung eines Kapazitätsmechanismus wäre damit nicht oder nur in geringerem Ausmaß notwendig.⁹ Stattdessen erfordert dies aber ein Nachdenken über Möglichkeiten der **grenzüberschreitenden Koordination**; ggf. sind auch neue Verantwortlichkeiten zu definieren und geeignete Koordinierungsinstanzen auf europäischer Ebene zu schaffen. So kann dann der nationale Knappheitsfall im Rahmen des europäischen Verbundsystems abgesichert und ein Nebeneinander vermeintlich autarker Regelungen vermieden werden.

Insgesamt besteht in Europa aktuell noch kein Konsens zur Notwendigkeit und Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen. Stattdessen wird derzeit vor allem in Deutschland und Belgien kontrovers über die Einführung von Kapazitätsmechanismen diskutiert, während Vorbereitungen zur Einführung eines nationalen Mechanismus in Frankreich voranschreiten. Kapitel 2.2. beinhaltet eine ausführlichere Diskussion der nationalen Vorschläge. **Rein nationale Diskussionen** – und mithin die Möglichkeit politischer Alleingänge – bergen im EU-Binnenmarkt angesichts vieler Wechselwirkungen jedoch verschiedene **Schwierigkeiten**:¹⁰

- **Marktschädigung durch Aufbau von Überkapazitäten:** Werden im Ausland vorhandene bzw. dort günstiger zu errichtende Kapazitäten nicht berücksichtigt, führt dies unweigerlich zum Aufbau von Überkapazitäten im Inland und damit zu Effizienzverlusten. Der Neubau von Anlagen verschlechtert jedoch die Wirtschaftlichkeit von Bestandsanlagen und kann diese ggf. aus dem Markt verdrängen („Slippery Slope“-Problem). Die Einführung von Kapazitätsmechanismen wird dann zur selbsterfüllenden Prophezeiung, die den Markt nachhaltig schädigt.
- **Unwirksamkeit des Mechanismus durch gleichzeitige Knappheit im Ausland:** Ein rein national orientierter und nicht koordiniert eingeführter Kapazitätsmechanismus kann dann unwirksam werden,

⁹ Vgl. beispielsweise Consentec (September 2012)

¹⁰ Vgl. Clingendael (November 2012), Consentec/Frontier (2013)

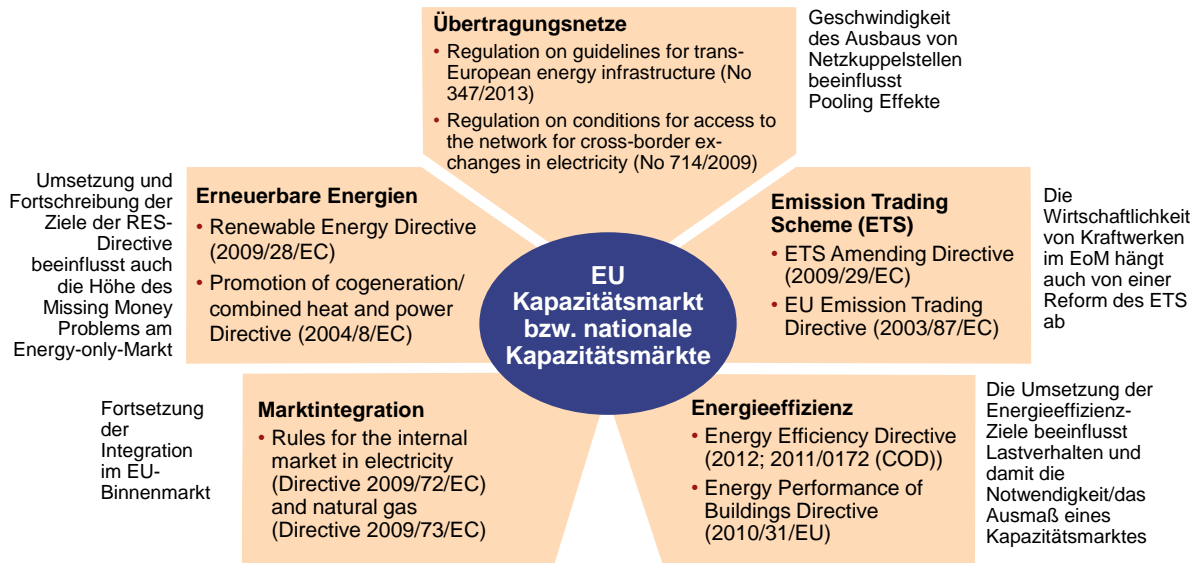
wenn in Nachbarländern gleichzeitig Knappheitssituationen auftreten. Hält das jeweilige Nachbarland selbst nicht ausreichend Kapazitäten vor, kommt es zu einem Export von Leistung und damit zum „Import von Knappheit“. Die physische Verknüpfung der Netze erschwert also ein treffsicheres Design nationaler Kapazitätsmärkte.

- **Export von Marktschädigungen:** Der Aufbau eines Kapazitätsmarktes in einem Land kann zu Überinvestition in Kraftwerkskapazitäten führen, welche über das Preissignal am länderübergreifenden EoM abnehmende Wirtschaftlichkeit der Kraftwerke im Nachbarland und somit dortige Kraftwerksstilllegungen bzw. Ausbleiben von Investitionen bewirken.
- **Hohe Komplexität durch europäische Verflechtung:** Im europäischen Umfeld ist davon auszugehen, dass interagierende nationale Kapazitätsmechanismen in ihrem komplexen Zusammenspiel über die verbundenen Strommärkte ständigen Nachjustierungsbedarf haben. Somit muss mit einem hohen Aufwand für Planung, Parametrierung und Feinjustierung nationaler Systeme gerechnet werden. Zudem entstehen so Unsicherheiten und Risiken für Investoren, deren Vertrauen in das Rahmenwerk es jedoch gerade zu stärken gilt.¹¹

Angesichts dieser Schwierigkeiten rein nationaler Sichtweisen ist ein koordiniertes Vorgehen auf europäischer Ebene dringend zu prüfen. Neben den bislang national begrenzten Sichtweisen erschweren jedoch die **unterschiedlichen Zeitplanungen und Reifegrade** der jeweiligen Debatten in den CWE-Ländern ein harmonisiertes Vorgehen. Diese werden inklusive der derzeitigen Vorstellungen der EU-Kommission in Kapitel 2.2 näher beschrieben.

Darüber hinaus beeinflusst auch eine Reihe von **EU-Regularien** die politischen Rahmenbedingungen für die Einführung von Kapazitätsmechanismen. Abbildung 2 stellt eine Auswahl relevanter Handlungsfelder der EU im Überblick dar. Durch den weiteren Ausbau der **Erneuerbaren Energien** gemäß der Richtlinie 2009/28/EC werden Auslastung, Ertragslage und somit auch Refinanzierungspotentiale konventioneller Kraftwerke beeinflusst. Ähnliches gilt für die in der **Energieeffizienz-Richtlinie** geforderte Erhöhung des Anteils flexibler Lasten. Die Regularien zum Ausbau der **Übertragungsnetze** bestimmen auch die Geschwindigkeit des Ausbaus der Grenzkuppelstellen und somit die mögliche Nutzung von Pooling-Effekten mit Nachbarländern. Die Reform des Europäischen **Handelssystems mit Treibhausgas-Emissionszertifikaten** wiederum beeinflusst das Preisniveau auf den Strommärkten und damit auch das Kostenniveau der Stromversorgung und die Profitabilität der Kraftwerksinvestitionen erheblich. Die Interdependenzen der Ergebnisse von Kapazitätsmärkten mit bestehenden europäischen Regelungen im Energiebereich sind Gegenstand der Modellierung sowie einer separaten Diskussion in Kapitel 5.

¹¹ Vgl. dazu auch Öko-Institut (November 2012): „...die politischen Maßnahmen, v.a. in Frankreich bereits so weit gediehen, dass die Harmonisierung eine Kapazitätsmarktmodells vor dem Problem stünde, dass damit ein existierendes System möglicherweise sehr grundlegend verändert werden müsste, was erhebliche politische Hürden für die Harmonisierung aufbauen würde.“

Abbildung 2: EU-Regularien in Bezug auf Kapazitätsmechanismen¹²

1.3 Leitfragen und Struktur der Studie

Angesichts des benötigten Vorlaufs für künftige Weichenstellungen steht nur ein **begrenztes Zeitfenster** für politische Grundsatzentscheidungen zur Verfügung. Etwaige neue Gesetze und Verordnungen zum Anreiz von Neubauinvestitionen in Kraftwerke müssten spätestens 2014/15 verabschiedet werden, um ausreichend Zeit für Planung, Genehmigung, Bau und Inbetriebnahme neuer Kapazitäten einzuräumen.¹³

Um den Bedarf für Einführung von Kapazitätsmechanismen sowie Ausgestaltung und mögliche Koordinierungsvorteile im europäischen Rahmen zu bewerten, folgt die Studie diesen fünf **Leitfragen**:

- Welchen **Bedarf** an Kapazitätsanreizsystemen gibt es im CWE-Raum in den kommenden Jahren?
- Welche **Überlegungen** zur Einführung und Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen werden derzeit auf europäischer Ebene, insbesondere in CWE, diskutiert?
- Welche **relevanten Handlungsoptionen** zur Ausgestaltung und möglichen Koordination von Kapazitätsmechanismen in CWE gibt es?
- Wie sind diese Handlungsoptionen im Hinblick auf die finanziellen Anreizwirkungen für den Betrieb und weiteren Ausbau des Kraftwerksparks und die oben beschriebenen Schwierigkeiten nationaler Sichtweisen zu **bewerten**?
- Wie wirken sich unterschiedliche Arten der grenzüberschreitenden Koordination im CWE-Raum auf die **Kosten der Stromerzeugung** aus?
- Wie sind diese Handlungsoptionen im Vergleich zu **anderen Regularien im EU-Energiemarkt** einzuordnen?

Daraus ergibt sich folgende **Struktur der Studie**: Im Anschluss an die Zielsetzung und den Hintergrund der Studie in Kapitel 1 stellen wir in **Kapitel 2** den Status quo der Diskussion zu Kapazitätsmechanismen in Europa dar. Dort führen wir zunächst eine allgemeine Typologie von Kapazitätsmechanismen ein, anhand derer wir die diskutierten Mechanismen beschreiben und vergleichen. Anschließend stellen

¹² Quelle: EUR-Lex

¹³ Vgl. Agora (2013)

wir die Überlegungen der CWE-Länder sowie der EU-Kommission vor. Abschließend fassen wir alle zuvor diskutierten Aspekte in einem **Anforderungskatalog** für Ausgestaltung und Koordination von Kapazitätsmechanismen zusammen. Dieser enthält in den Dimensionen Versorgungssicherheit, ökonomische Vorteilhaftigkeit und Realisierbarkeit normative Anforderungen der nationalen Regulatoren und der EU-Kommission.

In **Kapitel 3** überführen wir die Vielfalt der diskutierten Überlegungen zur Einführung und Koordination von Kapazitätsmechanismen in ein systematisches Analyseraster. Dazu definieren wir Inhalte und Akteure einer möglichen Koordination im europäischen Rahmen. Auf dieser Basis ordnen wir dann die aktuellen Überlegungen der EU-Staaten in einen **Optionsraum** möglicher Handlungsoptionen ein. Aus diesem Optionsraum wählen wir die für Modellierung und Bewertung relevanten Optionen aus. Dies geschieht anhand der **politisch wahrscheinlichsten Optionen** zur Ausgestaltung nationaler Kapazitätsmechanismen in CWE unter Berücksichtigung **größtmöglicher Differenzierung** im Hinblick auf die Inhalte der Koordination im europäischen Rahmen. Zum Abschluss des Kapitels stellen wir unser **Strommarktmodell** vor, in das alle zuvor beschriebenen Aspekte einfließen.

Kapitel 4 ist den Ergebnissen unserer Modellierung gewidmet. Wir stellen zunächst die **quantitativen Ergebnisse** der Modellierung dar und erläutern die Kernmechanismen, die diese erklären, bevor wichtige **Sensitivitäten** der Modellierung aufgezeigt werden. Die Wirksamkeit und Auswirkungen möglicher **Koordinationsmechanismen** werden separat diskutiert, bevor wir die **Schlussfolgerungen** aus der quantitativen Analyse zusammenfassen.

In **Kapitel 5** ordnen wir die Ergebnisse der Modellierung im **Vergleich zu anderen Handlungsfeldern der europäischen und nationalen Energiepolitik** ein. Dabei betrachten wir insbesondere drei Handlungsfelder genauer, welche einen hohen Grad an Interdependenz mit der Kapazitätsmarktdiskussion aufweisen: Die Reform des europäischen Emissionshandelssystems, die Harmonisierung des Ausbaus und der Integration Erneuerbarer Energien sowie der Ausbau von Grenzübergangskapazitäten.

Kapitel 6 enthält schließlich die insgesamt abgeleiteten **Handlungsempfehlungen für politische Entscheider** auf nationaler und europäischer Ebene.

2 Status quo der Diskussion zu Kapazitätsmechanismen in Europa

Angesichts der Vielzahl der in Europa diskutierten Designs für Kapazitätsmechanismen haben wir eine **allgemeine Typologie** mit sechs Kategorien erarbeitet. Diese Typologie erlaubt es, die diskutierten Mechanismen zu beschreiben und die Überlegungen der CWE-Länder einzuordnen. Die Mehrheit der bisher veröffentlichten Vorschläge basiert auf einer nationalen Sichtweise; Aspekte der Koordination im europäischen Rahmen klingen meist nur am Rande an. Diese Ausführungen stellen wir vor und runden sie durch die Position der EU-Kommission ab. Die zugrunde liegenden Quellen sind in Kapitel 2.2. im Rahmen der nationalen Diskussionen genannt.

2.1 Allgemeine Typologie der Kapazitätsmechanismen

In den vergangenen Jahren hat die Diskussion zur Notwendigkeit, Ausgestaltung und Einführung von Kapazitätsmechanismen in Europa Fahrt aufgenommen. Die Vielzahl dieser Veröffentlichungen und vorgeschlagenen Designs bringt eine gewisse Unübersichtlichkeit mit sich. Wir schlagen daher sechs übergeordnete **Kategorien** vor, mit denen wir die relevanten Unterscheidungsmerkmale der verschiedenen Kapazitätsmechanismen allgemein beschreiben können. Abbildung 3 stellt die Kategorien dieser allgemeinen **Typologie** im Überblick dar.



Abbildung 3: Kategorien und Attribute zur Beschreibung von Kapazitätsmechanismen

- **Organisation:** Im **zentral** organisierten Kapazitätsmechanismus bestimmt der Regulierer oder Netzbetreiber die Menge der für notwendig erachteten, gesicherten Leistung und beschafft dieses Volumen im Rahmen einer zentral organisierten Ausschreibung bzw. Auktion. Im **dezentral** organisierten Mechanismus entscheiden dagegen Nachfrager bzw. die Vertriebe individuell über den Bezug gesicherter Leistung. Das nachgefragte Volumen ergibt sich so „bottom-up“ als die Summe der Einzelnachfragen.
- **Preisbildung:** Bei **marktbasierter** Preisbildung wird der Preis nach vorheriger Festlegung der Kapazitätsmenge oder dezentraler Nachfrage durch den Markt ermittelt. Das Attribut **regulatorisch** beschreibt hingegen, dass der Preis, der für Kapazitäten bezahlt wird, durch den Regulierer festgesetzt bzw. verhandelt wird.

- **Technologieoffenheit:** Im *offenen* Kapazitätsmechanismus werden prinzipiell alle Kapazitäten unabhängig von ihrer Technologie (erneuerbar, konventionell), ihrem Alter (Bestand, Neubau) oder ihrer Flexibilität (hochflexibel, unflexibel) einbezogen. Im *selektiven* Mechanismus werden dagegen in Abhängigkeit von Technologie, Alter und/oder Flexibilität nur ausgewählte Kapazitäten berücksichtigt.
- **Nachfrageflexibilisierung:** Im Kapazitätsmechanismus mit flexibler Nachfrage werden technisch flexible Nachfrager im Marktmechanismus berücksichtigt und verschoben in Knappheitssituationen ihren Leistungsbezug gegen Vergütung. Im Mechanismus ohne flexible Nachfrage werden technisch flexible Nachfrager nicht explizit berücksichtigt bzw. entlohnt.
- **Zeithorizont:** In Kapazitätsmechanismen mit *differenziertem* Zeithorizont werden die angebotenen Kapazitäten nach ihrer Fristigkeit unterschieden, bspw. kurz- oder langfristig. Bei *undifferenziertem* Zeithorizont liegt dagegen keine Unterscheidung vor, so dass alle Kapazitäten mit gleicher Laufzeit in den Handel einbezogen werden.
- **Internationalisierung:** In eher *national begrenzten* Kapazitätsmechanismen werden nur inländische Kapazitäten berücksichtigt. In *international integrierten*, d.h. länderübergreifend gestaltbaren Mechanismen können auch ausländische Kapazitäten berücksichtigt werden.

Anhand dieser Kategorien sind die diskutierten Kapazitätsmechanismen in Tabelle 1 beschrieben und eingeordnet. Demnach unterscheiden wir fünf verschiedene Typen von Kapazitätsmechanismen.

Kategorien	Administr. Kapazitätzahlungen	Strategische Reserve	Selektiver Kapazitätsmechanismus	Umfass. Kapazitätsmechanismus	Dezent. Leistungsmechanismus
Organisation	Zentral	Zentral	Zentral	Zentral	Dezentral
Preisbildung	Regulatorisch	Marktbasiert	Marktbasiert	Marktbasiert	Marktbasiert
Technologieoffenheit	Offen	Offen	Selektiv	Offen	Offen
Nachfrageflexibilisierung	Nicht flexibilisiert	Nicht flexibilisiert	Integration über spezielle Produktdefinition möglich	Integration über spezielle Produktdefinition möglich	Flexibilisiert
Zeithorizont	Differenziert	Undifferenziert	Differenziert	Undifferenziert	Undifferenziert
Internationalisierung	Regionale Engpasslösung ggf. auch grenzübergreifend	Eher national begrenzt	Eher integriert	Eher integriert	Eher integriert

Tabelle 1: Allgemeine Typologie der Kapazitätsmechanismen

Administrative Kapazitätzahlungen

- **Zentrale Organisation:** Eine zentrale Stelle, bspw. der Regulierer oder Übertragungsnetzbetreiber, nimmt eine Abschätzung bzgl. des zukünftig benötigten Niveaus gesicherter Leistung vor. Diese Kapazität wird über Förderzahlungen an Kraftwerksbetreiber vorgehalten.
- **Regulatorische Preisbildung:** Die Höhe der Kapazitätzahlungen wird entweder in Abhängigkeit von der sicher verfügbaren Leistung oder der zu deckenden Jahreshöchstlast festgelegt. Kraftwerksbetreiber bzw. Investoren werden damit auf Basis ihrer installierten Kraftwerksleistung und

jeweiligen Anlagenverfügbarkeit vergütet. Kraftwerke, die Förderzahlungen erhalten, können weiterhin am Energy-only-Markt teilnehmen.

- **Technologieoffen:** Bei administrativen Kapazitätzahlungen besteht prinzipiell keine Beschränkung auf bestimmte Technologien. Da die Auswahl der Kraftwerke aber über eine zentrale Stelle mit einem Interesse an möglichst geringen Kosten erfolgt, ist eine Tendenz zur Bevorzugung von Bestandskraftwerken gegenüber neu zu errichtenden Kraftwerken wahrscheinlich.
- **Nicht flexibilisierte Nachfrage:** Bisherige Umsetzungen administrativer Kapazitätzahlungen, bspw. in Spanien, Irland und Chile, sehen keine Einbeziehung der Nachfrageseite vor. Zahlungen an technisch flexible Nachfrager wären zwar theoretisch denkbar, auf Grund der zentralen Organisation und der Schwierigkeit bei der Ermittlung aber kaum realisierbar.
- **Differenzierter Zeithorizont:** In den aktuell diskutierten bzw. bereits umgesetzten Mechanismen mit administrativen Kapazitätzahlungen wird keine Unterscheidung hinsichtlich des Zeithorizonts vorgenommen.
- **Eher national begrenzt:** Administrative Kapazitätzahlungen sind als regionale Engpasslösung eher auf Kapazitäten im Inland ausgerichtet. Wie die Beteiligung österreichischer Kraftwerke an der deutschen Netzreserve zeigt, ist der Mechanismus zwar prinzipiell international erweiterbar, dies setzt jedoch voraus, dass keine grenzüberschreitenden Engpässe bestehen.

Strategische Reserve

Das Instrument der Strategischen Reserve zielt vor allem auf nicht mehr rentable Kraftwerke. Ziel ist, gelegentliche Preisspitzen und damit Knappheitssignale am Energy-only-Markt zu erhalten, um Anreize für Neuinvestitionen zu schaffen. Neuseeland, Finnland und Schweden haben bereits Strategische Reserven eingeführt.

- **Zentrale Organisation:** Auch im Mechanismus der Strategischen Reserve führt eine zentrale Stelle, bspw. der Regulierer oder Übertragungsnetzbetreiber, Ausschreibungen für die Bereitstellung von Reservekapazität durch und kontrahiert die entsprechenden Kraftwerke im Anschluss.
- **Marktbasierte Preisbildung:** Die kontrahierten Kraftwerke nehmen im Normalfall nicht am Energy-only-Markt teil, sondern kommen nur bei nicht erfolgreicher Markträumung zum Einsatz, d.h. wenn die Stromnachfrage im Day-ahead-Handel nicht gedeckt werden kann. In solchen Fällen wird eine zweite Auktionsrunde für die Kraftwerke der Strategischen Reserve in Höhe der technischen Preisobergrenze von derzeit 3.000 €/MWh durchgeführt.
- **Technologieoffen, jedoch selektive Teilnahme möglich:** Die Strategische Reserve ist prinzipiell offen für Neu- und Bestandsanlagen. Eine Einschränkung, beispielsweise auf von Stilllegung bedrohte Bestandskraftwerke, ist aber möglich.
- **Nicht flexibilisierte Nachfrage:** Für die Strategische Reserve werden in der Regel nur Erzeugungskapazitäten berücksichtigt, nicht aber verschiebbare Lasten auf Nachfrageseite. Schweden bildet hier eine Ausnahme; hier soll die gesamte Strategische Reserve auf Nachfrageseite umgestellt werden.
- **Undifferenzierter Zeithorizont:** In die Strategische Reserve werden kontrahierte Kapazitäten unabhängig von der festgelegten Laufzeit einbezogen.
- **Eher national begrenzt:** Üblicherweise werden für die Strategische Reserve nur nationale Kapazitäten kontrahiert. Wie bei den administrativen Kapazitätzahlungen oben ausgeführt, ist eine inter-

nationale Erweiterung möglich, sofern keine Limitationen hinsichtlich der Grenzübergangskapazitäten bestehen.

Umfassender Kapazitätsmechanismus mit zentraler staatlicher Auktion

- **Zentrale Organisation:** Auch im umfassenden Kapazitätsmechanismus ist eine zentrale Stelle, bspw. der Regulierer oder Übertragungsnetzbetreiber, verantwortlich für die Organisation. Sie schätzt den benötigten Bedarf gesicherter Leistung ab und führt auf dieser Basis Auktionen für Versorgungssicherheitsverträge mit einem Vorlauf von fünf bis sieben Jahren durch.
- **Marktbasierte Preisbildung:** Kraftwerksbetreiber bieten in einer Auktion um gesicherte Leistung mit und erhalten anschließend die ermittelte einheitliche Prämie. (Dieses Kapazitätsentgelt entspricht dem Auktionspreis, zu dem der zuvor definierte Mindestbedarf gesicherter Leistung gedeckt wird). Sie müssen die vertraglich abgesicherte Kapazität dann im vereinbarten Zeitraum bereithalten. Die jeweiligen Kapazitäten können aber auch am Energy-only-Markt teilnehmen. Um Marktmacht zu verhindern, kann ein Ausübungspreis definiert werden (die so genannte Verfügbarkeitsoption). Steigt der Spotmarktpreis über diesen Ausübungspreis, zahlen die Kraftwerksbetreiber die Differenz an die Abnehmer.
- **Technologieoffen:** Der umfassende Kapazitätsmechanismus diskriminiert nicht zwischen Technologien, sondern bezieht sowohl Neu- als auch Bestandsanlagen ein.
- **Eher flexibilisierte Nachfrage:** Im umfassenden Kapazitätsmechanismus ist die Einbeziehung der Nachfrageseite zum Lastmanagement möglich. So können beispielsweise größere Nachfrager in den Auktionen mitbieten und „negative Kapazität“ in Form abschaltbarer oder verschiebbarer Lasten zur Verfügung stellen.
- **Undifferenzierter Zeithorizont:** Der umfassende Kapazitätsmechanismus unterscheidet nicht zwischen unterschiedlichen Laufzeiten der Versorgungssicherheitsverträge.
- **Eher international erweiterbar:** In den bisher vorliegenden Beschreibungen umfassender Kapazitätsmechanismen finden sich keine definitiven Aussagen zur Einbeziehung ausländischer Kapazitäten. Dies ist aber prinzipiell möglich.

Selektiver Kapazitätsmechanismus

- **Zentrale Organisation:** Wie im umfassenden Kapazitätsmechanismus schätzt auch im selektiven Design eine zentrale Stelle die benötigte Menge gesicherter Leistung ab und führt auf dieser Basis Auktionen für Versorgungssicherheitsverträge durch.
- **Marktbasierte Preisbildung:** Die Preisbildung im selektiven Kapazitätsmechanismus erfolgt analog zur Preisbildung im umfassenden Kapazitätsmechanismus.
- **Nicht technologieoffen/ selektiv:** Wichtiges Unterscheidungsmerkmal des selektiven Kapazitätsmechanismus ist die Beschränkung auf stilllegungsbedrohte Kraftwerke sowie Neubaukraftwerke, die bestimmten Anforderungen der zentralen staatlichen Stelle genügen. Braunkohlekraftwerke und Kernkraftwerke sind in diesem Mechanismus beispielsweise von der Teilnahme an Auktionen ausgeschlossen.
- **Eher flexibilisierte Nachfrage:** Analog zum umfassenden Kapazitätsmechanismus ist auch im selektiven Design eine Flexibilisierung der Nachfrage durch Teilnahme großer Nachfrager an den Auktionen möglich.

- **Differenzierter Zeithorizont:** Neben der Beschränkung auf bestimmte Kraftwerkstypen differenziert sich der selektive Kapazitätsmechanismus dadurch, dass er zwei Marktsegmente vorsieht. Stilllegungsbedrohte Kraftwerke und große Nachfrager bieten in der kurzen Frist (bspw. bis zu vier Jahre) um Versorgungssicherheitsverträge. Neubaukraftwerke werden dagegen in einem längerfristigen Marktsegment (bspw. bis zu 15 Jahre) kontrahiert.
- **Eher international erweiterbar:** Die bisherigen Beschreibungen selektiver Kapazitätsmechanismen machen keine Aussagen zur Einbeziehung ausländischer Kapazitäten. Dies ist aber prinzipiell möglich.

Umfassender Kapazitätsmarkt mit dezentraler Leistungsnachfrage

- **Dezentrale Organisation:** Statt einer Gesamtabstimmung des Leistungsbedarfs durch eine übergeordnete Stelle erfolgt dies hier dezentral durch die einzelnen Vertriebsorganisationen. Stromlieferanten sind hier dafür verantwortlich, sowohl elektrische Energie als auch Leistungszertifikate in Höhe des gesicherten Bedarfs ihrer Kunden zu erwerben. Dabei ist mindestens der Bedarf derjenigen Kunden abzusichern, die ihre Nachfrage nicht flexibilisieren können (siehe unten). Die Leistungszertifikate werden durch Betreiber konventioneller Kraftwerke angeboten, die auch in Engpasssituationen gesicherte Leistung bereitstellen können. Als Intermediär kann wiederum eine zentrale Stelle, beispielsweise der Regulator, auftreten, der die Betreiber zertifiziert und die Zertifikate ausstellt.
- **Marktbasierte Preisbildung:** Die Preisbildung erfolgt an der Börse für Leistungszertifikate, die neben dem Energy-only-Markt als zweiter Spot- und Terminmarkt zu schaffen ist. Kraftwerke, die Kapazitätszahlungen erhalten, können weiterhin am Energy-only-Markt teilnehmen.
- **Technologieoffen:** Im dezentralen Leistungsmechanismus besteht prinzipiell keine Beschränkung für bestimmte Technologien. Alle Betreiber, die das Zertifizierungsverfahren erfolgreich durchlaufen, dürfen am Mechanismus teilnehmen.
- **Flexibilisierte Nachfrage:** Neben der individuellen Bedarfsabschätzung der Vertriebe können zudem Kunden, die technisch zur Lastabschaltung oder -reduktion in der Lage sind, auf Leistungsbezug verzichten. Dies verbiefen sie analog zu den Vertrieben mit Leistungszertifikaten.
- **Undifferenzierter Zeithorizont:** Im dezentralen Leistungsmechanismus sind keine unterschiedlichen Zeithorizonte vorgesehen. Alle Kapazitäten werden unabhängig von einer bestimmten Laufzeit einbezogen.
- **Eher international erweiterbar:** In den vorliegenden Beschreibungen dezentraler Leistungsmechanismen finden sich keine Ausführungen zur Einbeziehung ausländischer Kapazitäten. Dies ist aber prinzipiell möglich.

2.2 Aktuelle Überlegungen der CWE-Länder und der EU-Kommission

In der Region **CWE** diskutieren derzeit Deutschland, Frankreich und Belgien die Einführung und Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen. Auch die EU-Kommission hat Überlegungen zur grundsätzlichen Rechtfertigung von staatlicher Intervention im Zusammenhang mit der Sicherstellung der Versorgungssicherheit angestellt, jedoch ohne konkrete Ausgestaltungsvorschläge vorzulegen. Kapitel 2.2 stellt diese Diskussionsstände im Überblick sowie vergleichend dar.

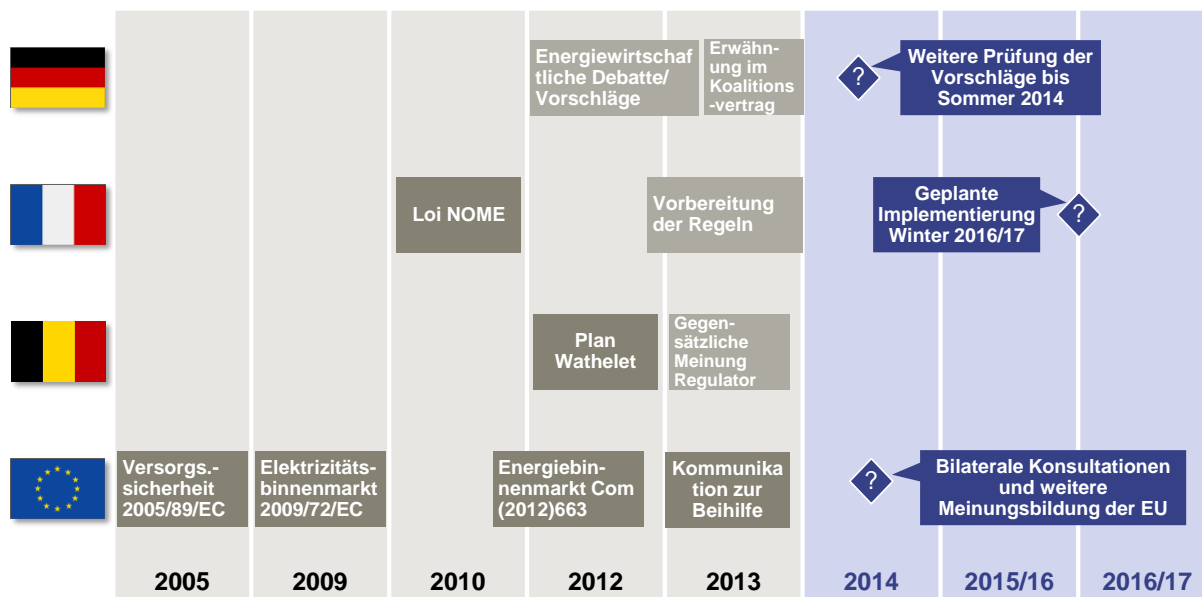


Abbildung 4: Politische Zeitlinien zu Kapazitätsmärkten in CWE

Überlegungen in Deutschland: Breite Diskussion verschiedenster Kapazitätsmechanismen

In Deutschland hat die Bundesregierung Ende 2012 eine Netzreserve geschaffen, um kurzfristig Entlastung hinsichtlich der angespannten Versorgungslage zu schaffen. Infolgedessen wurden mit der **Reservekraftwerksverordnung** administrative Kapazitätzahlungen eingeführt. Die Verordnung sieht u.a. vor, dass unwirtschaftliche und daher stilllegungsbedrohte Kraftwerke eine Kostenerstattung von staatlicher Seite erhalten, wenn sie als systemrelevant eingestuft werden. Des Weiteren gilt für solche Anlagen ein Stilllegungsverbot für zwölf Monate ab Anzeige der Stilllegungsabsicht. Die Reservekraftwerksverordnung ist jedoch nur Übergangslösung und wird Ende 2017 auslaufen. Sie hat zudem vorrangig den Zweck der Netzstützung, nicht des Ausgleichs grundsätzlicher etwaiger Kapazitätsdefizite.

Derzeit wird dabei das **gesamte Spektrum** von Kapazitätsmechanismen als Sammlung von Alternativen zur Weiterentwicklung des deutschen Strommarktes diskutiert: die Strategische Reserve sowie umfassender Kapazitätsmechanismus, ferner auch selektives sowie dezentrales Design. Eine Entscheidung der deutschen Bundesregierung ist voraussichtlich erst im Laufe des Jahres 2014 zu erwarten.

Die **Strategische Reserve** ist einer der favorisierten Vorschläge, die mehrheitlich als Übergangslösung gesehen wird. In dieser Form wird dieser Vorschlag gemäß der oben dargestellten Beschreibung vertreten von: Consentec für EnBW¹⁴ sowie den BDEW¹⁵, r2b energy consulting¹⁶ und Ecofys für das Umweltbundesamt¹⁷ und den BDEW¹⁸. Dementsprechend hat diese Position auch Eingang gefunden in Strategiepapiere der Verbände und Ministerien.¹⁹

Der **umfassende Kapazitätsmechanismus** wurde bereits im Jahr 2011 von Cramton/Ockenfels sowie DICE im Auftrag von RWE beschrieben.²⁰ Hauptvertreter dieses Designs ist das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln, das diesen Ansatz im Jahr 2012 für das BMWi detailliert hat.²¹ Auch

¹⁴ Consentec (Februar 2012)

¹⁵ Consentec (September 2012)

¹⁶ r2b energy consulting (Dezember 2012)

¹⁷ Ecofys Germany (Juni 2012)

¹⁸ Ecofys Germany (September 2012)

¹⁹ BMU et. al (Mai 2013)

²⁰ Cramton, P./ Ockenfels, A. (Mai 2011), (DICE) (2011)

²¹ EWI (März 2012)

Consentec argumentiert in der langen Frist für diesen Ansatz – vorausgesetzt es bedarf dann noch eines solchen Mechanismus.²²

Der **selektive Kapazitätsmechanismus** wird in der deutschen Debatte maßgeblich vom Öko-Institut, gemeinsam mit LBD-Beratungsgesellschaft und RAUE LLP vertreten und als „fokussiert“ beschrieben.²³

Der **dezentrale Leistungsmechanismus**²⁴ wurde im Detail durch enervis und BET im Auftrag des VKU beschrieben.²⁵ Der BDEW hält dieses Design in der langen Frist – in Kombination mit der Strategischen Reserve als Übergangslösung – für sinnvoll.²⁶

Überlegungen in Frankreich: Zentralistisches Design mit handelbaren Leistungszertifikaten

Nach Veröffentlichung des „Rapport Poinant-Sido“ im April 2010, der ein alarmierendes Wachstum der nationalen Spitzenlast vermeldete, entwickelten sich Befürchtungen, die französischen Kapazitäten könnten mittelfristig nicht mehr ausreichen.²⁷ Trotz massiver Kritik der französischen Kartellbehörden wurden im Dezember 2010 unter der Regierung Sarkozy mit dem „Loi NOME“ (Nouvelle Organisation du Marché de l'Électricité) erste gesetzliche Vorgaben geschaffen. Der französische Übertragungsnetzbetreiber RTE hat in der Folge detaillierte Regeln zur Umsetzung erarbeitet, zu denen Ende 2013 öffentliche Konsultationen stattfanden. Das Thema erscheint angesichts der derzeit entspannten Kapazitätslage sowie einer schwierigen Interessenlage der Koalitionspartner in Paris derzeit nicht mit höchster Priorität verfolgt zu werden. Die Einführung eines Kapazitätsmechanismus wird derzeit für den Winter 2016/2017 avisiert. Bis zum Inkrafttreten des neuen Regimes wird derzeit als Übergangslösung die Ausschreibung für Kapazitäten diskutiert.

- **Organisation:** Frankreich plant die Einführung eines eher zentralistischen Mechanismus, der jedoch über Leistungsoptionen die Nachfrageseite einbezieht. Im Notfall kann das zuständige Ministerium zusätzliche Kapazität durch Ausschreibung beschaffen und diese Kosten an Vertriebe überwälzen. Dieses Design wird offiziell als dezentraler Leistungsmechanismus bezeichnet. Jedoch wird das System in großem Umfang zentral durch den Übertragungsnetzbetreiber RTE organisiert und ist daher eher als zentraler Mechanismus zu interpretieren.
- **Nachfrageflexibilisierung:** Das französische Modell sieht den Anreiz lastseitiger Maßnahmen vor. Für Vertriebe soll ab Winter 2016/17 nach Maßgabe der Referenznachfrage (Durchschnittsverbrauch des Kundenportfolios in Spitzenlastzeiten) zzgl. einer noch zu definierenden Sicherheitsmarge eine Kapazitätsverpflichtung eingeführt werden. Industriekunden („ARENH“-Tarif) müssen die Zertifikate nicht zahlen; für diese Kunden erfolgt eine automatische Zuteilung an die Vertriebe.
- **Zeithorizont:** Die Zertifizierung der Anbieter und Nachfrager erfolgt durch den Übertragungsnetzbetreiber. Dieser schließt auf vier Jahre im Voraus Kapazitätsverträge mit Verfügbarkeitsdefinition und Pönalen. Vertragsänderungen sollen aber nachträglich möglich sein.
- **Internationalisierung:** Der französische Kapazitätsmechanismus berücksichtigt den länderübergreifenden Austausch zunächst nur in Form eines statistisch berechneten Abschlags auf den inländischen Kapazitätsbedarf der auf Basis einer stochastischen Betrachtung zur Verfügbarkeit der Importkapazitäten zu Starklastzeiten festgelegt wird. Die Teilnahme von nicht-französischen Bietern

²² Consentec GmbH (Februar 2012)

²³ Öko-Institut / LBD Beratungsgesellschaft (Oktober 2012)

²⁴ Cremer, C. (2013)

²⁵ enervis/ BET (März 2013)

²⁶ BDEW (September 2013)

²⁷ Poinant Serge, Sido Bruno (2010)

ist dagegen nicht zulässig, soll jedoch im Falle einer gegenseitigen Anerkennung gewährleistet werden.²⁸

Überlegungen in Belgien: Strategische Reserve

Nach dem Atomausstiegsbeschluss im Jahr 1999 wurde dieser im Jahr 2005 zurückgenommen und eine Laufzeitverlängerung um 20 Jahre beschlossen. Dieser Zeithorizont wurde u.a. auf Grund der häufig wechselnden Regierungen mehrfach geändert. Derzeit gilt ein stufenweiser Ausstieg bis zum Jahr 2025. Diese Unsicherheit sorgt für Investitionszurückhaltung und hat bereits dazu geführt, dass die Kapazitäten in Spitzenlastzeiten und für Regelenergie nicht in ausreichendem Maße zur Verfügung stehen. Im Juni 2012 hat der belgische Wirtschaftsstaatssekretär Wathelet daher ein Konzept zur Weiterentwicklung des belgischen Energiesystems vorgelegt.²⁹ Der Wathelet-Plan sieht u.a. die Einführung einer Strategischen Reserve zur Vermeidung kurzfristiger Knappheiten bis etwa 2017 vor. Der belgische Regulierer kritisierte den Plan heftig³⁰ und empfahl im Mai 2013 die Einführung eines auktionenbasierten Kapazitätsmechanismus. Abänderungen des Plan Wathelet werden daher derzeit als wahrscheinlich erachtet.

- **Organisation:** In Belgien soll der Übertragungsnetzbetreiber Elia als zentrale Koordinationsstelle fungieren und Ausschreibungen für die Bereitstellung von Reservekapazität durchführen.
- **Preisbildung:** Die kontrahierten Kraftwerke kommen nur zum Einsatz, wenn die Stromnachfrage im Day-ahead-Handel am Energy-only-Markt nicht gedeckt werden kann. Andernfalls sollen die Reservekraftwerke nicht am Energy-only-Markt teilnehmen, aber ihre Kapazität auch am Markt für Systemdienstleistungen anbieten dürfen. Eine eventuelle spätere Teilnahme am Day-ahead- und Intraday-Handel des Energy-only-Markts ist auf Basis einer Detailanalyse der Vor- und Nachteile zu prüfen.³¹ Ein definiertes Preislimit wird in den aktuellen Ausführungen nicht genannt.
- **Technologieoffenheit:** Da die Strategische Reserve in Belgien zunächst zeitlich begrenzt gedacht ist, werden in erster Linie Bestandsanlagen angesprochen. Der Neubau, insbesondere von Gas- und Dampfkraftwerken, soll nach Möglichkeit vermieden werden.
- **Nachfrageflexibilisierung:** Derzeit kontrahiert Elia bereits jährlich rund 260 MW abschaltbarer Lasten. Eine weitere Anreizung des Lastmanagements über das bestehende Niveau hinaus ist aktuell nicht vorgesehen.
- **Zeithorizont:** In den aktuellen Ausführungen Wathelets finden sich keine Hinweise auf differenzierte Zeithorizonte. Es kann daher davon ausgegangen werden, dass die kontrahierten Kapazitäten unabhängig ohne Differenzierung der Laufzeit einbezogen werden.
- **Internationalisierung:** Auch zur Öffnung für ausländische Kraftwerke finden sich keine expliziten Hinweise. Daher ist davon auszugehen, dass die Strategische Reserve in Belgien mindestens vorerst nur einheimische Kraftwerke aufnimmt.

²⁸ Vgl. RTE S. 20: "The market design is compatible with an explicit participation of foreign capacities as soon as cross-recognition will be possible."

²⁹ Le système électrique belge à la croisée des chemins: une nouvelle politique énergétique pour réussir la transition

³⁰ Kritikpunkte: Neubau der GuD-Anlagen wird zu spät kommen; kein Einbezug der Nachfrageseite; kein Einbezug von Energieeffizienz; keine Analyse des Bedarfs nach 2017; keine Antwort auf Frage, ob Mechanismus Flexibilität- bzw. Regelenergie anreizen eine generelle Kapazitätslücke füllen soll; keine Analyse des geplanten Interkonnektorenausbaus; keine Analyse des EE-Ausbaus

³¹ « Il devra en outre offrir l'activation de son unité à un prix prédéterminé, à tout le moins sur le marché de balancing, et éventuellement sur les marchés day-ahead ou intraday (la décision sera prise sur base d'analyse approfondie des impacts positifs et négatifs d'une participation sur ces marchés).

Überlegungen in Österreich, Luxemburg und den Niederlanden: Keine Kapazitätsmechanismen

Aufgrund mehr als ausreichend verfügbarer Kraftwerke sehen aktuell weder Österreich noch Luxemburg Bedarf, Kapazitätsmechanismen einzuführen. In den Niederlanden wurde seit Sommer 2003/2004 mit Engpässen und Preisspitzen die Einführung von Kapazitätsmechanismen diskutiert. Nachdem u.a. auch Modelldiskussionen über Versorgungssicherheitsverträge geführt wurden, setzte sich schließlich der Vorschlag einer Strategischen Reserve durch. Diese wurde jedoch nie umgesetzt, da das jährliche Monitoring des Übertragungsnetzbetreibers TenneT wieder Kapazitätszuwächse zeigte. Auch der letzte vorliegende Monitoringbericht aus dem Jahr 2012 bestätigt, dass vorläufig keine Knappheiten zu erwarten sind. Stattdessen führten bestehende Überkapazitäten von 2013 ca. 11 GW³² bereits zu Kraftwerksstilllegungen. Das im September 2013 von Regierung und Verbänden unterzeichnete Energieabkommen befasst sich schwerpunktmäßig mit der Neuausrichtung der Förderung Erneuerbarer Energien; Kapazitätsmechanismen werden lediglich am Rande erwähnt.

Überlegungen der EU-Kommission

Die **grundsätzliche Notwendigkeit staatlicher Eingriffe** zur Unterstützung der Marktmechanismen wurde in der Kommunikation der europäischen Kommission vom November 2013 zur „Vollendung des Elektrizitätsbinnenmarktes und optimale[n] Nutzung staatlicher Interventionen“³³ grundsätzlich eingeräumt:

„Mit der Schaffung des Elektrizitätsbinnenmarktes hat sich die Rolle der staatlichen Interventionen geändert; gleichwohl hat sie die Notwendigkeit staatlicher Eingriffe nicht beseitigt, wenn es darum geht, gleiche Wettbewerbsbedingungen zu schaffen, Marktversagen zu beheben, Technologien und Innovationen zu fördern und generell den Markt bei der Bereitstellung geeigneter Investitionssignale zu unterstützen.“

Hier erwähnt die Kommission also ausdrücklich die Unterstützung des Marktes zur „Bereitstellung geeigneter Investitionssignale“. Gleichzeitig stellt die Kommission Anforderungen an die Ausgestaltung und betont, dass die **Kompatibilität mit unterschiedlichen politischen Zielsetzungen** sowie die **Koordination unter den Mitgliedsstaaten** eine Kernherausforderung darstellt. Das Ziel, „höhere Kosten für Verbraucher und Steuerzahler [...] zu vermeiden“ wird explizit als Anspruch an die ggf. notwendige staatliche Intervention gestellt:

„Die Interventionen sollten mit unterschiedlichen politischen Zielen in Einklang stehen. Dies bedeutet, dass staatliche Interventionen in einem stark vernetzten und dynamischen Elektrizitätsbinnenmarkt innerhalb der Mitgliedstaaten und zwischen den Mitgliedstaaten sinnvoll koordiniert werden müssen, um höhere Kosten für Verbraucher und Steuerzahler, geringere Möglichkeiten für den grenzüberschreitenden Handel oder Subventionswettrennen zwischen Mitgliedstaaten zu vermeiden.“

Mit dem Entwurf der Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien vom Dezember 2013³⁴ präzisiert die EU-Kommission die Anforderungen, die erfüllt sein müssen, um Kapazitätsmechanismen genehmigen zu können.³⁵ Generell sollen Beihilfen sich nur auf die Bereitstellung von Kapazitäten beschränken. Vergütungen für den Stromverkauf oder den Ausgleich von Produktionskosten soll es nicht geben. Zudem haben die Staaten einen Nachweis für Marktversagen zu erbringen und müssen eine genaue Analyse zum Bedarf konventioneller Reservekapazität vorlegen. Ferner ist zu prüfen, ob die Stromversorgung auch anderweitig gesichert werden kann, beispielsweise durch Importe aus ihren Nachbarländern. Auch sollen Staaten zunächst in Leitungen zu diesen Ländern investieren und langfristige Verträge für

³² Vgl. ENTSO-E System Adequacy Forecast 2013-2020

³³ Europäische Kommission (November 2013)

den Bau von Kraftwerken zwischen Stromproduzenten und zukünftigen Konsumenten wie Industriekonsortien unterstützen.

Eine Einführung von Kapazitätsmechanismen soll aus Sicht der EU-Kommission folgende Anforderungen erfüllen: Wettbewerblicher Bieterprozess; Technologieneutralität (Bestands- und Neuanlagen, Beihilfen für fossile Anlagen grundsätzlich aber nur, wenn weniger schädliche Lösungen nicht möglich sind); Offenheit für alle Produzentengruppen; Einbindung und Anreize für Produktions- und Nachfrageseite sowie Speicherlösungen; zugleich Vermeidung von „windfall profits“ für Bestand; an Projektrealisierungsdauer angepasste Förderzeiträume u.a. zur Vermeidung von Unwirtschaftlichkeit für Neuanbieter und, sofern technisch möglich, Beteiligung von Kapazitäten aus anderen EU-Mitgliedstaaten. Ein derartiges Design soll es ermöglichen, Nachjustierungen des Beihilfeniveaus vorzunehmen bzw. die Beihilfe einzustellen, wenn die Knappheit beseitigt ist.

Die EU-Kommission betont zudem, die negativen Auswirkungen von Großhandelspreisbeschränkungen und Exportbeschränkungen. Die Bedeutung einer besseren Nachfragesteuerung nach Strom und eine Reduzierung des Energieverbrauchs, wie es mit intelligenten Stromnetzen und Stromzählern möglich sei, hat sie ebenso im Blick, wie die Vorteile, die sich dann bieten, wenn dynamische Innertagesstrompreise im Großhandel für den Endnutzer verfügbar gemacht würden.

Kategorien	Administr. Kapazitätszahlungen	Strategische Reserve	Selektiver Kapazitätsmechanismus	Umfass. Kapazitätsmechanismus	Dezent. Leistungsmechanismus
Organisation	Zentral	Zentral	Zentral	Zentral	Dezentral
Preisbildung	Regulatorisch				
Technologieoffenheit	Offen	Marktbasiert	Marktbasiert	Marktbasiert	Marktbasiert
Nachfrageflexibilisierung	Nicht flexibilisiert	Offen	Selektiv	Offen	Offen
Zeithorizont		Selektiv	Integration über spezielle Produktdefinition möglich	Integration über spezielle Produktdefinition möglich	Flexibilisiert
Internationalisierung		Undifferenziert		Undifferenziert	Undifferenziert
	Differenziert		Differenziert		
	Regionale Engpasslösung ggf. auch grenzübergreifend	Eher nat. begrenzt			
			Eher int'l. erweiterbar	Eher int'l. erweiterbar	Eher int'l. erweiterbar
Deutschland	„Kaltreserve“ (BMWi, aktuelle Gesetzeslage)	Consentec für BDEW (09/ 2012), r2b (12/ 2012), Ecofys für UBA (06/ 2012), Ecofys für BDEW (09/ 2012), BMU/ BDEW/ BEE et. al. (05/ 2013)	BET für BNE (09/ 2011), LBD für Baden-Württem. (11/ 2011), Öko-Institut/ LBD/ Raue für WWF (10/ 2012)	Cramton/ Ockenfels für RWE (05/ 2012), DICE für RWE (10/ 2011), Consentec für EnBW (02/ 2012), EWI für BMWi (03/2012)	Cremer (02/ 2013), Enervis/ BET für VKU (03/ 2013),
Frankreich				RTE (09/2013)	
Belgien		„Plan Wathelet“ (06/2012)			

Tabelle 2: Übersicht der aktuellen Überlegungen zur Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen in CWE

³⁴ EU Kommission DG Wettbewerb (2013)

2.3 Aspekte der europäischen Koordination in den Überlegungen der Länder und der EU-Kommission

Die Debatte in Deutschland bewegt sich derzeit noch auf der Ebene konzeptioneller Ansätze. Ob und wie sich die in Deutschland diskutierten Ansätze in den europäischen Markt fügen ist noch wenig beleuchtet. Zwar nehmen die meisten Gutachter in ihren Ausführungen Bezug auf Aspekte der europäischen Koordination, jedoch bleiben die Aussagen überwiegend allgemein und verweisen auf die Notwendigkeit „internationale Abstimmung und insbesondere Klärung zahlreicher Governance Fragen (Klärung des Rechtsrahmens, Zuordnung von Verantwortlichkeiten, Koordination in technischen Fragen, etc.), [die] einen erheblichen zeitlichen Vorlauf benötigen.“³⁶

Teilweise werden zu klärende Themenbereiche aufgezählt, aber noch keine Lösungsvorschläge unterbreitet. So bemerken beispielsweise r2b energy consulting, dass „[...] insbesondere die **erheblichen Anforderungen an die Regulierung** und die Gefahr von Regulierungsversagen bei Kapazitätsmärkten, die Hemmnisse einer Einbeziehung der Verbraucher in Kapazitätsmärkte und die fehlende Kompatibilität eines nationalen Kapazitätsmarktes zum europäischen Strommarkt [...] bisher weder abschließend diskutiert noch gelöst [seien].“ Auch das Öko-Institut beschreibt in seiner Studie für den WWF die **Bedeutung von Interaktionen der über Ländergrenzen hinweg gekoppelten Strommärkte**: „Dies betrifft sowohl die Ausgestaltung und Parametrisierung von Kapazitätsmechanismen als auch die Bewertung der entsprechenden grenzüberschreitenden (Mitnahme-) Effekte.“

Weiterhin führt das Öko-Institut aus, dass die „oft erhobene Forderung nach europäischen Lösungen [...] vor dem Hintergrund der Realitäten des Energy-only-Marktes zwar abstrakt richtig [sei], aber zumindest bisher keinen institutionellen Rahmen [habe]“. Auch Consentec und Frontier führen in ihrem Gutachten für den BDEW aus, dass „eine effiziente gemeinsame Gewährleistung von Versorgungssicherheit [eine] **harmonisierte Methode und Mechanismen** [erfordere]. Der BDEW greift dies entsprechend in seinem Positionspapier zu neuen marktlichen Strukturen für das Gelingen der Energiewende auf, wonach es „wünschenswert [erscheine], dass sich die Staaten in Zentralwesteuropa über einen **gemeinsamen Rahmen zur Sicherung ausreichender Kapazitäten** verständigen.“ Ein geeigneter Rahmen hierfür erscheint allen vier Vertretern der Debatte daher das Pentalaterale Forum.³⁷

Das EWI argumentiert in seinem Gutachten für das BMWi dagegen, es sei „**nicht zwingend erforderlich**, dass die Kapazitätsmechanismen zwischen den Ländern koordiniert werden. Dass Kapazitätsmechanismen nicht überregional koordiniert werden müssen, legt auch das Beispiel der USA nahe, wo verschiedene Mechanismen in verschiedenen Regionen genutzt werden“.³⁸ Eine Koordination sei demnach lediglich „sinnvoll, wenn es darum geht den Kapazitätsbedarf zu bestimmen.“

Auch in den Nachbarländern bzw. auf europäischer Ebene **fehlt bislang eine detaillierte Betrachtung** der Auswirkungen grenzüberschreitender Koordination. So führt beispielsweise die Clingendael-Stu-

³⁶ Hier exemplarisch zitiert Consentec (September 2012).

³⁷ Das Öko-Institut führt hier weiter aus: „Idealerweise wird ein Kapazitätsmarkt im Rahmen des integrierten Strommarktes in Kontinentaleuropa umgesetzt. Die institutionellen Zuständigkeitszuweisungen im aktuellen Rechtsrahmen lassen dies jedoch nicht ohne weiteres zu. Versorgungssicherheit und damit auch die Umsetzung der Kapazitätsmärkte liegt bisher in der Verantwortung nationaler Behörden... Zu präferieren wäre eine koordinierte Initiative der Staaten des Pentalateralen Energie-Forums (Deutschland, Frankreich, Belgien, Niederlande, Luxemburg, ab 2011 auch Österreich), mit der ein solches Modell auf Basis entsprechender Vereinbarungen umgesetzt wird, ohne dass ein einheitliches EU-weites Regelwerk geschaffen werden muss.“

³⁸ Dies wird im Detail folgendermaßen begründet: „Der Kapazitätsmarkt soll gewährleisten, dass physische Kapazität errichtet wird, und dass diese in Knappheitssituationen auch tatsächlich Strom erzeugt. Beide Aspekte bleiben auch in einem europäischen Binnenmarkt erhalten. Insbesondere verändern sich die Mechanismen des grenzüberschreitenden Handels nicht, und umgekehrt stört grenzüberschreitender Handel nicht das Wirken des Kapazitätsmechanismus. Für die Versorgungssituation in Deutschland sind grenzüberschreitende Handelsströme unerheblich, weil jedes Kraftwerk in Deutschland in das inländische Netz einspeist, unabhängig davon, ob es den Strom in Deutschland oder ins Ausland verkauft hat. Die Etablierung eines Kapazitätsmechanismus ist also kompatibel mit einem europäischen Binnenmarkt.“

die aus: „In most studies it is argued that some level of coordination is needed. While the negative implications of purely national approaches to capacity mechanisms have been brought up in the various studies, the significance of the effects compared to the current situation has not been researched in depth. The arguments for or against bilateral, regional or European coordination/ harmonization would be much stronger if an assessment is made of the benefits of a harmonized approach for individual countries and the internal market as a whole.”

In den Plänen **Frankreichs** findet sich lediglich die bereits im ursprünglichen Gesetz zur Neuordnung des Strommarkts verankerte Aussage, dass der französische Mechanismus sowohl den einheimischen als auch den europäischen Kontext berücksichtige.³⁹ Dies geschieht in erste Linie aus einer nationalen Perspektive: indem Frankreich seinen Mechanismus so ausgestaltet, dass möglichst kein Export von Knappheit in Nachbarländer stattfindet.⁴⁰

Belgien führt dagegen im Plan Wathelet an, dass die übergeordneten Ziele zwar klar definiert seien, dagegen aber völlig unzureichend diskutiert sei, mit welchen Mitteln der Übergang und eine Koordination auf europäischer Ebene erreicht werden könne.⁴¹ Dies sei nicht zuletzt durch auf die unterschiedlichen und nicht abgestimmten nationalen Herangehensweisen an die gemeinsamen Herausforderungen zurückzuführen.⁴² Eine stärkere politische Harmonisierung der Regeln und Mechanismen auf europäischer Ebene sei angesichts der technischen Marktkopplung aus Sicht Belgiens daher unabdingbar.⁴³

In ihrer Publikation „Making the internal energy market work“ unterstreicht die **EU-Kommission**, dass falsch ausgestaltete und nicht auf europäischer Ebene abgestimmte Eingriffe in den gemeinsamen Strommarkt zu Marktverzerrungen führen können.⁴⁴ Die Kommission vertritt zudem die Auffassung, dass der europäische Strommarkt nur dann finalisiert werden könne, wenn er durch einen tragfähigen regulatorischen Rahmen auf EU-Ebene gestützt werde.⁴⁵

³⁹ Vgl. Loi NOME und RTE “The mechanism takes into account both French and European”

⁴⁰ Vgl. RTE “The Capacity Mechanism is the answer to the French peak load issue to prevent exporting SoS risk to their neighboring countries”

⁴¹ Vgl. Plan Wathelet: « Si les objectifs globaux sont clairement identifiés le manque de clarté est en revanche total sur les moyens à mettre en œuvre pour réussir cette transition et la coordination au niveau européen est largement insuffisante. »

⁴² Vgl. Plan Wathelet: « Malgré la similitude des défis rencontrés, le mouvement d’harmonisation européen [...] s’accompagne de grandes disparités nationales (niveaux de libéralisation et d’ouverture différents d’un pays à l’autre, absence de concertation sur les choix nationaux de mixte énergétique, mise en œuvre de mécanismes de soutien aux capacités renouvelables ou classiques différents et sans concertation). »

⁴³ « ... une plus forte harmonisation politique est nécessaire au niveau européen car le mouvement d’interconnexion des réseaux est indispensable pour pouvoir gérer un parc de production de plus en plus intermittent et doit s’accompagner d’une harmonisation des règles et mécanismes »

⁴⁴ Vgl. “... if public intervention is not well designed, without proper co-ordination at EU level, it risks being counterproductive and distort the functioning of the internal market.”

⁴⁵ “Creating the internal electricity market requires a strong regulatory framework at Union level.”

3 Eckpunkte der Koordination und Ausgestaltungsoptionen von Kapazitätsmechanismen in CWE

Die Vielfalt der in Kapitel 2 diskutierten Überlegungen zur Einführung und Koordination von Kapazitätsmechanismen in CWE gilt es in ein systematisches Analyseraster zu überführen. Hierzu definieren wir zunächst **Inhalte** und **Akteure** einer möglichen Koordination im europäischen Rahmen. Auf dieser Basis ordnen wir dann die aktuellen Überlegungen der EU-Staaten in einen **Optionsraum** möglicher Handlungsoptionen ein. Aus diesem Optionsraum wählen wir die für die Modellierung und Bewertung relevanten **Optionen** aus. Dies geschieht einerseits anhand pragmatischer Überlegungen hinsichtlich der **politisch derzeit wahrscheinlichsten Optionen** zur Ausgestaltung nationaler Kapazitätsmechanismen in CWE. Andererseits berücksichtigen wir eine **größtmögliche Differenzierung** im Hinblick auf die Inhalte der Koordination und die Regulierungsebene im nationalen bzw. europäischen Rahmen. Anschließend erläutern wir die Dimensionen unserer Bewertung, d.h. die Darstellung der Ausgestaltung des Kapazitätsmechanismus und der Inhalte der Koordination welche in der Modellierung dargestellt werden. Zum Abschluss des Kapitels stellen wir unser **Strommarktmodell** vor, in das alle zuvor beschriebenen Aspekte einfließen.

3.1 Inhalte und Akteure der Koordination

Wir fassen Koordination im europäischen Rahmen möglichst realitätsnah und praktikabel. Dazu sind einerseits die Inhalte der Koordination festzulegen, andererseits die beteiligten Akteure.

Den **Inhalt der Koordination** beschreiben wir in Abhängigkeit davon, was koordiniert wird und wie weitgehend diese Koordination ist. Wir definieren insgesamt fünf Reichweiten der Koordination:

- **Laissez Faire:** Ergeben sich die Inhalte der Koordination in Bezug auf Kapazitätsmechanismen ad hoc oder ungesteuert bzw. findet keine Koordination statt, sprechen wir von Laissez Faire. Diese Reichweite bezeichnen wir daher auch als „Nullvariante“.
- **Level Playing Field:** Wenn für nationale Kapazitätsmechanismen ein genereller Rahmen gesetzt wird, der Marktverzerrungen verhindern soll, bezeichnen wir dies als Level Playing Field. Dazu müssen mindestens zwei Themenfelder geregelt sein: Marktregeln für die Teilnahme an Ausschreibungen und Erlösregulierung sowie der Ausbau der Grenzkuppelstellen.
- **Synchronisation:** Werden über den generellen Rahmen hinaus weitere inhaltliche Teilbereiche abgestimmt, bezeichnen wir dies als Synchronisation. Dazu müssen mindestens die vier Themenfelder geregelt sein: Marktregeln für die Teilnahme an Ausschreibungen und Erlösregulierung, Ausbau der Grenzkuppelstellen, gemeinsame Ausplanung des Kraftwerkparks sowie gemeinsame Residuallastprognosen.
- **Vereinheitlichung:** Wird die Einführung von Kapazitätsmechanismen gänzlich untersagt und eine ausschließliche Regelung über den Energy-only-Markt angestrebt, sprechen wir von einer Vereinheitlichung, die „**Kein Mechanismus für irgendjemand**“ vorsieht. Analog dazu ist die Variante denkbar, dass als Ergebnis der Koordination ein einheitlicher Kapazitätsmechanismus eingeführt wird. Diesen Fall bezeichnen wir als Vereinheitlichung, die „**Einen Mechanismus für alle**“ nach sich zieht.

Im Hinblick auf die **Akteure** der Koordination sehen wir im europäischen Rahmen drei Möglichkeiten:

- **EU/ supranationale Institution:** Hier tritt nur ein zentraler Koordinator auf. Dies kann beispielsweise die EU-Kommission oder eine andere supranationale Institution wie ENTSO-E sein. Beispiel für eine derartige Koordination ist das europäische Emission Trading Scheme (ETS).
- **Mehrere Staaten:** Vorstellbar ist weiterhin, dass die Abstimmung zwischen zwei oder mehreren Ländern stattfindet, bspw. Deutschland und Frankreich oder als CWE-weite Abstimmung im Pentalateralen Energieforum. Dies folgt dem Beispiel des beschleunigten Ausbaus der Grenzkuppelstellen.
- **Einzelner Staat:** Schließlich besteht auch die Möglichkeit, dass ein Staat im Alleingang eine nationale Einzelstrategie verfolgt, ggf. als „first mover“ oder in Reaktion auf Diskussionen, Planungen und Umsetzung in Nachbarstaaten. Implementierungsbeispiel für eine derartige Koordination ist die jeweils einzelstaatliche und unabhängige Einführung von Mechanismen zur Förderung der Erneuerbaren Energien in den EU-Mitgliedstaaten.

Tabelle 3 stellt alle **Kombinationen** aus inhaltlicher Reichweite und koordinierenden Akteuren dar, die prinzipiell möglich erscheinen. Dabei wird deutlich, dass es im Fall der einzelstaatlichen Koordination nur eingeschränkte Handlungsweisen gibt: Ein Staat kann nur dann im Alleingang, ggf. als Reaktion auf seine Nachbarstaaten agieren, wenn keine Regelung durch die EU oder eine andere übergeordnete Institution vorgenommen wird, also „Laissez Faire“ herrscht. Sobald von übergeordneter Stelle Regelungen vorgegeben werden, ist unkoordiniertes einzelstaatliches Handeln nicht mehr möglich.

Inhaltliche Reichweite der Koordination		Koordinierende Akteure		
		EU/ supranationale Institution	Mehrere Staaten	Einzelner Staat
Laissez Faire		EU regelt nicht	Staaten/ CWE agieren unabgestimmt, ggf. als Reaktion aufeinander	Staat agiert im Alleingang, ggf. als Reaktion auf Nachbarstaat/en
Level Playing Field		EU setzt europaweit gültigen Rahmen ¹	Staaten/ CWE setzen bi-/ multilateralen Rahmen ¹	
Synchronisation		EU koordiniert Teilbereiche ²	Staaten/ CWE koordinieren Teilbereiche ²	
Vereinheitlichung	Kein Mechanismus	EU untersagt Kapazitätsmechanismus in allen Märkten	Staaten/ CWE einigen sich auf gegenseitigen Verzicht	
	Ein Mechanismus für alle	EU führt einheitlichen Kapazitätsmechanismus ein	Staaten/ CWE einigen sich auf einheitlichen Kapazitätsmechanismus	

Prinzipiell mögliche Kombination

1. Zum Beispiel grundsätzliche Marktregeln zur Integration und Koordination Grenzkuppelstellenausbau

2. Zum Beispiel zusätzlich zu 1. Festlegung EE-Ausbaukorridore nach Land, Abstimmung bei Parametrisierung der Kapazitätsmechanismen, etc.

Tabelle 3: Relevante Kombinationen aus Ebenen und Ambitionsniveau der Koordination

Die hier dargestellte Logik dient auch als Teil der Begründung für die im folgenden Abschnitt vorgenommene Auswahl der Ausgestaltungsoptionen von Kapazitätsmechanismen. Ziel ist es, mit den ausgewählten und dann in Kapitel 4 quantitativ bewerteten Optionen möglichst viele der in Tabelle 3 dargestellten Kombinationen abzudecken. Somit wird eine systematische Grundlage geschaffen, auf deren Basis dann aus dem Vergleich der Ausgestaltungsoptionen Rückschlüsse auf die Sinnhaftigkeit unterschiedlicher Koordinationsansätze möglich sind.

3.2 Optionsraum und Auswahl der zu bewertenden Ausgestaltungsoptionen

Aus den in Kapitel 2.2. vorgestellten Überlegungen der CWE-Länder lassen sich verschiedene Handlungsoptionen ableiten. Dieser Optionsraum ist in Tabelle 4 im Überblick dargestellt. Das **Spektrum** reicht dabei von der „Nullvariante“ ohne Kapazitätsmärkte in CWE bis zur Einführung eines einheitlichen Kapazitätsmechanismus in CWE. Innerhalb dieses Spektrums sind für die Wahl eines Kapazitätsmechanismus in den vier CWE-Preiszonen diverse Optionen denkbar.

Für die Modellierung und Betrachtung haben wir diejenigen Optionen ausgewählt, die nach aktuellem Stand der Debatte **politisch am wahrscheinlichsten** sind und **alle inhaltlichen Reichweiten** der Koordination abbilden. Diese Optionen sind in Tabelle 4 grün markiert. Dementsprechend modellieren wir diejenigen Optionen nicht, die politisch eher unwahrscheinlich sind und/oder inhaltlich die gleiche Reichweite aufweisen. Durch die Auswahl möglichst unterschiedlicher und klar abgegrenzter Optionen gewährleisten wir differenzierte und damit aussagekräftigere Ergebnisse der Modellierung.

Option	DE, AT, LUX	FR	NL	BE	Autarkie	Reale Integration
1 Keine Kapazitätsmechanismen	Null	Null	Null	Null	✗	✓
Politische Pläne der Nachbarn umgesetzt, DE „Easy Rider“	Null	Dezentral	Null	Str. Reserve	✓	✓
2 Politische Pläne der Nachbarn umgesetzt, DE variabel	Str. Reserve	Zentral	Null	Str. Reserve	✓	✗
	Zentral umfassend	Dezentral	Null	Str. Reserve	✓	✓
	Zentral selektiv	Dezentral	Null	Str. Reserve	✓	✓
3	Dezentral umfassend	Zentral	Null	Str. Reserve	✓	(✓)
Nachbarn warten auf DE	Str. Reserve	Null	Null	Null	✗	✓
	Zentral umfassend	Null	Null	Null	✗	✓
	Zentral selektiv	Null	Null	Null	✗	✓
	Dezentral umfassend	Null	Null	Null	✗	✓
4	Zentral umfassend	Zentral	Zentral	Zentral	✗	✓
5 Einheitliches Design	Dezentral umfassend	Dezentral	Dezentral	Dezentral	✓	✓

■ Ausgewählt für die Bewertung im Modell

Null = Kein Kapazitätsmechanismus

Tabelle 4: Optionsraum und Auswahl der relevanten Handlungsoptionen für die Einführung von Kapazitätsmechanismen in CWE

- **Keine Kapazitätsmechanismen (Option 1):** In keiner der vier Preiszonen wird ein Kapazitätsmechanismus eingeführt. Dies entspricht in der Modellierung einem integrierten Energy-only-Markt. In Bezug auf den Inhalt der Koordination deckt diese Option zwei verschiedene Reichweiten ab: Zum einen die Variante „Vereinheitlichung – Kein Mechanismus für irgendjemand“, wenn beispielsweise die EU Kapazitätsmechanismen untersagt oder die Staaten sich untereinander auf Verzicht verständigen. Gleichsam ist auch die Variante „Laissez Faire“ gedeckt, wenn sich in Abwesenheit von EU-Regularien kein Einzelstaat oder keine Staatengruppe für die Einführung eines Kapazitätsmechanismus entscheidet.⁴⁶

⁴⁶ Solange die EU-Kommission keine anderslautende Regelung erlässt, können die Mitgliedstaaten gemäß Artikel 4 Absatz 2 AEUV eigenständig handeln. Der Hauptbereich Energie unterliegt demnach einer geteilten Zuständigkeit der Mitgliedstaaten und der Europäischen Union. Nach Artikel 2 Absatz 2 Satz 2 AEUV können die Mitgliedstaaten zudem ihre Zuständigkeit wahrnehmen, „sofern und soweit die Union ihre Zuständigkeit nicht ausgeübt hat“.

- **Politische Pläne der Nachbarn umgesetzt, DE Strategische Reserve (Option 2):** In dieser Option legen wir diejenigen Ausgestaltungen von Kapazitätsmechanismen zu Grunde, die in CWE aktuell die größte Aussicht auf Umsetzung haben. Wir gehen hier davon aus, dass sowohl in der Preiszone Deutschland/Österreich/Luxemburg als auch in Belgien eine Strategische Reserve eingeführt wird. Für Frankreich nehmen wir einen Kapazitätsmechanismus mit handelbaren Leistungszertifikaten an,⁴⁷ für die Niederlande keine Einführung eines Kapazitätsmechanismus. In der Modellierung entspricht Option 2 dem Fall „nationaler Autarkie“ in Bezug auf die Kapazitätsmärkte, da die jeweiligen Preise auf nationaler Ebene ohne direkte Interaktion zwischen den Preiszonen entstehen. Bezüglich der inhaltlichen Reichweiten der Koordination sind hier drei Varianten denkbar: Die Umsetzung von Option 2 ist einerseits möglich, wenn unter „Laissez Faire“ einer übergeordneten Stelle keine Regeln vorgegeben werden, sondern die Staaten ohne gegenseitige Abstimmung die oben genannten Kapazitätsmechanismen einführen. Eine Einführung wäre genauso in einem „Level Playing Field“ möglich, in dem die EU lediglich einen generellen Rahmen setzt oder sich die Staaten untereinander auf eben diesen verständigen. Darüber hinaus ist auch die Variante „Synchronisation“ denkbar, in der dann durch die EU oder in Abstimmung der Staaten untereinander weitergehende Aspekte der Mechanismen abgestimmt werden, ohne aber deren Designs im Kern zu vereinheitlichen.
- **Politische Pläne der Nachbarn umgesetzt, DE Dezentraler Kapazitätsmechanismus (Option 3):** In dieser Option legen wir die gleichen Annahmen wie in Option 2 zu Grunde, variieren aber die Preiszone Deutschland/Österreich/Luxemburg. Für diese nehmen wir einen dezentralen Kapazitätsmechanismus an. In der Modellierung setzen wir hier sowohl den Fall nationaler Autarkie als auch realer Integration um. Da Option 3 lediglich eine Variation von Option 2 darstellt sind hier im Hinblick auf die inhaltliche Reichweite der Koordination dieselben drei Varianten möglich: „Laissez Faire“, „Level Playing Field“ und „Synchronisation“.
- **Einheitliches Design mit zentraler Koordination (Option 4):** In dieser Option gehen wir davon aus, dass in allen vier Preiszonen derselbe Kapazitätsmechanismus eingeführt wird – entweder ein zentrales oder dezentrales Design. Damit modellieren wir hier einen integrierten Kapazitätsmarkt mit realer Integration. In Bezug auf den Inhalt der Koordination deckt diese Option lediglich eine Reichweite ab: „Vereinheitlichung – ein Mechanismus für alle“. Dies kann praktisch nur erreicht werden, wenn von zentraler Stelle die Einführung eines bestimmten Designs vorgegeben wird oder sich die Staaten untereinander auf die Wahl desselben Kapazitätsmechanismus einigen.
- **Einheitliches Design mit dezentraler Koordination (Option 5):** Diese Option stimmt mit Option 4 überein – mit der Ausnahme, dass anstatt einer zentralen eine dezentrale Koordination des Kapazitätsmarkts angenommen wird.

3.3 Parametrisierung der Ausgestaltungsoptionen und Wirkmechanismen

Die im vorangegangenen Abschnitt ausgewählten Ausgestaltungsoptionen werden nun unter Rückgriff auf die in 2.1. eingeführten grundsätzlichen Unterscheidungen zwischen den Kapazitätsmechanismen für die Verwendung im Modell parametrisiert. Im zweiten Schritt werden Wirkmechanismen des Mo-

⁴⁷ Der französische Mechanismus wird als von zentraler Stelle koordiniert behandelt. Zwar ist im Sprachgebrauch der französischen Diskussion von einem dezentralen Mechanismus die Rede, es handelt es sich allerdings aufgrund der de facto zentralen Koordination des Marktes um ein zentrales Design im Sinne dieser Studie. Dies gilt auch für Option 3.

dells, z.B. die Regeln zu grenzüberschreitenden Geboten, bestimmt, welche später durch die Berechnung von Varianten und Sensitivitäten zur Bewertung von Koordinationsansätzen dienen.

Darstellung der Kapazitätsmechanismen im Modell: Ausgestaltungseffekte

Um die verschiedenen Ausgestaltungsoptionen von Kapazitätsmechanismen je Preiszone zu modellieren, treffen wir Annahmen hinsichtlich der Kapazitätsnachfrage, dem Dargebot flexibler Lasten je Preiszone, sowie den verfügbaren Grenzübergangskapazitäten. Auf Basis dieser Attribute lassen sich die wesentlichen, quantitativ bewertbaren Unterschiede in der Ausgestaltung der verschiedenen Kapazitätsmechanismen ableiten.

- **Kapazitätsbedarf:** Künftig benötigte Kapazität wird im zentralen Design strukturell eher überschätzt, da sich die zentrale Stelle risiko-avers verhält.⁴⁸ Künftig benötigte Kapazität wird im dezentralen Design eher unterschätzt, da Vertriebe potenzielle Kosten vermeiden wollen bzw. auf Portfolioeffekte oder „Notreserven“ vertrauen und deshalb wahrscheinlich nicht 100% ihres erwarteten Bedarfs abdecken werden. Dies wird im Modell als **Kapazitätsnachfrage im Bezug zur jeweils erwarteten maximalen Last** dargestellt. Tabelle 5 führt alle gewählten quantitativen Annahmen für die Volumina auf und begründet deren Herleitung.

Option	Modellierung	DE/AT/ LUX	FR	NL	BE	Herleitung des Volumens der gesicherten Kapazitäten
1 Keine Kapazitätsmechanismen	EoM	0	0	0	0	• Kein Annahmen zu KM Volumen da nur EoM betrachtet
2 Politische Pläne der Nachbarn umgesetzt, DE variabel	D= Str. Reserve	7% Last/ 0/0	Last +5%	0 GW	7% Last	• Strat. Reserve D: 5-10% der Last (Consentec). Hier Annahme ca. 7% • Fr: Überschätzung Bedarf, Annahme um 5% • B: Anwendung 7% auf 14 GW Last • NL: Kein KM da keine Knappheit gesehen wird
	Autarke KM	Annahme: Frankreich mit zentral definierter Nachfrage trotz dezentral organisiertem KM				
3	D =Dezentral	-5% Last/ 0/0	Last +5%	0 GW	7% Last	• Dezentraler Markt D: Unterschätzung Bedarf, Annahme um 5% • Andere Länder unverändert
4 Einheitliches Design	Integrierter KM, zentrale Nachfrage	Last +5%	Last +5%	Last +5%	Last +5%	• Zentraler Markt: Annahme Überschätzung um 5% durch zentralen Nachfrager/Regulator • Dezentraler Markt: Annahme Unterschätzung der Maximallast um 5% durch Vertriebe
	Integrierter KM, dezentrale Nachfrage	Last - 5%	Last - 5%	Last - 5%	Last - 5%	

Tabelle 5: Parametrisierung der Optionen hinsichtlich Kapazitätsnachfrage

- **Nachfrageflexibilisierung:** Flexible Nachfrage wird im zentralen Design vergleichsweise gering angereizt, da hier die Definition von Flexibilitäts-Produkten am Kapazitätsmarkt komplex ist und bei periodisch stattfindenden, zentralen Auktionen nur selten gehandelt werden. Flexible Nachfrage wird im dezentralen Design vergleichsweise stark angereizt, da ein direkter Anreiz für Vertriebe und Kunden besteht, derartige Optionen zu erschließen. Dies wird im Modell über das **Volumen der flexiblen Lasten** dargestellt, die zu einer **Reduktion der Kapazitätsnachfragekurve** um einen bestimmten Leistungswert führt. Die Höhe der zur Verfügung stehenden flexiblen Lasten wird als Anteil am technischen Potenzial⁴⁹ angegeben und variiert je nach

⁴⁸ ENTSO-E empfiehlt als Reserveleistung 5 bis 10% der installierten Leistung. Im zentral organisierten Kapazitätsmechanismus PJM legt der Wert der *installed reserve margin* derzeit bei 16,2% und der Wert des *forecast pool requirement* bei 1,093 und damit 9,3% über der Spitzenlast. Dies zeigt, dass in einer zentralen Organisation der Bedarf benötigter Kapazität eher überschätzt wird.

⁴⁹ Hierbei handelt es sich um Grobschätzungen, welche auf Basis des vom VDE für das Jahr 2010 geschätzten technischen Potenzials für Deutschland von 8,5 GW auf die weiteren Länder grob nach Stromverbrauch skaliert wurden. Siehe VDE (Juni 2012), S. 118. Die Annahme eines konstanten technischen Potenzials wurde aufgrund der hohen Unsicherheit getroffen und erscheint konservativ. Die Annahmen zu den Nutzungsgraden wurde auf Basis von Experteneinschätzungen sowie weiterer Studien, z.B. Fraunhofer & FFE (August 2013), Dena (November 2010) grob plausibilisiert

Land und Kapazitätsmechanismus. Dieser nutzbare Anteil kann als aktivierbares ökonomisches Potenzial aufgefasst werden und beträgt nach unserer Abschätzung von 25% bis bestenfalls 70% des technischen Potenzials von 2010. Tabelle 6 führt alle gewählten quantitativen Annahmen für die Volumina auf und begründet deren Herleitung aus den jeweils je Preiszone angenommenen technischen Potenzialen.

Option	Modellierung	DE/AT/ LUX	FR	NL	BE	Herleitung des Volumen der gesicherten Kapazitäten
		8,5	5,0	1,7	1,3	• Technisches Potenzial
1 Keine Kapazitätsmechanismen	EoM	2,1	1,3	0,4	0,3	• Nutzung 25% des technisches Potentials
2 Politische Pläne der Nachbarn umgesetzt, DE variabel	Str. Reserve	2,1	2,3	0,4	0,3	• Nutzung 35% des technisches Potentials, falls in strategische Reserve integriert
	Autarke KM					
3	Dezentral	6,0	2,3	0,4	0,3	• Nutzung 70% des technisches Potentials durch hohe Anreizwirkung dezentraler Markt
4 Einheitliches Design	Integrierter KM, zentrale Nachfrage	3,8	2,3	0,8	0,6	• Nutzung ca. des 45% technischen Potentials durch gewisse Anreizwirkung
	Integrierter KM, dezentrale Nachfrage	6,0	3,5	1,2	0,9	
5						• Nutzung ca. des 70% technischen Potentials durch hohe Anreizwirkung dezentraler Markt

Annahme: Frankreich mit flexiblen Lasten die zentral definierter Nachfrage entsprechen

Tabelle 6: Parametrisierung der Optionen hinsichtlich Nutzung flexibler Lasten

- **Internationalisierung:** In allen Designs wird bei internationaler Erweiterung der potentielle Kapazitätsimport bzw. -export berücksichtigt; im Autarkiefall nicht. Im Modell wird dieser Parameter anhand der **verfügbaren Grenzübergangskapazitäten** abgebildet. Die Höhe der Im- und Exporte wird bei Integration entsprechend der ENTSO-E Szenarien angenommen; im Autarkiefall ohne Im- und Exporte hat dieser Parameter den Wert 0.

Darstellung der Koordinationsansätze im Modell: Abstimmungseffekte

Zusätzlich zur Parametrisierung der Kapazitätsmechanismen beschreiben wir Mechanismen, auf deren Basis mögliche **Koordinationsansätze** im Modell abgebildet werden können.

- **Abstimmung der Marktregeln für die Teilnahme an Ausschreibungen und Erlösregulierung:** Hier werden einerseits Regeln für die grenzüberschreitende Teilnahme an Gebotsprozessen für den Kapazitätsmarkt definiert. Damit kann Diskriminierungsfreiheit geschaffen und abgebildet werden. Im Modell bilden wir dies als binäre Ausprägung „Teilnahme zulässig“ / „Teilnahme nicht zulässig“ ab. Andererseits wären hier auch Regeln für die Erlösregulierung integrierbar, die der Vermeidung von „windfall profits“ für Kraftwerksbetreiber dienen, bspw. durch einen „Claw-back“ Mechanismus. Diese Variante wurde nicht modelliert. Sie wäre eine mögliche Erweiterung der Analyse.
- **Kapazitätsentwicklung der Grenzkuppelstellen:** Bezüglich des Ausbaus der Grenzkuppelstellen kann eine grenzüberschreitende Koordination z.B. auf die Beschleunigung des Baus von Interkonnektoren hinwirken. Dies würde die volle Nutzung der länderübergreifenden Kostenunterschiede zwischen den Erzeugungskapazitäten im EoM sowie für die Bereitstellung von Kapazitäten auf integrierten Kapazitätsmärkten ermöglichen. Im Modell stellen wir diese Effekte mittels Sensitivitätsannahmen im Vergleich zur Ausbauplanung nach ENTSO-E dar.

3.4 Modellbeschreibung und verwendete Daten

Im Folgenden wird die spezifische Anwendung des Modells beschrieben sowie der Ursprung der verwendeten Daten dargestellt. Um ein besseres Verständnis der ab Kapitel 4 vorgestellten Modellergebnisse zu ermöglichen, werden in Abschnitt 3.5 die den Ergebnissen zugrundeliegenden Wirkmechanismen des Modells beleuchtet. Der Kapazitätsmarkt spielt für diese Studie eine zentrale Rolle; daher wird in Abschnitt 3.6 genauer auf Details seiner Modellierung eingegangen.

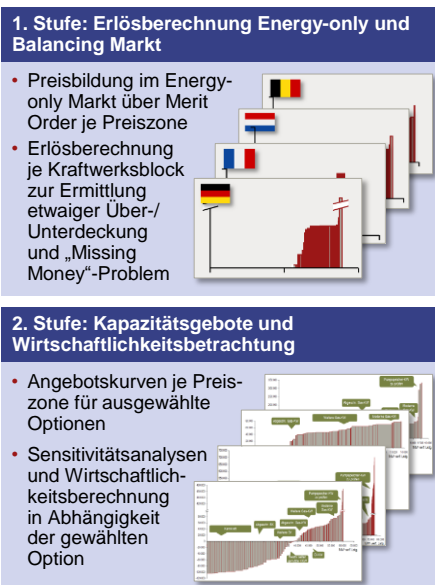
Die Einführung, Ausgestaltung und mögliche Koordination von Kapazitätsmechanismen im europäischen Rahmen hat verschiedene Auswirkungen auf die Kosten der Stromerzeugung. Wir bewerten diese Auswirkungen in zwei Stufen mittels eines **Strommarktmodells** über den Zeitraum von 2013 bis 2030. Dabei greifen wir zur Wahrung der Übersichtlichkeit die Jahre 2018, 2023 und 2028 für die Betrachtung heraus. 2018 und 2023 sind auch im Hinblick auf wichtige energiepolitische Entscheidungen als Meilensteine aufzufassen. So läuft Ende 2017 in Deutschland sowohl die derzeitige Regelung der Reservekraftwerksverordnung als auch die Kernbrennstoffbesteuerung aus. Zudem kann davon ausgegangen werden, dass ein etwaiger Kapazitätsmechanismus, der 2014 oder 2015 ggf. beschlossen wird, dann bis frühestens 2018 umgesetzt werden könnte. Der geplante Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie in Deutschland bis 2022 stellt einen weiteren Meilenstein dar, dessen Auswirkungen durch die Betrachtung des Jahres 2023 erfasst werden. Abbildung 5 stellt die Modellstruktur sowie die wichtigsten Input- und Outputdaten im Überblick dar.

Das Modell umfasst entsprechend der CWE-Marktkopplung die folgenden **vier Preiszonen**: (1) Deutschland/Österreich/Luxemburg, (2) Frankreich, (3) Niederlande und (4) Belgien. Auf diesen vier verbundenen Märkten bildet das Modell nach Maßgabe der heutigen bzw. der für die Zukunft erwarteten Grenzübergangskapazitäten eine iterative Preisfindung ab.

Wichtigste Inputs

- **Kraftwerkspark**
 - Status quo 2013 gemäß PLATTS Datenbank
 - Anpassung und Fortschreibung nach ENTSO-E SO&AF 2013-2013
- **Einspeisung erneuerbarer Energien**
 - Daten der TSOs, ENTSO-E sowie Berechnung auf Basis Einspeiseprofil der Nachbarländer
- **Residuallast**
 - Lastdaten nach ENTSO-E, Fortschreibung durch Parallelverschiebung
 - Abzug der Einspeisung EE
- **Rohstoffe und CO**
 - Preise für Erdöl, Erdgas, Steinkohle, Braunkohle sowie CO₂-Zertifikate nach europäischen Marktdaten
 - CO₂-Emissionsfaktoren nach interner Abschätzung
 - Fortschreibung gemäß 450 ppm Szenario der IEA

Modellstruktur



Wichtigste Outputs

- **Deckungsbeiträge aus Energy-only Markt und Balancing Markt**
 - Deckungsbeitrag je Block als Differenz aus Preis und Grenzkosten
 - Abschätzung der Erlöse aus Balancing Markt nach Erfahrungswerten
- **Erlöse aus Kapazitätsmechanismen**
 - Angebotskurve auf Basis Mindestpreis Bereitstellung unter Berücksichtigung der Grenzkosten
- **Wirtschaftlichkeitsrechnung Kraftwerke**
 - Gewinn oder Verlust pro Block und Jahr aus Summe Deckungsbeitrag und Erlöse aus Energy-only Markt, Balancing Markt Kapazitätsmechanismus abzüglich Fixkosten inkl. Investitionskosten
 - Bewertung der Nachhaltigkeit des Kraftwerksparks

Abbildung 5: Überblick der Modellstruktur mit wichtigsten Input- und Outputdaten

Quellen für in das Modell eingehende Daten

Die Quellen für die in das Modell eingehenden Daten sind Platts und ENTSO-E, sowie Expertenschätzungen der EnBW und A.T. Kearney:

- Zur Bestimmung des im Modell verwendenden **Kraftwerksparks** wurde zur Bestimmung des Ist-Standes von 2013 zunächst auf Daten von Platts⁵⁰ zurückgegriffen, welche durch aktuelle Daten aus nationalen Quellen (z.B. Kraftwerksliste Bundesnetzagentur) sowie Einzelrecherchen hinsichtlich aktueller Kraftwerks-Inbetriebnahmen bzw. Stilllegungen ergänzt wurden. Als Grundlage für die Entwicklung der Erzeugungskapazitäten wurde das Szenario ENTSO-E Vision 3⁵¹ gewählt, welches für alle betrachteten Länder die technologiespezifischen Erzeugungskapazitäten für das Jahr 2030 beschreibt. Diese technologiespezifischen Kapazitäten wurden für die zwischen 2013 und 2030 liegenden Jahre interpoliert, wobei die Betrachtung „blockscharf“ erfolgte, d.h. Erzeugungskapazitäten wurden in Anlehnung an typische Kraftwerksgrößen in realistischen „Leistungspaketen“ zu den preiszonenspezifischen Kraftwerksparks hinzugefügt.
- Das **ENTSO-E Szenario** wurde zugrunde gelegt, da dieses einen für CWE konsistenten Rahmen für die Weiterentwicklung des Kraftwerksparks auf Basis der Planungsgrundlagen der bei ENTSO-E organisierten Übertragungsnetzbetreiber bildet. Wir gehen davon aus, dass somit ein aus technischer Sicht in sich stimmiges Gesamtbild aus Nachfrage und Kapazitätsangebot abgebildet ist. Das „Vision 3“-Szenario wurde gewählt, da es eine Weiterentwicklung des Energiesektors in Richtung Erfüllung von Nachhaltigkeitszielen beschreibt, welche konsistent ist mit den Zielen der deutschen Energiewende.

– in GW installierte Leistung –

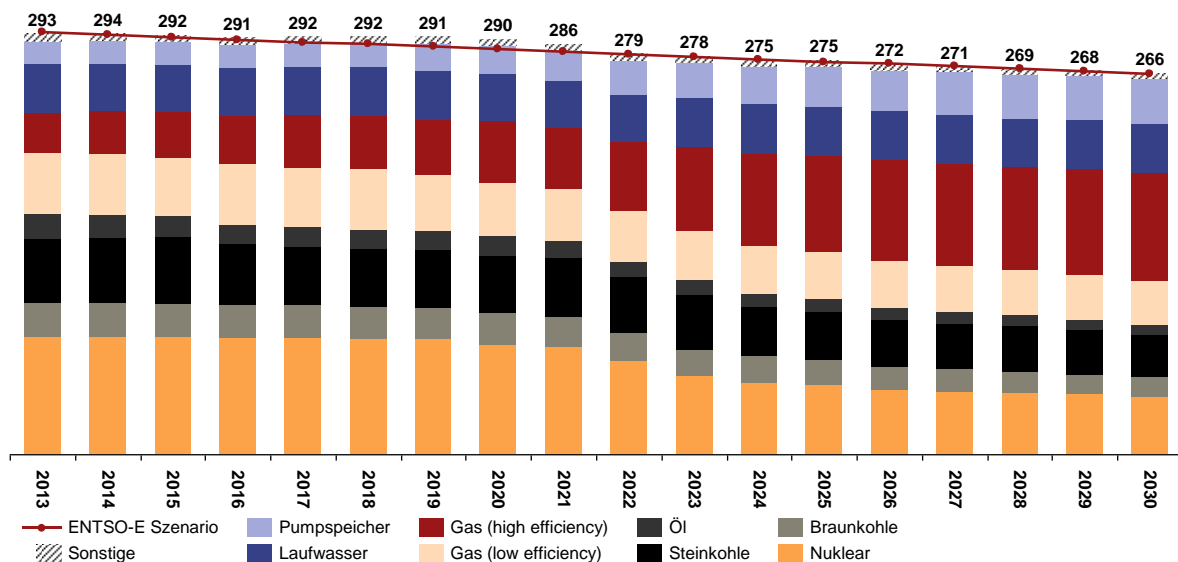


Abbildung 6: Entwicklung der konventionellen Erzeugungskapazitäten in CWE⁵²

- Die **Einspeisung aus Erneuerbaren Energiequellen** in den vier Preiszonen wurde gemäß Angaben von Übertragungsnetzbetreibern sowie basierend auf Daten von Energiebörsen wie der EEX angenommen. Wo keine stündlichen Daten vorhanden waren, wurde die Struktur der Einspeisewerte auf Basis der Werte der Nachbarländer abgeschätzt. Einspeiseprofile für die verschiedenen erneuerbaren Technologien wurden basierend auf den Profilen von 2012 für die betrachteten Jahre hochskaliert. Der technologiespezifische Zubau an Erneuerbaren Energien

⁵⁰ PLATTS (2013)

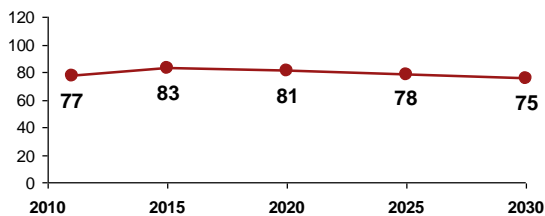
⁵¹ ENTSO-E (2013)

⁵² ENTSO-E (2013)

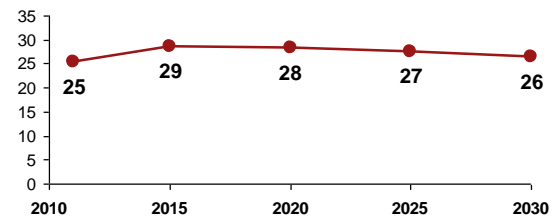
– anhand dessen die Einspeisewerte hochskaliert wurden - wurde ebenfalls gemäß ENTSO_E Vision 3 angenommen.

- Für die zur Berechnung der stündlichen Residuallast notwendigen **Lastgänge für das Jahr 2012** in den sechs betrachteten CWE-Ländern wurde ebenfalls auf ENTSO-E-Daten zurückgegriffen.
- **Technologiespezifische Kraftwerkskosten** sowie diesbezügliche Verfügbarkeitsannahmen wurden auf Basis publizierter Werte und Expertenschätzungen getroffen.⁵³ Die Rohstoffpreisentwicklung wurde gemäß dem 450ppm Szenario des World Energy Outlooks der Internationalen Energie Agentur⁵⁴ angenommen, welche auch der „Vision 3“ von Entso-E zugrunde liegen. In diesem Szenario der IEA werden eine deutliche Erholung der CO₂-Preise, langfristig stagnierende Gaspreise und sinkende Steinkohlepreise prognostiziert. Die in Abbildung 7 dargestellten Angaben sind reale auf 2011 basierende Preise, so wie auch alle weiteren monetären Angaben im Modell.

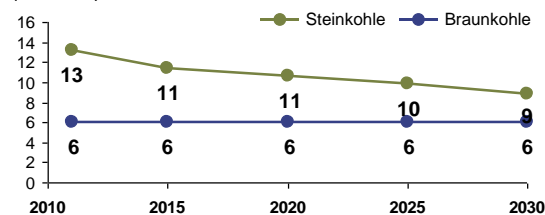
Preis Erdöl 2011-2030
(€/Barrell)



Preis Erdgas 2011-2030
(€/MWh)



Preis Kohle 2011-2030
(€/MWh)



Preis CO₂-Zertifikate 2011-2030
(€/Tonne)

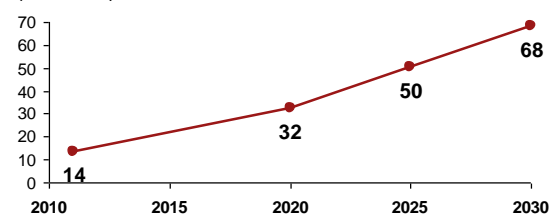


Abbildung 7: Preisentwicklung Rohstoffpreise und CO₂-Zertifikate⁵⁵

- Die aktuellen **Grenzübergangskapazitäten** zwischen den CWE-Preiszonen sowie deren Entwicklung bis 2030 werden gemäß ENTSO-E-Informationen angenommen (siehe auch Tabelle 7 in Kapitel 5). Für die Abschätzung künftiger Lastgang-Strukturen ebenso wie für die Einspeisungsleistung aus Erneuerbaren Energien wurden die stündlichen Werte von 2012 anhand saison- bzw. jahresspezifischer Gesamtvolumina hochskaliert. Bei der Last wurden saisonal differenzierte ENTSO-E-Lastprognosen verwendet, für die Jahresgesamteinspeisungen aus verschiedenen erneuerbaren Energiequellen wurden Daten der diversen Übertragungsnetzbetreiber verwendet⁵⁶. Für den Export-Importsaldo an den jeweiligen CWE Außengrenzen wurden die Ist-Werte des Jahres 2012 auf Basis ENTSO-E unverändert fortgeschrieben.

Modellstruktur

Die grobe Modellstruktur umfasst zwei Stufen, aus welchen die Modellergebnisse resultieren. Genauere Spezifika der Modellwirkweise und vor allem der Kapazitätsmarktausgestaltung sind in den Abschnitten 3.5 und 3.6 beschrieben.

⁵³ Quelle ENTSO-E (2013)

⁵⁴ IEA (2012)

⁵⁵ In realen Preisen (Basis 2011), Rohstoffpreise: Importpreise inkl. Transportkosten, Quelle: IEA (2012)

⁵⁶ Webseiten bzw. Datenlieferungen der nationalen Stromnetzbetreiber in Belgien und den Niederlanden

- In der ersten Stufe der Modellierung wird für jede der vier Preiszonen je eine **Merit Order für den Energy-only-Markt** berechnet. Die Merit-Order-Kurven variieren je nach Grenzkostenniveau für die verschiedenen Kraftwerke und gemäß der saisonalen Verfügbarkeiten der Kraftwerkstechnologien. Stündliche Strompreise werden durch „Schneiden“ der Merit-Order-Kurve mit der gegebenen Residuallast ermittelt, wobei bei sehr geringer oder sehr hoher Auslastung des Kraftwerksparks Extrempreiseffekte hinzukommen.
- Die Preisbildung am Energy-only-Markt erfolgt dann iterativ zwischen den Märkten der vier Preiszonen unter Berücksichtigung der Grenzübergangskapazitäten unter Ermittlung der Übertragungsmengen zwischen den Ländern. Auf dieser Basis bestimmen wir mit den Preisen und Grenzkosten je Stunde sowie den Verfügbarkeiten die **Erlöse je Kraftwerksblock** im Energy-only-Markt. Anschließend berechnen wir den Deckungsbeitrag je Block durch Differenzbildung zwischen Preis und Grenzkosten je Betriebsstunde und addieren eine pauschale Annahme für Erlöse am Markt für Systemdienstleistungen nach Erfahrungswerten. Nach Abzug der Fixkosten (inkl. Investitionskosten und Abschreibungen) erhalten wir dann je Block einen Wert für die – positive oder negative – Vollkostendeckung pro MW im jeweilig betrachteten Jahr auf Basis der Energy-only-Markt-Erlöse. Dieses Vorgehen bei der Erlösberechnung ermöglicht es, für jeden Kraftwerksblock ein eventuell auftretendes „Missing-money“-Problem zu identifizieren.
- In der zweiten Stufe der Modellierung leiten wir aus dieser Erlösberechnung und einer etwaigen Unter- bzw. Überdeckung der Blöcke je Preiszone – bei bereits bestehenden Kraftwerken namentlich aus der sich aus dem Energy-only-Markt ergebenden Betriebskostendeckung – die **Angebotskurven für die Kapazitätsmechanismen** ab. Kraftwerksblöcke, die bereits durch Energy-only-Markt und Markt für Systemdienstleistungen die jeweiligen fixen und variablen Betriebskosten erwirtschaften, bieten dabei zu null Euro an. Für die übrigen Blöcke ergibt sich die Angebotskurve unmittelbar aus den Grenzkosten der Kapazitätsbereitstellung.
- Die **Kapazitätsnachfrage** modellieren wir für die in Kapitel 3.2 getroffene Auswahl von Ausgestaltungsoptionen der Kapazitätsmechanismen und bilden auf Basis der Parametrisierung gemäß Kapitel 3.3 die Preise am Kapazitätsmarkt. Der Mechanismus der Preisbildung am Kapazitätsmarkt ist in Abschnitt 3.5 ausführlich erklärt.
- Zusätzlich führen wir dann **Sensitivitätsanalysen** zur Darstellung und Bewertung von Koordinationseffekten durch. Für Optionen mit Betrachtung realer Integration werden die Gebote der Marktteilnehmer unter Maßgabe der Grenzübergangskapazitäten iteriert. Auf dieser Basis berechnen wir schließlich sowohl die Wirtschaftlichkeit der Kraftwerksblöcke als auch die spezifischen Gesamtkosten der konventionellen Strombereitstellung je nach gewähltem Kapazitätsmechanismus, verschiedenen Möglichkeiten der Koordination und Ausgestaltung des Mechanismus (Autarkie bzw. Integration).

Modellergebnisse

Aus den beiden Modellstufen resultieren verschiedene Ergebnisse: Je Kraftwerksblock leiten wir einen **Deckungsbeitrag aus dem Energy-only-Markt** (inkl. der Erlöse aus dem Markt für Systemdienstleistungen) ab und addieren ggf. **Erlöse aus den verschiedenen Kapazitätsmechanismen**. Aus der Summe dieser Werte abzüglich der Fixkosten (einschl. Investitionskosten und Abschreibungen) ergibt sich für jeden Kraftwerksblock schließlich ein Gewinn oder Verlust pro Jahr. Aus dieser **Gesamtbewertung der Wirtschaftlichkeit** je Technologie, Land und Jahr ziehen wir Rückschlüsse auf die Nachhaltigkeit der Struktur des Kraftwerksparks.

Die Ergebnisse werden dabei als quantitative Größenordnung verstanden, welche unter anderem auf den angenommenen Durchschnittskosten je Technologie und Alter der Kraftwerke beruht. Eine exakte Bezifferung der **monetären Auswirkungen** der verschiedenen Optionen je Block nehmen wir nicht vor. Die Bestimmung der Größenordnung genügt, um die relativen Vor- und Nachteile der verschiedenen Optionen aufzuzeigen und daraus eine Rangfolge und Vorschläge zur Harmonisierung abzuleiten.

Die Einordnung der EoM- und Kapazitätsmarktoptionen wird ab Kapitel 4 entlang zweier quantifizierter Dimensionen vorgenommen:

- Die **durchschnittlichen Kosten der Bereitstellung konventionell erzeugten Stromes** geben eine Indikation für die Belastung der Stromverbraucher durch die jeweilige Option. Hierfür werden die Gesamtkosten aus EoM und Kapazitätsmarkt inkl. der Bereitstellungsprämien für flexible Lasten addiert. Die Kosten des Strombezugs am EoM werden dabei als Summe der mit der jeweiligen Residuallast gewichteten Strompreise je Stunde des dargestellten Jahres berechnet. Die Gesamtkosten werden anschließend durch die gesamte erzeugte Strommenge des Jahres dividiert, um zu den durchschnittlichen spezifischen Kosten zu gelangen.
- Der **Vollkostendeckungsgrad** beschreibt die Konsequenzen des jeweiligen Marktdesigns aus Sicht der Kraftwerksbetreiber. Dieser drückt das Verhältnis von insgesamt durch den jeweiligen Kraftwerkpark verzeichneten Erlösen zu den Vollkosten im jeweiligen Jahr aus. Ein Deckungsgrad unter 100% impliziert, dass die Abschreibungen in den Kraftwerkpark inkl. der Betriebskosten nicht voll eingespielt wurden, bzw. nicht die erwartete Kapitalrendite erwirtschaften. Da es sich um eine Darstellung des Durchschnitts handelt, bedeutet dies allerdings nicht zwangsläufig, dass einzelne Kraftwerke nicht profitabel arbeiten können.

3.5 Erläuterung der Kapazitätsmarktmodellierung

Beim umfassenden Kapazitätsmarkt erhalten alle Kraftwerksbetreiber für die Bereithaltung von Erzeugungskapazitäten eine finanzielle Vergütung. Die **Kapazitätsnachfrage** wird von einer zentralen Stelle festgelegt oder ergibt sich aus der Summe dezentraler Nachfragen der Stromvertriebe. Dabei erfolgt die Bestimmung der Nachfrage anhand der Frage: Wie viel Erzeugungskapazität wird benötigt, um Versorgungssicherheit zu einem hinreichenden Grad zu gewährleisten? Auf der Angebotsseite stehen dieser Nachfrage die Erzeugungskapazitäten der Kraftwerksbetreiber gegenüber.

Es wird angenommen, dass jährlich eine **Auktion** stattfindet, um zu bestimmen, welche Kraftwerke letztendlich am Kapazitätsmarkt für die Bereithaltung vergütet werden. Bei dieser Auktion entscheidet das teuerste Angebot, das gerade noch zur Deckung der Kapazitätsnachfrage benötigt wird, über die Vergütung pro bereit gestellter Leistung für alle anderen Angebote. Das heißt, dass auch Kraftwerke, die sich für eine geringere Vergütung bereithalten würden, dieses höchste noch angenommene Angebot erhalten. Somit berechnen sich die Gesamtkosten des Kapazitätsmarkts – unter Vernachlässigung der Transaktionskosten – als das Produkt aus der nachgefragten Leistung und dem entstandenen Kapazitätspreis.

Die Angebotshöhe für die Kapazitätsbereitstellung ist in Abbildung 8 illustrativ dargestellt und lässt sich für jedes Kraftwerk folgendermaßen ermitteln: Die Betreiber möchten mindestens die fixen Betriebskosten einnehmen, welche anfallen, um das Kraftwerk bereit zu halten. Dies sind die **Grenzkosten der Kapazitätsbereitstellung**. In der Regel erwarten sie über die Kapazitätszahlungen hinaus auch noch Deckungsbeiträge (d.h. Erlöse abzüglich variabler Kosten) aus dem EoM. Diese werden zur Deckung der fixen Betriebskosten eingesetzt, so dass der Betreiber für die Bereithaltung der Kapazität

letztlich die fixen Betriebskosten des Kraftwerks abzüglich der potentiellen EoM-Deckungsbeiträge erwartet. Dieser Betrag ist somit sein Gebot am Kapazitätsmarkt. Wenn die Deckungsbeiträge aus dem EoM so hoch sind, dass sie genau zur Begleichung der fixen Betriebskosten ausreichen, dann wäre sein Gebot am Kapazitätsmarkt genau 0€. Falls die Deckungsbeiträge die fixen Betriebskosten übersteigen, erwirtschaftet der Kraftwerksbetreiber einen operativen Gewinn. Auch in diesem Fall wäre die Gebotshöhe 0€.⁵⁷

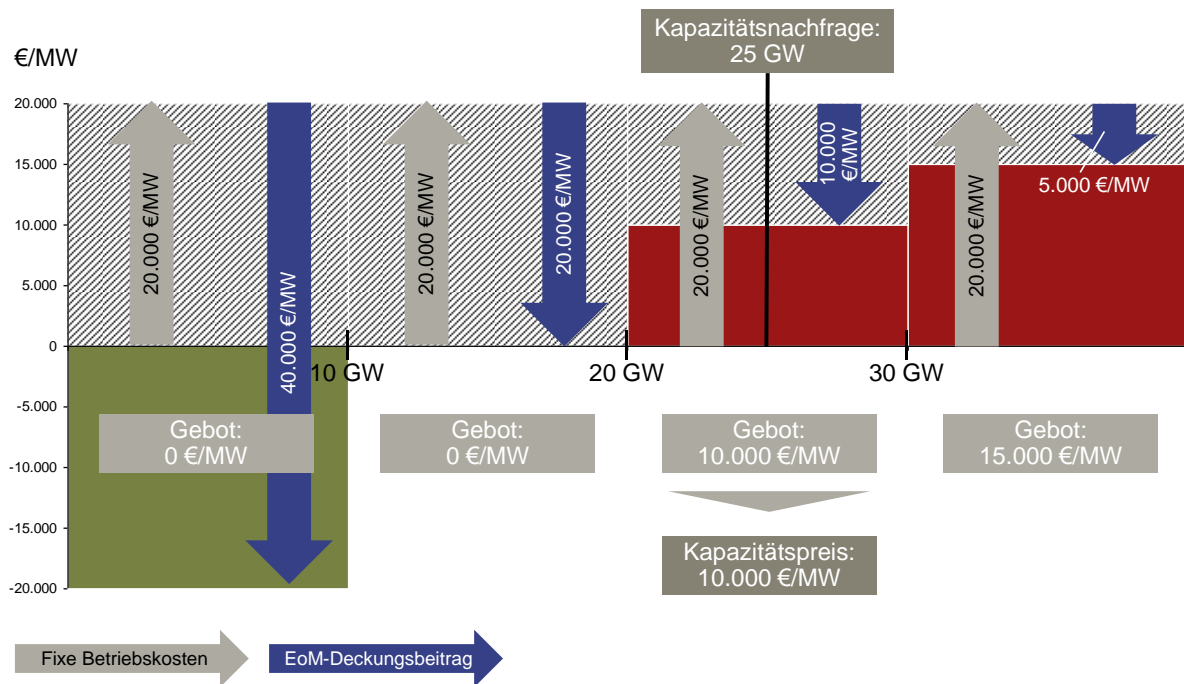


Abbildung 8: Illustration der Funktionsweise der Preisfindung am umfassenden Kapazitätsmarkt.

Am Kapazitätsmarkt können auch **noch nicht gebaute Kraftwerke** mitbieten. Für den Bau und Betrieb von Kraftwerken fallen neben fixen und variablen Betriebskosten auch Investitionskosten an. Diese werden über die Nutzungsdauer des Kraftwerks abgeschrieben. Falls ein Kraftwerk bereits gebaut ist, beeinflusst die Höhe der angefallenen Investition nicht mehr die Entscheidung, ob ein Kraftwerk bereitgehalten wird – es handelt sich um „Sunk Costs“ (zumindest sofern man annimmt, dass das Kraftwerk nicht verkauft werden kann): Selbst wenn der Kraftwerksbetreiber marginal mehr für den Betrieb bzw. das Bereithalten erhält, als er im Falle des Nichtbetriebs erhielte und er so die Vollkosten nicht begleichen kann, würde es sich für ihn lohnen, das Kraftwerk weiter zu betreiben.

Im Falle eines Neubaus hingegen kann sich der Investor auf Basis der erwarteten Kosten und Erlöse für oder gegen den Neubau entscheiden. Daher spielt es eine zentrale Rolle, ob ein Kraftwerk über seine Betriebskosten hinaus über seine Lebensdauer auch die Investitionskosten wieder einspielen kann. Aufgrund von Ungewissheit über die Zukunft wird der Kraftwerksbetreiber auch bei einer längeren Lebensdauer versuchen, möglichst kurzfristig die Investitionskosten zu amortisieren.

Bei der Abbildung von Kraftwerksneubauten haben wir uns in dieser Studie auf hocheffiziente Gaskraftwerke (GuD-Kraftwerke) konzentriert. Für diese wurde auf Grundlage vorheriger EoM-Simulation abgeschätzt, mit welchen Deckungsbeiträgen das Kraftwerk in der Zukunft am EoM rechnen kann, und

⁵⁷ Annahme: Vier verschiedenartige Kraftwerke im Gesamtumfang von je 10 GW Leistung. Bei einer Kapazitätsnachfrage von 25 GW ergibt sich ein Preis von 10.000 €/MW. Die Marktgröße insgesamt beträgt 250 Mio. €. Anmerkung: Hier sind die fixen Betriebskosten für jedes Kraftwerk mit dem gleichen Wert angenommen worden – in Wirklichkeit ist dies i.d.R. nicht so.

diese wurden in abgezinster Form dem Investitionsbetrag gegenüber gestellt. So ergibt sich der Nettobarwert der Kraftwerksinvestition. Es wurde davon ausgegangen, dass Kraftwerksbetreiber diesen Nettobarwert – sofern er negativ ist – innerhalb von zehn Jahren mit Einnahmen aus dem Kapazitätsmarkt begleichen wollen. So ergibt sich die Gebotshöhe für neu hinzuzubauende GuD-Kraftwerke als Summe aus den Grenzkosten der Kapazitätsbereitstellung sowie der anteiligen Investitionskosten (ein „diskontiertes Zehntel“ des Nettobarwerts, falls dieser negativ ist).

3.6 Wirkzusammenhänge am Energy-only- und Kapazitätsmarkt

Die wichtigsten **Wirkzusammenhänge**, aus welchen sich die Ergebnisgrößen Vollkosten- bzw. Betriebskostendeckungsgrad sowie Gesamtkosten der konventionellen Energieerzeugung ergeben, sind in Abbildung 9 dargestellt. Die Ergebnisgrößen sind rot dargestellt, während die im Rahmen der Analyse der verschiedenen Optionen sowie der Sensitivitäten variierten Größen blau dargestellt sind. Zwischenergebnisse sind grün markiert; weitere Eingangsgrößen, die nicht variiert werden, grau. Im Anhang findet sich eine detailliertere Darstellung der Wirkzusammenhänge, auf welcher auch die folgende Beschreibung beruht.

Die in Kapitel 4 dargestellten Ergebnisse sind das Resultat dieser komplexen Wirkzusammenhänge, die im Folgenden zur Einleitung und zum besserem Verständnis skizziert werden. Hierbei wird deutlich, dass es in der Wirkweise der beiden hier betrachteten Märkte⁵⁸ deutliche Parallelen, aber auch Unterschiede gibt.

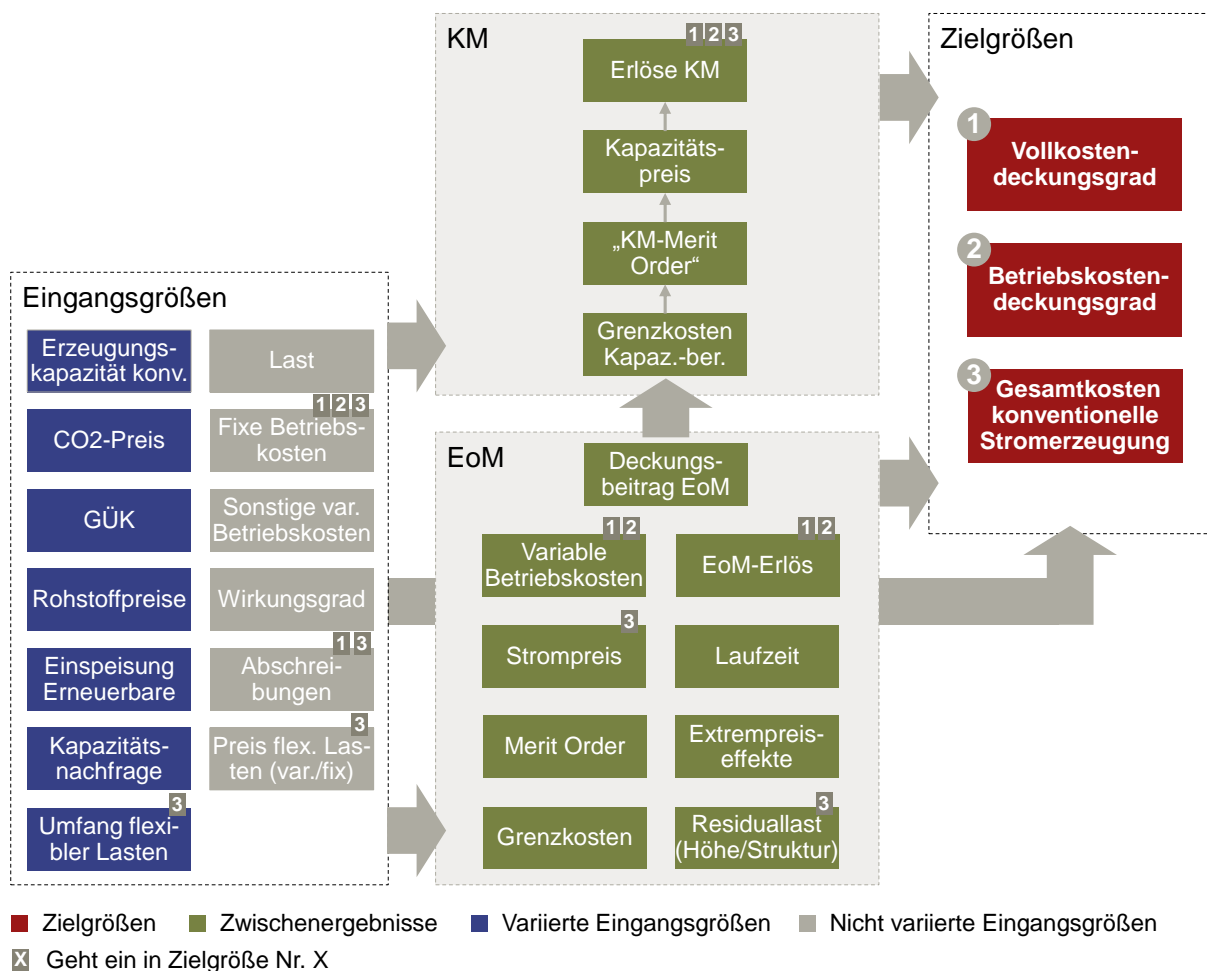


Abbildung 9: Wirkzusammenhänge am Energy-only- und Kapazitätsmarkt

Energy-only-Markt

- Die **Grenzkosten** jedes Kraftwerks werden durch die sonstigen variablen Betriebskosten, den Wirkungsgrad des Kraftwerks, den geltenden CO2-Preis sowie durch den Rohstoffpreis – bzw. die Rohstoffbezugskosten inkl. Transportkosten etc. – erklärt.

⁵⁸ Der Markt für Systemdienstleistungen wird an dieser Stelle aufgrund seiner geringen relativen Bedeutung nicht näher beschrieben

- Die Grenzkosten aller Kraftwerke eines Marktes ergeben gemeinsam mit der Größe der Erzeugungskapazitäten die **Merit Order**. Ergänzen kann man die Merit Order mit den Einsatzkosten sowie dem Umfang der flexiblen Lasten.
- Aus der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien und der Last ergibt sich die **Residuallast**.
- Wenn die Residuallast im Vergleich zu den konventionellen Erzeugungskapazitäten besonders gering oder hoch ausfällt, können sich **Extrempreiseffekte** ergeben. Dies bedeutet, dass sich der Preis nicht mehr lediglich als Schnittpunkt der Merit Order mit einer Nachfragekurve ergibt, sondern durch Knappheit bzw. Überschuss wesentlich geringer oder höher ausfällt. Ersteres ist der Fall, wenn ein Kraftwerksbetreiber antizipiert, dass die Residuallast nur für kurze Zeit so gering ist, dass Strom des Kraftwerks gemäß der Merit-Order-Reihenfolge nicht benötigt wird (oder falls das Kraftwerk kurzfristig nicht abgeschaltet werden kann). In diesem Fall ist er bereit, Strom für eine unter den Grenzkosten liegende Vergütung zu liefern, im Extremfall auch negative Preise in Kauf zu nehmen. Das Zweite ist der Fall, wenn fast alle Erzeugungskapazitäten bereits im Einsatz sind und die Residuallast weiter steigt. In einer solchen Situation können sich Knappheitseffekte einstellen. Die bedeutet, dass ein höherer Preis verlangt wird, als sich eigentlich aus den Grenzkosten des grenzkostenhöchsten, stromliefernden Kraftwerks ergeben würde. Als Grund hierfür werden u.a. „Opportunitäten durch Verlagerung der Nachfrage oder Preisaufschläge“ angeführt.⁵⁹
- Über den Betrachtungszeitraum hinweg ergibt sich aus (zeitlich variierender) Merit Order und Residuallast die **Laufzeit** des Kraftwerks, d.h. die Einsatzstunden.
- Der **Strompreis** lässt sich durch die Merit Order, die Residuallast und mögliche Extrempreiseffekte erklären.
- Die Höhe des in einer Stunde verzeichneten **Deckungsbeitrags eines Kraftwerks**, wird – falls das Kraftwerk Strom liefert – durch die Differenz von Strompreis und Grenzkosten des Kraftwerks bestimmt. I.d.R. sind die Grenzkosten gleich wie oder geringer als der Strompreis, eine Ausnahme besteht im Falle von Extrempreisen.
- Als Produkt der Laufzeit und der durchschnittlichen EoM-Marge ergibt sich schließlich der **Deckungsbeitrag**, den ein Kraftwerk aus dem Energy-only-Markt im Betrachtungszeitraum erzielt. Dieser ist gleichzeitig auch eine Eingangsgröße für den umfassenden Kapazitätsmarkt.
- Die **variablen Betriebskosten** sind das Produkt der durchschnittlichen Grenzkosten und der Laufzeit.
- Der **EoM-Erlös** ist das Produkt aus durchschnittlichem Strompreis und der Laufzeit.

Kapazitätsmarkt

- Die fixen Betriebskosten ergeben gemindert durch den EoM-Deckungsbeitrag⁶⁰ die **Grenzkosten der Kapazitätsbereitstellung** (siehe hierzu auch Kapitel 3.6).
- Aus diesen Grenzkosten sowie der Höhe der konventionellen Erzeugungskapazitäten kann die „**Merit Order des Kapazitätsmarktes**“ gebildet werden.
- Aus dieser die Angebotsseite repräsentierenden Merit Order ergibt sich unter Hinzunahme der Kapazitätsnachfrage der **Kapazitätspreis**.
- Das Produkt aus Kapazitätspreis sowie aus der entsprechenden Nachfrage im Betrachtungszeitraum ergibt den **Erlös aus dem Kapazitätsmarkt**, den ein Kraftwerk verzeichnen kann.

Relevante Ergebnisgrößen

- Der **Vollkostendeckungsgrad** eines Kraftwerks ergibt sich aus dem Verhältnis der Summe aus EoM-Erlös und Kapazitätsmarkt-Erlös sowie der Summe aus Abschreibungen, Betriebskosten

⁵⁹ ZSW (2013), S.9

⁶⁰ Da die Kapazitätsauktion stattfindet, bevor tatsächlich die Strompreise am EoM entstehen, gehen in Wahrheit nicht die tatsächlichen EoM-Deckungsbeiträge in die Rechnung ein, sondern die antizipierten. Es wird aber davon ausgegangen, dass im Durchschnitt diese Deckungsbeiträge korrekt antizipiert werden.

und fixen Betriebskosten. Er kann spezifisch für ein Kraftwerk oder aber für mehrere Kraftwerke bis hin zu einem ganzen Kraftwerkpark betrachtet werden.

- Die **Gesamtkosten der konventionellen Stromerzeugung** werden sinnvollerweise nur für einen gesamten Kraftwerkpark betrachtet. Sie ergeben sich aus dem Produkt aus durchschnittlichem Strompreis und Residuallast, den für flexible Lasten anfallenden fixen und variablen Kosten sowie dem Produkt aus Kapazitätsmarkterlösen und -nachfrage.

Wirkweisen von Parameteränderungen

- **CO₂-Preis** und **Rohstoffpreise** als Faktorkosten wirken sich unmittelbar auf die Grenzkosten aus. Die Grenzkosten der verschiedenen Kraftwerke verändern sich in Abhängigkeit von CO₂-Faktor und Wirkungsgrad unterschiedlich stark. Dies wirkt sich auf die Merit Order aus, wodurch andere Strompreise und jährliche Volllaststunden der Kraftwerke entstehen. Gemeinsam mit den ebenfalls beeinflussten Grenzkosten ergeben sich so für die Kraftwerke veränderte EoM-Margen. Dies sowie die veränderte Anzahl der Volllaststunden bewirkt einen anderen Deckungsbeitrag, wodurch die Grenzkosten der Kapazitätsbereitstellung und somit auch die entstehende Kapazitätsmarkt-Merit-Order variieren. Dieser Wirkungszusammenhang wiederum spiegelt sich in den sich ergebenden Kapazitätspreisen wider. Dadurch variieren die Kapazitätsmarkterlöse, wobei sich auch eine Überkompensation der Vollkostendeckung ergeben kann.

Beispiel: Auswirkung des CO₂-Preis-Anstiegs auf ein Braunkohlekraftwerk

Die Grenzkosten des Braunkohlekraftwerks steigen, die Grenzkosten von Gas- und Steinkohlekraftwerken steigen ebenfalls, doch aufgrund von geringerem CO₂-Faktor und höherem Wirkungsgrad weniger stark als die Grenzkosten des Braunkohlekraftwerks. Somit wird die Merit Order flacher, und das Verhältnis der sich ergebenden Strompreise zu den Grenzkosten des Braunkohlekraftwerks wird geringer – die EoM-Marge sinkt. Wenn der CO₂-Preis so stark ansteigt, dass die Reihenfolge der Technologien in der Merit Order sich verändert, so sinkt außerdem die jährliche Laufzeit des Braunkohlekraftwerks. So kommt es zu geringeren EoM-Deckungsbeiträgen für das betrachtete Kraftwerk. Die Grenzkosten der Kapazitätsbereitstellung sind nun höher. Geht man davon aus, dass z.B. Gaskraftwerke, die zuvor hohe Grenzkosten der Kapazitätsbereitstellung haben, nun aufgrund höherer jährlicher Laufzeiten geringere Grenzkosten aufweisen, so ist es denkbar, dass der Kapazitätspreis nicht steigt, sondern sinkt. In diesem Fall käme es zu keiner Kompensation des geringer ausfallenden EoM-Deckungsbeitrags bei Braunkohlekraftwerken, da auch die Kapazitätsmarkterlöse sinken würden. Damit wäre der Vollkostendeckungsgrad des Braunkohlekraftwerks geringer als zuvor, da die variablen Betriebskosten gestiegen die Kapazitätsmarkterlöse niedriger ausfielen, was nicht durch den sich ergebenden höheren EoM-Preis kompensiert würde. Abschreibung und fixe Betriebskosten blieben unverändert.

- Eine Veränderung des **Umfangs der flexiblen Lasten** hat vier Effekte – hier dargestellt am Beispiel einer Erhöhung dieses Umfangs:
 - Die Merit Order wird am rechten Rand flacher
 - Durch die zusätzliche „Erzeugungskapazität“ (als welche man die flexiblen Lasten im übertragenen Sinne betrachten kann) treten Knappheitspreise seltener und weniger stark auf

- Die fixen Beträge, mit denen das Bereithalten flexibler Lasten in Abhängigkeit vom Umfang der Bereithaltung vergütet wird, erhöhen sich; dies hat unmittelbar einen erhöhenden Effekt auf die Gesamtkosten der konventionellen Stromerzeugung
- Die Kapazitätsnachfrage wird geringer, da bei ihrer Festlegung der Umfang bereitstehender flexibler Lasten berücksichtigt werden kann

Die ersten beiden Effekte bewirken eine Verringerung des Preisniveaus und somit eine Verringerung der EoM-Marge und der EoM-Erlöse (eine Verringerung der Laufzeit konventioneller Kapazitäten ergäbe sich nur dann, wenn die Grenzkosten dieser Erzeugungskapazitäten über jenen der flexiblen Lasten läge, was eher selten vorkommt). Daher verringert sich der EoM-Deckungsbeitrag, was in höheren Grenzkosten der Kapazitätsbereitstellung resultiert. Da sich die Kapazitätsnachfrage (Effekt 4) verringert – was ceteris paribus zu einer tendenziellen Verringerung des Kapazitätspreis führen würde – ist nicht klar, ob der Kapazitätspreis am Ende höher oder geringer sein wird als zuvor. Somit ist auch nicht klar, ob sich der Vollkostendeckungsgrad erhöht oder verringert, gleiches gilt für die Gesamtkosten der konventionellen Stromerzeugung, wobei hier auch noch Effekt 3 hinzukommt.

Es zeigt sich also, dass Veränderung von Eingangsparametern häufig keine eindeutige Wirkrichtung aufweisen.

- Eine Erhöhung der **Einspeisung aus erneuerbaren Energien** bewirkt eine Verringerung der Residuallast-Niveaus sowie i.d.R. eine Veränderung ihres Verlaufs. Der Strompreis sinkt tendenziell, da die Merit Order „weniger weit rechts geschnitten wird“. Eine Erhöhung der aus erneuerbaren Quellen erzeugten Energie bewirkt außerdem, dass es tendenziell mehr Extrempreiseffekte auf der linken Seite der Merit Order gibt – negative Preise treten tendenziell häufiger auf. Die jährliche Laufzeit der konventionellen Kraftwerke verringert sich tendenziell. Durch diese genannten Effekte – der Verringerung des Preisniveaus und der Laufzeit – verringern sich EoM-Erlös, durchschnittliche EoM-Marge und der EoM-Deckungsbeitrag. Dies wiederum bewirkt tendenziell einen höheren Kapazitätspreis, was bei gleich bleibender Kapazitätsnachfrage zu erhöhten Erlösen aus dem Kapazitätsmarkt führt. Die Gesamtkosten der Stromerzeugung könnten nun steigen oder sinken – je nachdem, ob der Effekt höherer Kapazitätsmarkterlöse oder eines verringerten Produkts aus Strompreis und Residuallast überwiegt. Auch die Richtung der Entwicklung des Vollkostendeckungsgrads ist nicht eindeutig – zwar ergeben sich höhere Kapazitätsmarkterlöse, allerdings ist der EoM-Erlös geringer.
- Die **Grenzübergangskapazitäten** wirken sich durch ausgleichende Effekte zwischen den Preiszonen direkt auf die Preisbildung am Energy-only-Markt sowie am Kapazitätsmarkt aus. Je nachdem, ob bei den jeweiligen Märkten im CWE-Vergleich relativ gesehen hohe oder niedrige Preise bestehen, sind bei einer Erhöhung, die erfolgt, wenn die Preise noch nicht vollständig ausgeglichen sind, entsprechende Effekte zu erwarten: Ist das Preisniveau der Preiszone auf dem betrachteten Markt relativ hoch, so ergibt sich eine Verringerung des Preises und vice versa.

4 Bewertung relevanter Handlungsoptionen für die Ausgestaltung und Koordination von Kapazitätsmechanismen in CWE

Die im Folgenden dargestellten Ergebnisse der quantitativen Modellierung bauen aufeinander auf. Zunächst werden in Kapitel 4.1 die Ergebnisse der statischen Modellierung im Rahmen des ENTSO-E-Kraftwerksparks vorgestellt. Dabei wird von Option 1, d.h. dem Energy-only-Markt, ausgegangen. Diese Option stellt den „**Basisfall**“ einer zukünftigen Energiemarktentwicklung ohne Kapazitätsmarkt und bei Annahme der Fortschreibung des Kraftwerksparks nach ENTSO-E Vision 3 dar. Vor diesem Hintergrund werden dann die **Kapazitätsmarktoptionen 2 bis 5 vergleichend dargestellt**.

Diverse, in Kapitel 4.2 dargestellte **Sensitivitäten** erlauben eine Einschätzung der Robustheit der Modellierung. Hier wird neben einer Variation wichtiger Inputparameter auch getestet, inwiefern die Ergebnisse der statischen Analyse auf Basis ENTSO-E-Vision stabil bleiben, wenn eine teilweise Dynamisierung des Kraftwerkszubaues auf Basis der Modellergebnisse vorgenommen wird.

Variationen der Ausgestaltung der Kapazitätsmärkte durch verschiedene **Koordinationsmechanismen** werden in Kapitel 4.3 vergleichend herausgearbeitet. Diese Diskussion greift teilweise auf die in 4.1 dargestellten Ergebnisse zurück und ergänzt sie um weitere Analysen.

In Kapitel 4.4 werden die **Kernaussagen der quantitativen Analyse zusammengefasst**, die nachfolgend als Begründung für die in Kapitel 5 und 6 dargestellten Schlussfolgerungen dienen.

4.1 Energy-only-Markt

Wichtigste Ergebnisse im Überblick:

- Unter den getroffenen Annahmen ist mittel- und langfristig mit einer deutlichen Erholung der Preise am EoM zu rechnen. So erreichen die realen Base-Preise ein Niveau von 46-51€/MWh bis 2018, mittelfristig ein Niveau von real 62-63 €/MWh in 2023. Auch langfristig ist das Niveau deutlich über dem heutigen, wobei die Preisentwicklung in den Preiszonen unterschiedlich ist.
- Trotz dieser Preisentwicklung wird mit den erzielbaren Deckungsbeiträgen am EoM 2018 bzw. 2023 nur ein Vollkostendeckungsgrad von ca. 75% in Deutschland/Österreich/Luxemburg erreicht. Im Jahr 2028 liegt dieser Wert bei ca. 90%. In den Niederlanden ist die Situation ähnlich. Die Kraftwerksbetreiber spielen also nur einen Teil Ihrer Investitionen wieder ein.
- Deutlich anders sieht die Situation in Frankreich aus, wo der hohe Anteil an Kernkraftwerken insgesamt zu einem für die Betreiber auskömmlichen Vollkostendeckungsgrad führt. Auch der belgische Kraftwerkpark erreicht im betrachteten Zeitraum annähernd Vollkostendeckung.
- Zwischen den Erzeugungstechnologien bestehen gravierende Unterschiede, was den Kapitalrückfluss angeht. Insbesondere neue Gaskraftwerke sind bei einer ausschließlich am EoM vergüteten Investition in allen betrachteten Preiszonen kurz- und mittelfristig nicht lohnend.
- Mit neuen Investitionen in Kraftwerke ist hier also nicht zu rechnen. Somit stellt sich das stark auf den Zubau von Gaskraftwerken und Pumpspeichern ausgerichtete ENTSO-E-Kapazitätsszenario für Vision 3 nach unserer Modellierung nicht durch rational orientierte Kraftwerksinvestitionen ein. Zusätzliche Mechanismen oder eine noch stärker ausfallende reale Preiserhöhung am EoM wären notwendig, um das ENTSO-E-Vision-3-Szenario als Resultat marktorientierter Investitionen bauen zu können.

Bei Eintritt der von ENTSO-E angenommenen Kraftwerksausbau- sowie Rohstoff- und CO₂-Preisszenarien ist mittel- und langfristig mit einer **deutlichen Erholung der Preise am EoM** zu rechnen. So erreichen die realen Base-Preise, wie in Abbildung 10 dargestellt, ein Niveau von 46-51 €/MWh bis 2018, mittelfristig ein Niveau von real 62-63 €/MWh 2023. Die Gründe für diesen Anstieg liegen im angenommenen Zuwachs der CO₂-Preise, auch eine angenommene moderate Zunahme des Energiebedarfs in den Preiszonen wirkt sich entsprechend aus. Diese sind nach Sommer- und Wintermonaten differenziert und betragen bis 2030 in DE/AT/LU 24% (Winter) und 31% (Winter), in FR 3% und 6 %, in NL 33% und 40% sowie in BE 16% und 16%. Dies sowie ein Rückgang der installierten konventionellen Erzeugungskapazitäten führt zu allgemein höheren Preisen und trägt insbesondere in Stunden geringer Einspeisung aus Erneuerbaren Energien und hoher Last zunehmend zur Entstehung von Preisspitzen bei, welche das Preisniveau zusätzlich im Schnitt anheben. Auch langfristig wird das Niveau deutlich über dem heutigen liegen, selbst wenn die Preisentwicklung in den verschiedenen Preiszonen unterschiedlich ist.

Die Grenzübergangskapazitäten bilden weiterhin Engpässe zwischen den betrachteten Preiszonen und **ermöglichen keine volle Konvergenz der Preise im CWE-Raum**. Die Übertragungskapazität steigt zwar insgesamt an, jedoch wirkt sich die wachsende Bedeutung der kaum steuerbaren, regional unterschiedlichen Einspeisung aus Erneuerbaren Energien divergierend aus. Außerdem sind gemäß ENTSO-E teils keine bzw. nur geringe Übertragungskapazitätzubauten angenommen; so beträgt der Zubau für die Verbindungen zwischen Deutschland und Frankreich bis 2030 47 Prozent des Wertes von 2013 sowie zwischen Deutschland und den Niederlanden 22 Prozent. Für die weiteren Verbindungen sind keine Zubauten angenommen. Der Schwerpunkt des von ENTSO-E angenommenen deutlichen GÜK-Zubaus in Europa liegt an den Außengrenzen der betrachteten CWE-Region, und wurde hier als konstant angenommen. Somit ist bei Betrachtung der Entwicklung bestehender Unterschiede der Preise die fokussierte Betrachtung von CWE zu beachten.

– in €/MWh –

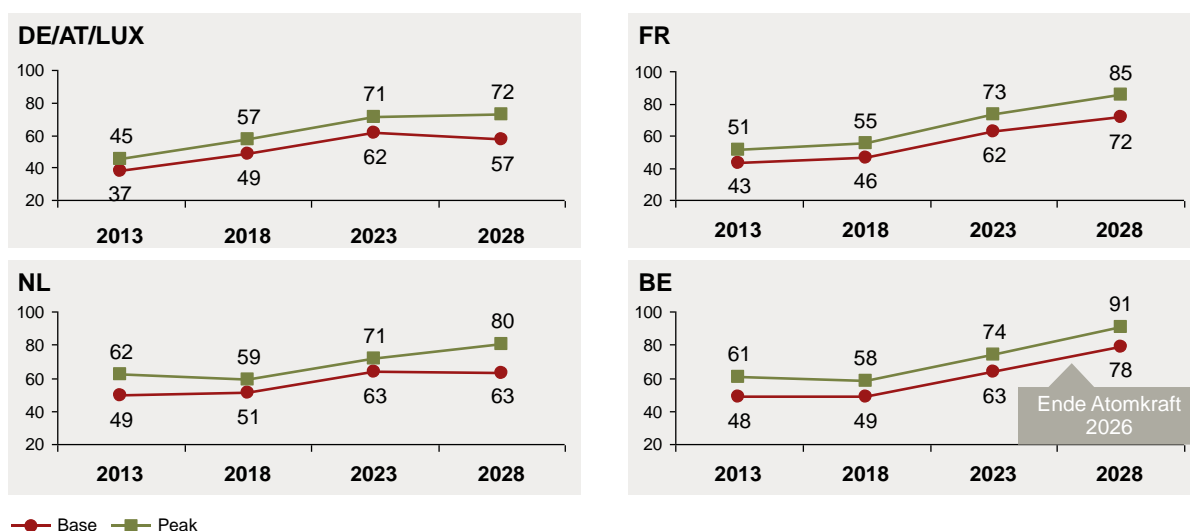


Abbildung 10: Base – und Peakpreise des Energy-only-Marktes (Option 1)

Der **Base-Peak-Spread** bleibt im Durchschnitt, wie in Abbildung 10 dargestellt, vergleichsweise stabil, auch wenn sich die Struktur der Preise im Tagesablauf signifikant verändert. Abbildung 11 illustriert anhand des Verhältnisses von Peak- zu Base-Preisen, dass der 2007 und 2009 noch deutlich feststellbare Mittagspeak inzwischen nicht mehr auftritt. Gleichzeitig steigt der Spread jedoch an den „Schul-

tern“ der täglichen Last-Kurve am Morgen und insbesondere am frühen Abend stark an. Im Gesamteffekt bleibt das Verhältnis so in Summe relativ stabil bzw. erhöht sich langfristig wieder leicht.

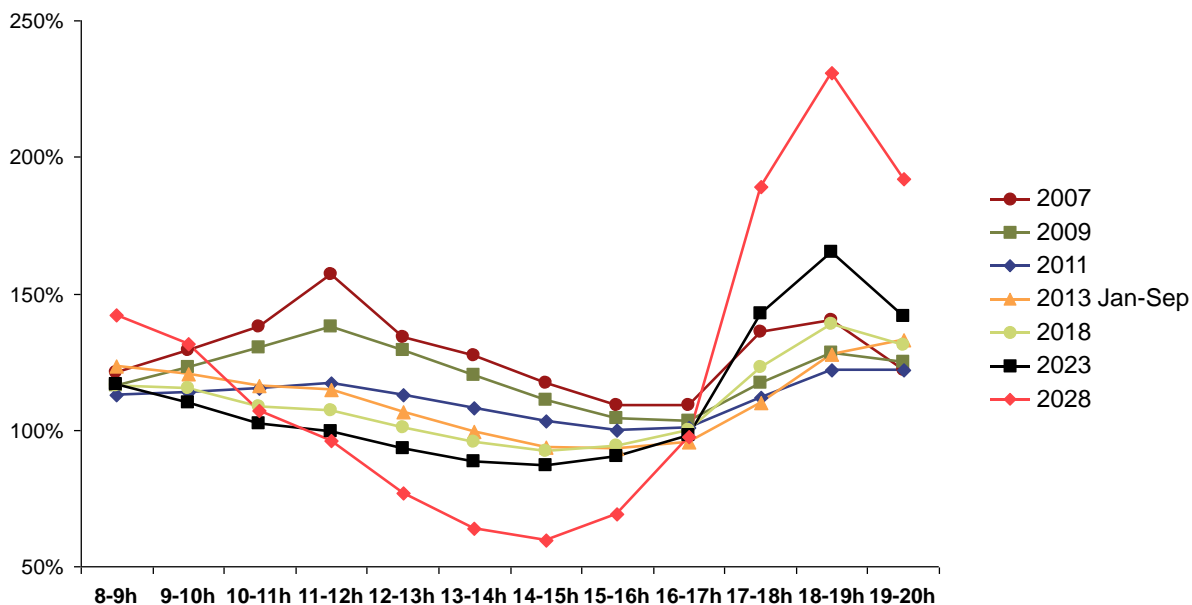


Abbildung 11: Verhältnis der Peak-Preise zum Jahresdurchschnitt (Base)⁶¹

Mit den in Abbildung 12 dargestellten erzielbaren **Deckungsbeiträgen am EoM** werden um 2018 bzw. 2023 Vollkostendeckungsgrade von jeweils ca. 75% in DE/AT/LU erreicht. Im Jahr 2028 erreicht der Wert ca. 90%. Es bleibt somit also insgesamt bei einer Unterdeckung. Damit ist indiziert, dass das ENT-SO-E-Kapazitäts-Szenario nicht durch rational orientierte Kraftwerksinvestitionen am EoM nachhaltig erreichbar ist.

– in % der Vollkosten, fossile & nukleare Erzeugung inkl. Pumpspeicher –

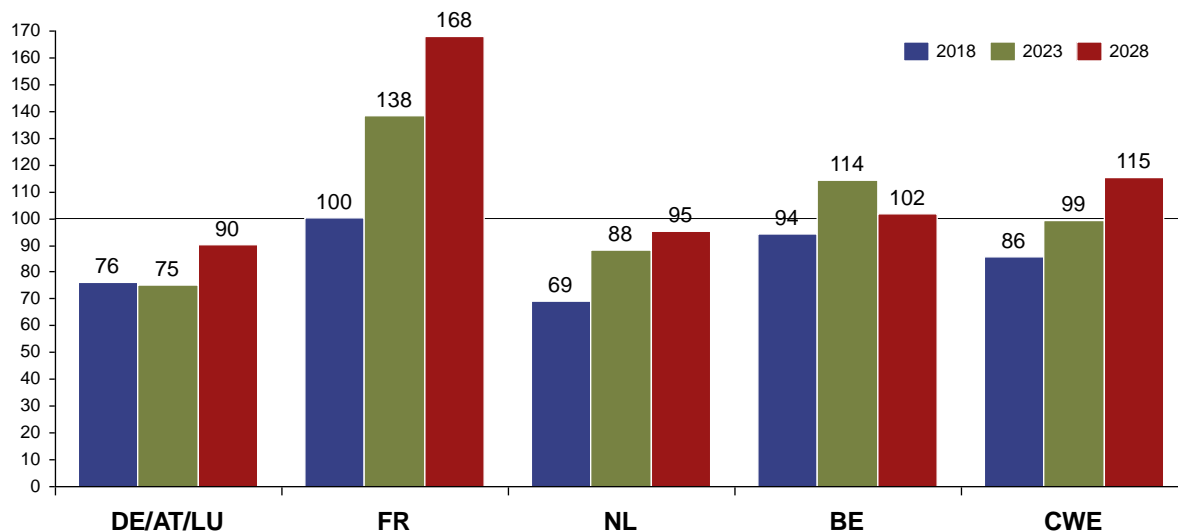


Abbildung 12: Vollkostendeckungsgrad der konventionellen Kraftwerke

Der **Vollkostendeckungsgrad** erlaubt zum einen eine Aussage darüber, inwieweit der Zubau neuer Kraftwerkskapazitäten angereizt wird, zum anderen lässt sich aus ihm ableiten, wie es um die finanzielle Lage der Kraftwerksbetreiber bestellt sein könnte. Der **Betriebskostendeckungsgrad** lässt wieder-

⁶¹ Quelle: IZES Kurzstudie. Kurzfristige Effekte der PV-Einspeisung auf den Großhandelsstrompreis, Januar 2012; EEX

rum ein Urteil darüber zu, ob vorhandene Kapazitäten im Markt bleiben oder ob ein Anreiz besteht, sie vom Netz zu nehmen. Abbildung 12 zeigt den Betriebskostendeckungsgrad bei alleinigem Vorliegen des EoM. Es zeigt sich, dass dieser erwartungsgemäß deutlich höher liegt als der Vollkostendeckungsgrad und im Schnitt stets einen höheren Wert erreicht als 100%.

– in % der Betriebskosten, fossile & nukleare Erzeugung inkl. Pumpspeicher –

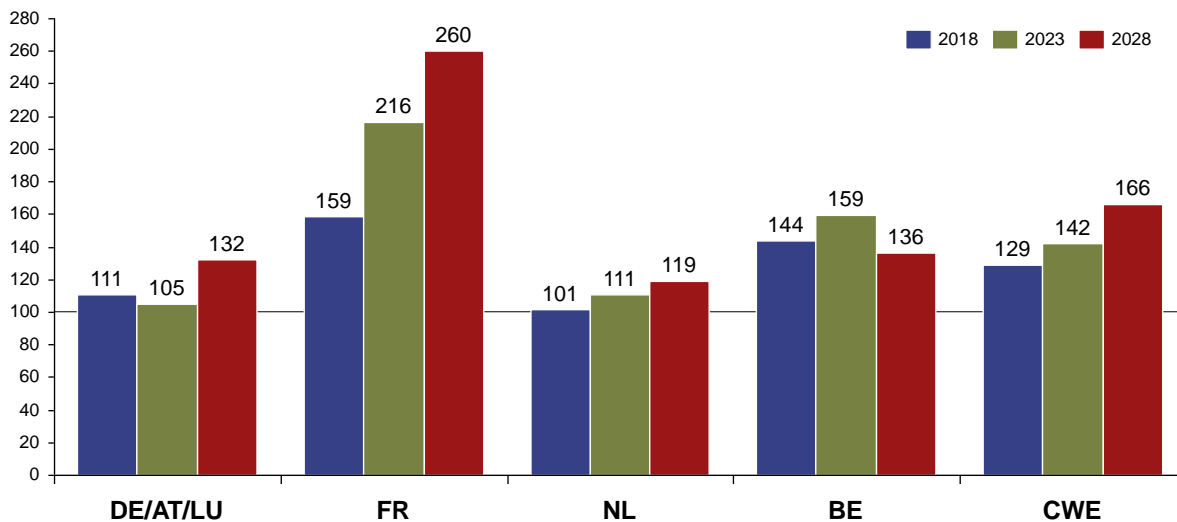


Abbildung 13: Betriebskostendeckungsgrad der konventionellen Kraftwerke

Diese Aussage gilt jedoch nicht für alle **Preiszon**en bzw. Kraftwerkstypen gleichermaßen: Nach den Modellergebnissen reicht der EoM aus, um Vollkostendeckung für das ENTSO-E-Szenario in Frankreich zu erreichen. Belgien erreicht ebenfalls mittelfristig ausreichend hohe Werte, während in den Niederlanden ähnlich wie in DE/AT/LU langfristig mit einer Unterdeckung zu rechnen ist. Wichtigster Grund für dieses Resultat sind die vergleichsweise hohen Marktanteile der Kernkraftwerke in Frankreich und Belgien, welche stark von den Preiserhöhungen am EoM profitieren und somit den Gesamtdurchschnitt der Vollkostendeckung des Kraftwerksparks positiv beeinflussen. Die unterschiedliche Ausgangslage und Betroffenheit der nationalen Kraftwerksparks enthält folglich erheblichen politischen Sprengstoff. Während Kraftwerke in Deutschland von Schließung bedroht sein werden, können die Kollegen in Frankreich im Durchschnitt nach wie vor profitabel arbeiten.

Die einzelnen **Kraftwerkstypen** verzeichnen jedoch sehr unterschiedliche durchschnittliche Vollkostendeckungsgrade. Abbildung 13 illustriert, wie Kernkraftwerke durch zeitlich relativ stabile Betriebskosten von steigenden EoM-Preisen profitieren, während hocheffiziente Gaskraftwerke (im Wesentlichen GuD-Kraftwerke) sich zwar im Zeitablauf deutlich verbessern, aber in allen Preiszon

en erst langfristig Vollkostendeckung erzielen. Kurzfristig steigen mit den CO₂-Preisen auch die Grenzkosten der Gaskraftwerke, welche im Falle ihres Einsatzes meist auch preissetzend sind, weshalb kaum mehr als zuvor die Erlöse zur Deckung der Abschreibungen eingesetzt werden können, welche gerade für neue Kraftwerke anfallen und für diese höher sind als für ältere. Des Weiteren führt der EE-Ausbau zu geringeren Betriebszeiten. Langfristig verbessert sich die Vollkostendeckung deutlich: Bei dann erheblich höheren CO₂-Preisen sind die Grenzkosten von Kohlekraftwerken teils höher als die von Gaskraftwerken. Dies wird noch verstärkt durch leicht verringerte Gasbezugskosten. Die Gaskraftwerke werden somit im Jahr 2028 zum Teil als Grundlastkraftwerke eingesetzt, erreichen mehr Betriebsstunden und verzeichnen im Falle ihres Betriebs oft deutlich über die Betriebskosten hinausgehende Erlöse (da die Betriebskosten inkl. CO₂-Steuer geringer ist als der Strompreis) – auch und insbesondere da häufiger Preisspitzen (d.h. positive Extrempreiseffekte) auftreten.

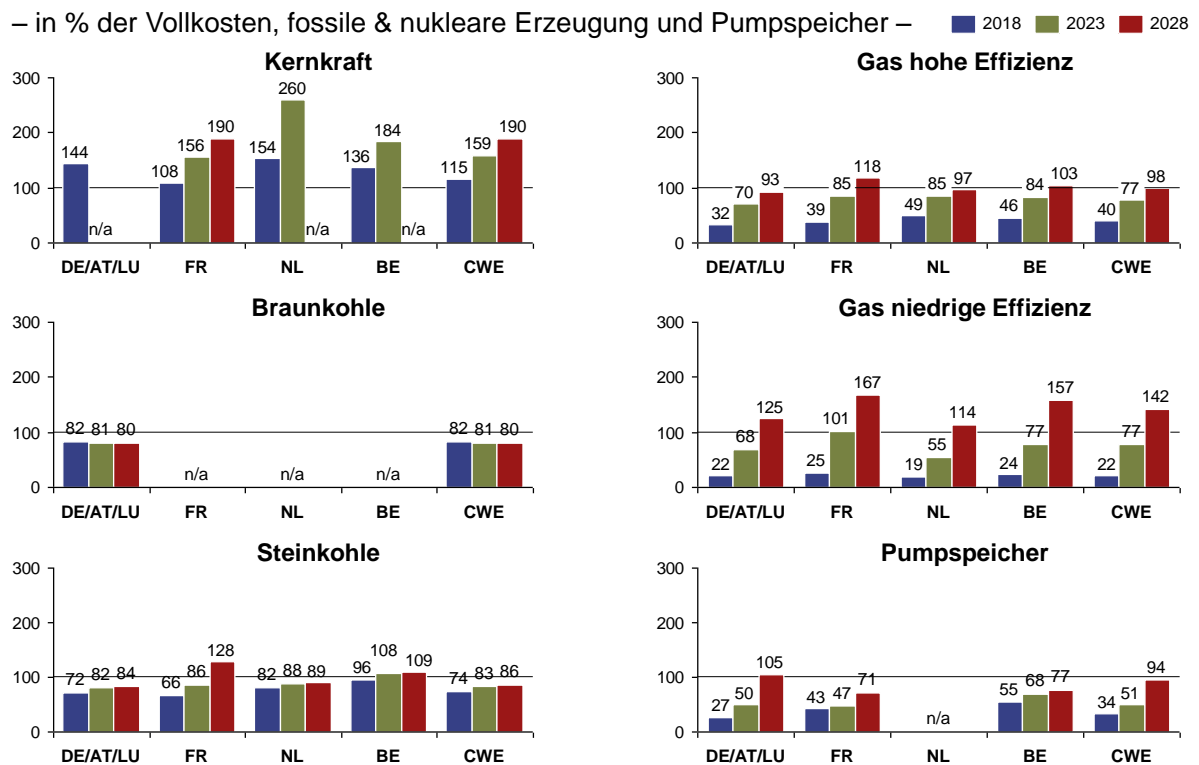


Abbildung 14: Durchschnittliche Vollkostendeckungsgrade nach Technologie

Ergänzt man die in Abbildung 14 dargestellte Durchschnittsbetrachtung über alle Altersklassen um eine **Betrachtung neuer Kraftwerke** (s. Abbildung 15), so zeigt sich, dass deren Einnahmen mittelfristig auch bei ausschließlicher Betrachtung des EoM (Option 1) die Betriebskosten übersteigen. Dass sie jedoch im Abschreibungszeitraum auch die Vollkosten inkl. Kapitalrendite einspielen, erscheint erst langfristig möglich. Die Betrachtung in Jahresscheiben ist hier wie folgt zu interpretieren: Erreicht ein Kraftwerk in einem betrachteten Stichjahr seine Vollkosten nicht, heißt dies nicht unbedingt, dass die Investition in dieses Kraftwerk nie amortisiert werden kann. Es bedeutet lediglich, dass im betrachteten Jahr die (linearen) Abschreibungen nicht kompensiert werden. Dies kann durch sehr gute Erträge zu späterem oder früherem Zeitpunkt ggf. wieder ausgeglichen werden.

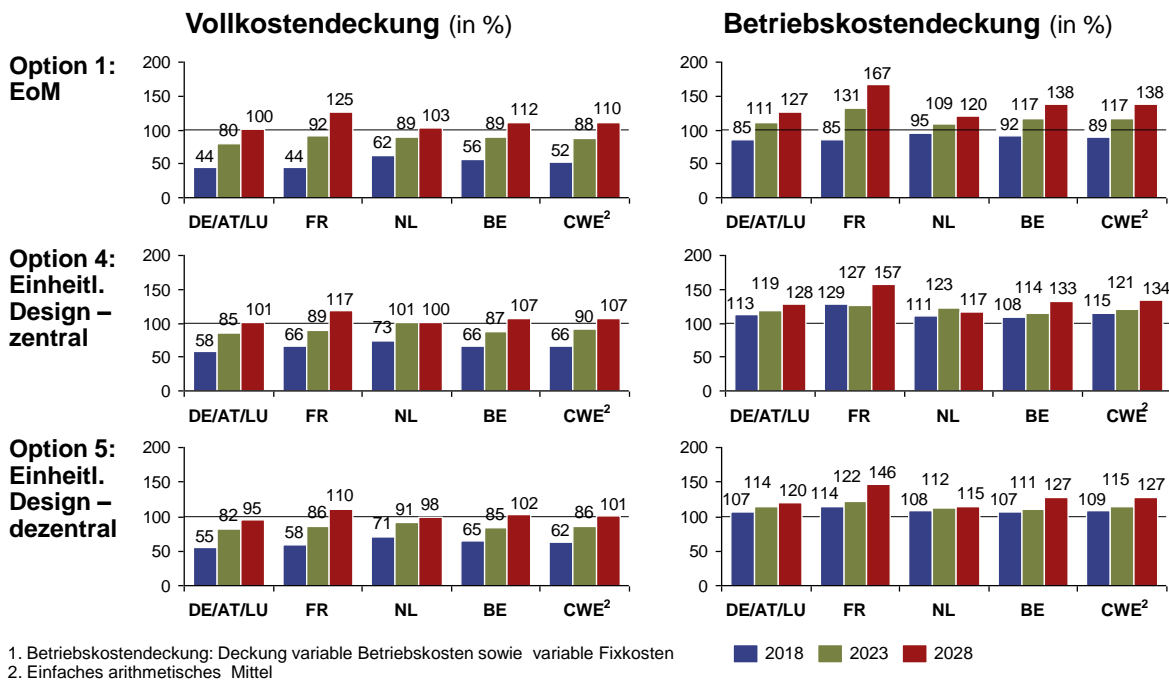


Abbildung 15: Vollkostendeckung neue Gaskraftwerke

Es ist nochmals zu betonen, dass diese Ergebnisse auf der Ex-ante-Annahme der ENTSO-E Vision 3 basieren. Es darf also nicht geschlussfolgert werden, dass der EoM generell nicht in der Lage wäre, ein Portfolio mit Vollkostendeckung anzureizen. Vielmehr wurde gezeigt, dass der stark auf dem Zubau von Gas- und Pumpspeicher-Kraftwerken basierende ENTSO-E-Kraftwerkspark in dieser Form **keine durchgängige Vollkostendeckung** aller Kraftwerke gewährleisten würde. Dies bedeutet, dass Kraftwerksbetreiber außerordentliche Abschreibungen hinnehmen müssten und somit einen Teil der konventionellen Stromversorgung letztlich durch unternehmerische Verluste finanzieren. Auch der Neubau von hocheffizienten Gaskraftwerken kann in dem von ENTSO-E angenommenen Maße kurz- und mittelfristig nicht durch EoM-Marktergebnisse finanziert werden.⁶²

Diese Ergebnisse unterstreichen folglich die Relevanz der Diskussion um Kapazitätsmärkte, welche zusätzliche Anreize für Investitionen in Kraftwerkskapazitäten bieten können. Im folgenden Abschnitt werden dazu einige der die in Kapitel 3 vorgestellten Ausgestaltungsoptionen eines Kapazitätsmarktes auf Ihre Auswirkungen hin untersucht.

⁶² Die Annahme Vision 3 von ENTSO-E ist dennoch sinnvoll. Das Szenario fungiert zunächst als Ausgangspunkt einer Analyse. Zusätzlich zur unmittelbaren finanziellen Anreiz spielen auch weitere Faktoren eine Rolle für die Entwicklung des CWE-Kraftwerksparks – v.a. politische Einflussnahmen, die auf eine Gewährleistung der Versorgungssicherheit abzielen. Es wird davon ausgegangen, dass eine ausreichende Kapazitätsausstattung politisch gewollt und somit auch durchgesetzt wird. Gegenwärtige Stilllegungsverbote für systemrelevante Kraftwerke zeigen dies. Diese Studie zielt ausdrücklich nicht darauf ab, eine „realistischere“ Erzeugungsstruktur auf Basis der finanziellen Rahmenbedingungen deterministisch vorherzusagen, sondern zeigt vielmehr potentielle finanzielle Auswirkungen auf. Wie die Politik im Angesicht dieser agiert, ist noch einmal eine andere Frage – dass Handlungsbedarf besteht, wird jedoch deutlich.

4.2 Vergleich der Kapazitätsmarktoptionen

Wichtigste Ergebnisse im Überblick:

- Für DE/AT/LU zeigt sich, dass eine langfristige Vollkostendeckung mit der harmonisierten Einführung eines zentralen KM (Option 4) bzw. der national heterogenen Herangehensweise (Option 2) möglich wäre. Letztere würde aber gegenüber dem EoM (Option 1) zu deutlich steigenden Kosten führen. Eine Vollkostendeckung lässt sich auch durch den dezentralen KM in allen Preiszonen (Option 5) 2028 zumindest weitgehend (> 95%) annähern. Dies würde gleichzeitig zu den vergleichsweise niedrigsten Kosten für die Bereitstellung konventioneller Stromproduktion führen.
- Für CWE wird durch die Überlagerung verschiedener nationaler Effekte bereits 2018 Vollkostendeckung erreicht (Option 4) bzw. angenähert (Optionen 3 und 5). 2023 wäre Vollkostendeckung durch alle Optionen möglich, wobei der umfassende, dezentrale Kapazitätsmarkt (Option 5) hier leicht geringere Kosten aufweisen würde. Bis 2028 würde dieses Ergebnis stärker ausdifferenziert und der umfassende dezentrale Kapazitätsmarkt (Option 5) würde klar die geringsten Kosten und die beste Annäherung an eine Vollkostendeckung aufweisen.
- Insgesamt erscheint folglich sowohl für DE/AT/LU als auch CWE gesamt ein umfassender Kapazitätsmarkt mit dezentraler Nachfrage (Option 5) unter den betrachteten Optionen am attraktivsten, da dieser ein vergleichsweise gutes „Kosten-Nutzen-Verhältnis“ aufweist.
- Sollte eine national heterogene Herangehensweise hinsichtlich der Auswahl von Kapazitätsmechanismen realpolitisch nicht zu verhindern sein, so sollte in jedem Fall auf der Integration der ggf. national unterschiedlichen Systeme (mit Ausnahme der strategischen Reserve) bestanden werden. Autarke Systeme ohne Handel über die Preisgrenzen hinweg führen im Modell zu erhöhten Kosten von mindestens 17 % und bis über 100% gegenüber integrierten Systemen, da sie nicht auf die jeweils kostengünstigen Kapazitäten in CWE zugreifen können, sondern per definitionem Kapazitäten nur innerhalb der Preiszone ausschreiben. Dieses Ergebnis ist auf den in der autarken Variante fehlenden Zugriff auf kostengünstigere Kapazitäten in anderen Ländern zurückzuführen. Da die Kapazitätsnachfragen in den jeweiligen Jahren und Ländern deutlich unterschiedlich sind, kann der grenzüberschreitende Ausgleich zu effizienteren Ergebnissen führen, da ggf. ein Neubau in einem „autarken“ Land im Rahmen der bestehenden GÜK durch Import vermieden werden kann.
- Die Ergebnisse beruhen auch auf den getroffenen Annahmen hinsichtlich einer höheren Kapazitätsnachfrage bei zentral administrierten Märkten, sowie durch die bei dezentraler Nachfrage angenommene höhere Verfügbarkeit flexibler Lasten. Beide Faktoren wirken sich reduzierend auf die Kosten des dezentral organisierten Mechanismus aus. Gleichzeitig bewirkt die Annahme einer höheren Ausnutzung flexibler Lasten bei dezentral organisierten Kapazitätsmärkten jedoch auch, dass der Vollkostendeckungsgrad für die konventionelle Erzeugung tendenziell in Option 5 geringer ist als in der zentral administrierten Option 4.
- Die Ergebnisse zeigen signifikante regionale Unterschiede in der Betroffenheit der Kraftwerk-parks der betrachteten Preiszonen auf. Während für CWE insgesamt eine weitgehende Vollkostendeckung erreicht werden kann, zeigt die spezifische Analyse je Preiszone, dass dies das Ergebnis sich kompensierender Effekte ist: Die Kraftwerk-parks in DE/AT/LU sowie NL können mittelfristig auch bei der Einführung von Kapazitätsmärkten nicht mit Vollkostendeckung rechnen, während die Kraftwerke in Frankreich und Belgien deutlich mehr als ihre Vollkosten erwirtschaften. Dieser Effekt ist insbesondere bei national unterschiedlichen Kapazitätsmarkt-Gestaltung (Optionen 2 und 3) ausgeprägt, aber auch im Falle harmonisierter Einfüh-

rung identischer Systeme (Optionen 4 und 5) bleiben die Differenzen zwischen den Preiszonen sehr signifikant. Dies ist auf die unterschiedliche Erzeugungsstruktur und insbesondere den Frankreich und Belgien noch vorhandenen Anteil der Kernkraftwerke an der Stromerzeugung zurückzuführen. Hier ist im Falle einer Einführung von Kapazitätsmarktmechanismen also mit entgegengesetzten wirtschaftlichen Interessen zu rechnen, welche ein hohes Maß politischer Koordination erfordern werden.

- Bei der technologiespezifischen Sicht bleibt das bereits für den EoM gefolgerte Ergebnis im Grundsatz unverändert: Es gibt kurz- bis mittelfristig kaum Anreize für den Neubau hocheffizienter Gaskraftwerke. Zwar verbessert die Einführung eines Kapazitätsmarktes in einigen Fällen den Vollkostendeckungsgrad gegenüber dem EoM, aber der Abstand zur Vollkostenschwelle ist meist so ausgeprägt, dass nicht mit signifikantem Neubau gerechnet werden kann. Teilweise verschlechtert sich die Wirtschaftlichkeit neuer Gaskraftwerke durch den Kapazitätsmarkt sogar, insbesondere wenn hier von einer höheren Aktivierung flexibler Lasten ausgegangen wird, wie für den dezentralen Kapazitätsmarkt (Option 4) angenommen. Die Erzeugungsstruktur des Entso-E-Vision-3-Szenarios lässt sich folglich auch mit Kapazitätsmarkt nicht nachhaltig darstellen.

Im Überblick der Ergebnisse für DE/AT/LU (Abbildung 16) zeigt sich, dass kurz- und mittelfristig keine der betrachteten Optionen das ENTSO-E Vision 3 Szenario mit Vollkostendeckung abbilden könnte. In 2028 wäre dies mit dem zentralen KM (Option 4) bzw. der heterogenen Option 2 möglich. Letztere würde gegenüber dem EoM (Option 1) zu deutlich steigenden Kosten führen und wäre im Vergleich zum – homogen eingeführten – zentral koordinierten Kapazitätsmarkt langfristig weniger effizient, da die Gesamtkosten höher und die Vollkostendeckung geringer ausfiele. Eine Vollkostendeckung lässt sich durch den dezentralen KM in allen Preiszonen (Option 5) 2028 zumindest weitgehend (> 95%) annähern. Dies würde gleichzeitig zu den vergleichsweise niedrigsten Kosten führen. Langfristig ist die Vollkostendeckung bei dieser Variante nur geringfügig geringer als bei Option 2 bei gleichzeitig deutlich geringeren Gesamtkosten der konventionellen Stromerzeugung.

Dieses Ergebnis zeigt, dass mit den getroffenen Annahmen auch die Ergänzung des EoM durch einen Kapazitätsmarkt zwar einen Beitrag leistet, allein jedoch nicht zwangsläufig ausreicht, um einen nachhaltigen Betrieb der konventionellen Kraftwerkskapazitäten bzw. Neuinvestitionen zu gewährleisten. In der politisch zu bestimmenden Ausgestaltung der Mechanismen muss dies insbesondere auch im Zusammenhang mit weiteren energiepolitischen Handlungsfeldern berücksichtigt werden. Diese Implikationen werden in Kapitel 5 ausführlicher diskutiert.

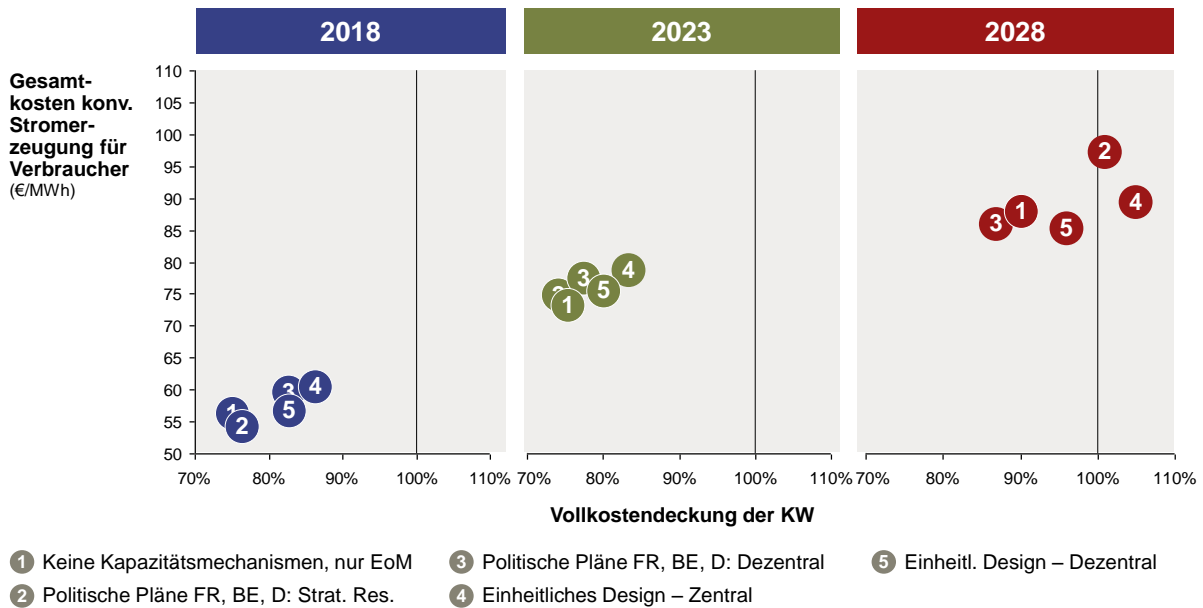


Abbildung 16: Vergleich Kapazitätsmarktoptionen DE/AT/LU

Für **CWE** kommt es durch die Überlagerung verschiedener nationaler Effekte zu einem leicht unterschiedlichen Bild (Abbildung 17). Hier wird bereits 2018 Vollkostendeckung erreicht (Option 4) bzw. angenähert (Optionen 3 und 5). 2023 wäre Vollkostendeckung durch alle Optionen möglich, wobei Option 5 hier geringfügig geringere Kosten aufweisen würde. Bis 2028 würde dieses Ergebnis stärker ausdifferenziert und der umfassende, dezentrale Kapazitätsmarkt (Option 5) würde die geringsten Kosten und den vergleichsweise geringsten Grad des Übersteigens der genauen Vollkostendeckung von 100% aufweisen.

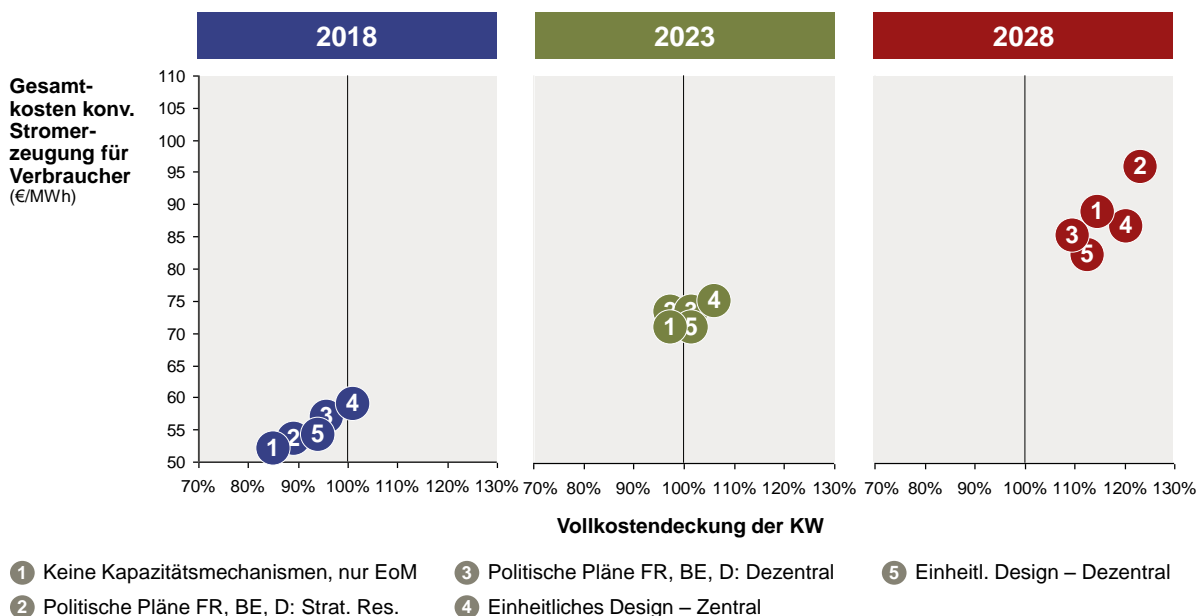


Abbildung 17: Vergleich Kapazitätsmarktoptionen CWE

Dieses Ergebnis beruht teilweise auf den **getroffenen Annahmen** hinsichtlich einer höheren Kapazitätsnachfrage bei zentral administrierten Märkten, sowie auf der bei dezentraler Nachfrage angenommenen, höheren Verfügbarkeit flexibler Lasten. Beide Faktoren wirken sich vermindern auf die Kosten der dezentral organisierten Kapazitätsmarktmechanismen aus. Gleichzeitig bewirkt die **Annahme einer höheren Ausnutzung flexibler Lasten** bei dezentral organisierten Kapazitätsmärkten, dass der

Vollkostendeckungsgrad für die konventionelle Erzeugung tendenziell in der dezentralen Option 5 immer geringer ist als in der zentral administrierten Option 4. Die unterschiedliche Verfügbarkeit flexibler Lasten ist auch ein Teil der Erklärung, warum Option 2 im Jahr 2028 zwar höhere Kosten mit sich bringt, aber dennoch für die deutsche Preiszone einen geringeren Vollkostendeckungsgrad als Option 4 erzielt. Unter anderem deshalb erhöht sich das Preisniveau am EoM CWE-weit bei Einführen einer strategischen Reserve in Deutschland und Belgien (wie bei Option 2 angenommen), was CWE-weit zu höheren am EoM erzielten Deckungsbeiträgen führt. In Frankreich und Belgien fallen die Kapazitätzahlungen 2028 aufgrund der dort hohen Kostendeckungsgrade ohnehin gering aus, wodurch bei Option 4 und 5 nur geringe Mehrkosten und zusätzliche Deckungsbeiträge am KM zu verzeichnen sind. Vom Ansteigen des EoM-Preisniveaus wird dort absolut gesehen mehr profitiert, als dies für DE/AT/LU bei Option 4 aufgrund der Kapazitätzahlungen der Fall ist, weshalb insgesamt der Vollkostendeckungsgrad – ebenso aber auch mit deutlichem Abstand die Gesamtkosten – für Option 2 2028 am höchsten sind.⁶³ Ein anderer Teil der Erklärung ist die unterschiedliche **Ausnutzung der internationalen Handelsmöglichkeiten**: In den umfassenden Optionen 4 und 5 wird in ganz CWE integriert mit Kapazitäten gehandelt, während Option 2 durch die autarken strategischen Reserven in Deutschland und Belgien nur eingeschränkt durchlässig für Arbitragegeschäfte ist. Die Einführung einer strategischen Reserve in zwei Preiszonen reduziert somit das Optimierungspotenzial durch den Handelsmechanismus und trägt zu höheren Kosten der Kapazitätsbereitstellung bei.

Abhängig von der preiszonenspezifischen Perspektive der Kraftwerksbetreiber ergeben sich unterschiedliche Sichtweisen hinsichtlich der **Dringlichkeit der Einführung** eines Kapazitätsmarktmechanismus: Während sich das Problem der mangelnden Vollkostendeckung für CWE in Summe weniger dramatisch darstellt und schon mittelfristig ggf. beheben ließe (bzw. auch ohne Einführen eines den EoM ergänzenden Marktmechanismus langfristig möglich scheint), ist dieses Problem aus Sicht DE/AT/LU wesentlich signifikanter und erst längerfristig – nur mit Hilfe der angenommenen ergänzenden Markt-designs – behebbar.

Bei der **Auswahl eines möglichen Designs** erscheinen die Präferenzordnungen für eine ggf. harmonisierte Einführung von Kapazitätsmechanismen aus CWE- (s. Abbildung 17) und DE/AT/LU-Sicht grundsätzlich vereinbar zu sein. Bei beiden Betrachtungsweisen stellt sich die Einführung eines dezentralen Mechanismus langfristig sowohl als wirksam als auch als vergleichsweise kostengünstig dar. Jedoch müssen auch die konkreten Auswirkungen auf andere Preiszonen berücksichtigt werden, um die politische Machbarkeit einer harmonisierten Lösung beurteilen zu können.

Der **Ländervergleich** in Abbildung 18 zeigt beispielhaft für das Jahr 2023, wie unterschiedlich die Auswirkungen der modellierten Kapazitätsmarktoptionen auf die verschiedenen Länder ausfallen. Während für Deutschland und die Niederlande die durchschnittliche Unterdeckung der Vollkosten bei den Kraftwerken sehr ausgeprägt ist, stellt sich die Situation in den Ländern mit einem größeren Anteil an in Betrieb befindlichen Kernkraftwerken in der Durchschnittsbetrachtung wesentlich anders dar.

Aus dieser Darstellung wird deutlich, dass bei der angedachten Einführung von Kapazitätsmechanismen auch erhebliche **Verteilungseffekte zwischen den Preiszonen** bedacht werden müssen. Wird beispielsweise ein gleichartiger, dezentraler Kapazitätsmarkt (Option 5) in allen Ländern eingeführt, so nähern sich die Vollkostendeckungsgrade der Preiszonen zwar ein wenig an, bleiben aber aufgrund der unterschiedlichen Kraftwerksstruktur stark unterschiedlich.⁶⁴ Dies führt konkret zu deutlichen Überrenditen französischer Kraftwerke mit Vollkostendeckungsgraden von teils weit über 130%, wäh-

⁶³ Das höhere Preisniveau am EoM bei Nicht-Vorliegen eines KMs und einhergehender verringerter Potentialnutzung flexibler Lasten dient auch als Erklärung für den 2028 in Option 1 („EoM only“) höher als in Option 5 (dezentraler KM) ausfallenden Vollkostendeckungsgrad.

⁶⁴ Haupteffekt, wie bereits in 4.1 beschrieben: Bei durch höhere CO₂-Preise induziertem Ansteigen des durchschnittlichen Strompreises erhöhen sich die Gewinnmargen der Kernkraftwerke deutlich.

rend der deutsche Kraftwerkpark durchschnittlich nur knapp 80% Vollkostendeckung erreicht. Bei einer heterogenen Vorgehensweise unterschiedlicher nationaler Politiken (Optionen 2 und 3) ist die Differenz zwischen den Ländern noch größer. Vor diesem Hintergrund empfiehlt sich im Vergleich also die Einführung harmonisierter Mechanismen statt national heterogener Ansätze. Die dennoch signifikanten Unterschiede im Einfluss auf die Profitabilität der jeweiligen Kraftwerkparke der Preiszonen stellen jedoch ein erhebliches politisches Problem dar, welches nur in einer gesamthaften Strategie über mehrerer Handlungsfelder (vgl. Kapitel 6) angegangen werden kann.

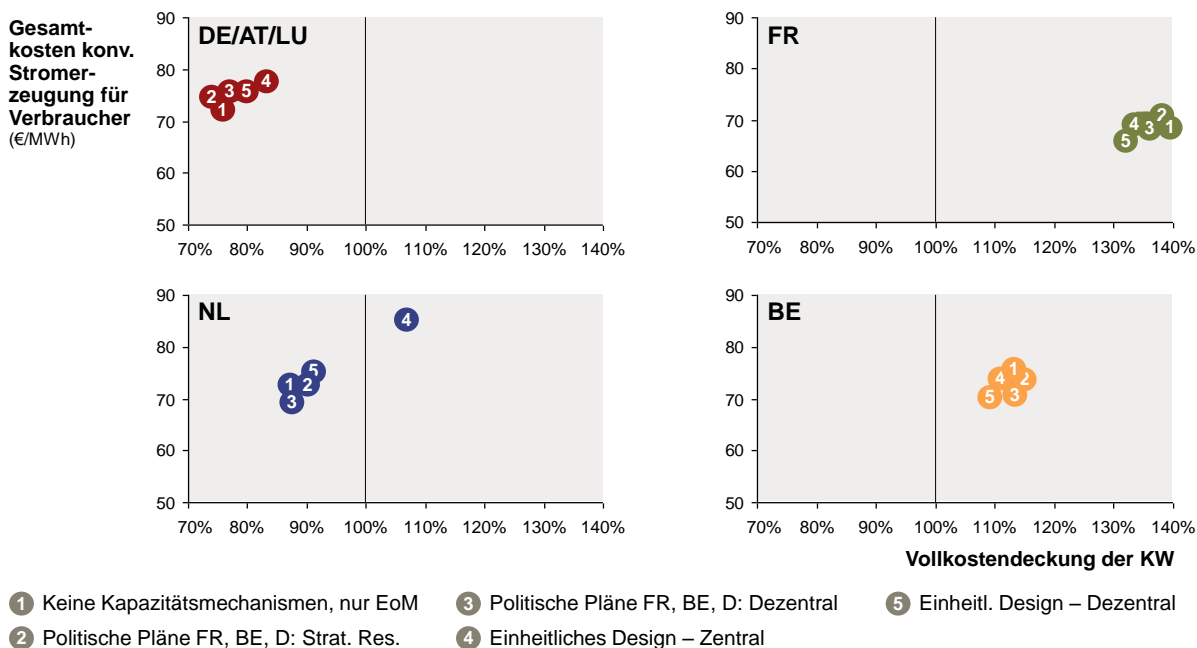


Abbildung 18: Vergleich Kapazitätsmarktoptionen nach Preiszonen im Jahr 2023

Wichtig ist ebenfalls, nicht bei der Durchschnittsbetrachtung über alle Technologien stehen zu bleiben, sondern die erheblichen Differenzierungen nach Technologien zu verstehen.

– in % –

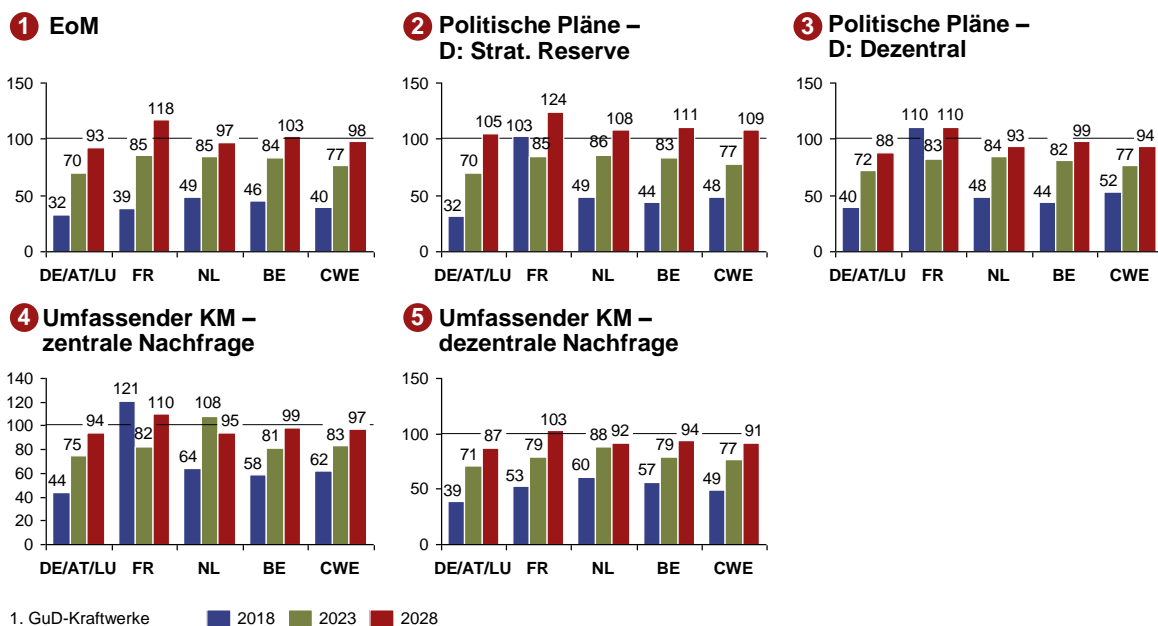


Abbildung 19: Vergleich der Vollkostendeckung von GuD-Kraftwerken nach Option der Ausgestaltung

Abbildung 19 stellt die **Vollkostendeckung für hocheffiziente Gaskraftwerke** dar, welche im ENTSO-E-Vision 3 Szenario den größten Teil des Zubaus ausmachen. Es zeigt sich, dass GuD-Anlagen ihre Vollkosten nicht in jedem Falle erwirtschaften. Hier zeigt sich zudem nochmals der wichtige Zusammenhang mit den unterschiedlichen Annahmen zur Nutzung flexibler Lasten. In Optionen 1, 2 und 4, wo von einer geringeren **Nutzung der abschaltbaren Lasten** ausgegangen wird, stellen sich vergleichsweise bessere Vollkostendeckungsgrade für Gaskraftwerke ein, als in Optionen 3 und 5, in denen mit einer höheren Potenzialnutzung der flexiblen Lasten gerechnet wird. Dies unterstreicht die bereits in Kapitel 3 betonte Notwendigkeit, die zukünftige Verfügbarkeit und Kostenposition flexibler Lasten besser zu verstehen, um die Auswirkungen eines Kapazitätsmechanismus auf die Nachhaltigkeit des Kraftwerksparks abschätzen zu können.

Bei der technologiespezifischen Sicht bleibt das bereits für den EoM gefolgerte Ergebnis im Grundsatz unverändert: Es gibt kurz- bis mittelfristig **kaum Anreize für den Neubau** hocheffizienter Gaskraftwerke. Zwar verbessert die Einführung eines Kapazitätsmarktes in einigen Fällen den Vollkostendeckungsgrad gegenüber dem EoM, aber der Abstand zur Vollkostenschwelle ist meist so signifikant, dass nicht mit nennenswertem Neubau gerechnet werden kann. Die Erzeugungsstruktur des Entso-E Vision-3-Szenarios lässt sich folglich auch mit Kapazitätsmarkt nicht nachhaltig darstellen.

Die zudem in der Realität zu erwartenden **dynamischen Effekte auf die Entwicklung des Kraftwerksparks** können, anders als in dem hier dargestellten statischen Kapazitätsportfolio laut ENTSO-E, die bisher dargestellten Ergebnisse noch weiter modifizieren. Aus diesem Grund wurde eine Teildynamisierung der Annahmen auf Basis der Kraftwerksprofitabilitäten im Modell als Sensitivität getestet.

4.3 Sensitivitäten

Wichtigste Ergebnisse im Überblick:

- CO₂-Preisentwicklung und die Ausbaudynamik der Erneuerbaren Energien sind die wichtigsten Annahmen, welche sowohl das Preisniveau am EoM als auch die Vollkostendeckungsgrade der betrachteten Kraftwerksportfolien sehr signifikant beeinflussen. Die Ergebnisse reagieren wenig sensitiv auf die Veränderung von Gaspreisannahmen bzw. auf die Ausbaugeschwindigkeit von Grenzübergangskapazitäten in CWE.
- Insbesondere CO₂-Preise und EE-Ausbau müssen folglich als integraler Bestandteil der Frage nach Versorgungssicherheit und der Kapazitätsmarktdiskussion betrachtet werden: Pläne zur Umgestaltung des ETS sowie der Ambitionsgrad und die Umsetzungsgeschwindigkeit von EE-Ausbauplänen beeinflussen die Vollkostendeckungsgrade so signifikant, dass eine getrennte Betrachtung letztlich kein stabiles Ergebnis für die Ausgestaltung des Energiemarktdesigns erlaubt.
- Die Sensitivität der CO₂-Preise zeigt zudem, dass die Auswirkungen höherer bzw. niedrigerer CO₂-Preise auf die Vollkostendeckung von Preiszone zu Preiszone stark unterschiedlich sind. Auch hier ist mit deutlichen Interessenkonflikten zwischen Ländern mit hohem Kernenergieanteil (welche von CO₂-Preissteigerungen profitieren) und solche ohne Kernkraft (deren Vollkostendeckung sich verschlechtert) zu rechnen.
- Ein technologiespezifischer Blick auf die CO₂-Preissensitivität wiederum weist den intuitiven Effekt auf, dass die Wirtschaftlichkeit neuer Gaskraftwerke unter niedrigen CO₂-Preisen leiden würde. Die Realisierung des von ENTSO-E im Szenario Vision 3 zugrunde gelegten Ausbaus der Gaskraftwerke wäre also bei anhaltend niedrigem CO₂-Preis noch wesentlich unwahrscheinlicher als bei den im Modell getroffenen Grundannahmen.
- Der Einfluss des EE-Ausbaus auf den Vollkostendeckungsgrad ist im Vergleich zu CO₂-Preisänderungen noch stärker ausgeprägt, da der EE-Ausbau sich nicht nur auf den EoM-Preis, sondern auch direkt auf die Residuallast und damit die gesamthafte Laufzeit der konventionellen Kraftwerke auswirkt.
- Die im Modell getroffene Annahme einer exogenen Kraftwerkparkentwicklung gemäß ENTSO-E Vision 3 könnte bedeuten, dass die abgeleiteten Aussagen hinsichtlich der Kosten- und Wirtschaftlichkeitssituation verschiedener KM-Optionen vorwiegend das Resultat dieser Festlegung wären, und sich so in der Realität aber nicht einstellen würden. Um die möglichen Auswirkungen dieser methodischen Einschränkung zu testen, wurde das ENTSO-E-Kapazitätsszenario im Sinne einer Sensitivität variiert. Im Ergebnis zeigt sich, dass die grundsätzlichen Aussagen hinsichtlich der Präferenzordnung verschiedener Optionen auch bei dieser „Teildynamisierung“ stabil bleiben und wir folglich von einer ausreichenden Robustheit der Ergebnisse ausgehen.

Wie bei jeder Modellierung ist die Wahl der Eingangsparameter ein entscheidender Faktor mit unter Umständen sehr signifikanten Auswirkungen auf die Ergebnisse. In der hier vorliegenden komplexen Modellierung über vier Preiszonen mit zahlreichen Submärkten und unterschiedlichen Ausgestaltungsoptionen gilt dies ganz besonders. Aus diesem Grund werden im Folgenden **Sensitivitäten** für zwei Kernfelder dargestellt:

- Die **Rohstoff- und CO₂-Preise**, welche in der Grundvariante der Modellierung entlang des von ENTSO-E Vision 3 zugrunde gelegten IEA 450ppm Szenarios entnommen sind.

- Die **strukturelle Annahme einer Fortentwicklung des Kraftwerkparks** nach dem ENTSO-E – Vision-3-Szenario, welche als Sensitivität durch eine Teildynamisierung des Zubaus auf Basis der im Modell errechneten Erlösmöglichkeiten durchbrochen wurde.

Rohstoff- und CO2-Preise

Die in Abbildung 20 dargestellten **Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse für CWE** zeigen die höchste Reaktivität der Preisentwicklung am EoM auf die angenommene CO₂-Preisentwicklung dicht gefolgt von der Ausbaudynamik der Erneuerbaren Energien. Annahmen zur Entwicklung der Grenzübergangskapazitäten und zur Gaspreisentwicklung spielen eine weniger wichtige Rolle, wenn man davon ausgeht, dass die Variierungen der Parameter im vergleichbaren Umfang erfolgt sind.

Parameter	Parameter-Änderung	Veränderung EoM Base Preis in Prozent			Delta Vollkostendeckungsgrad in Prozentpunkten		
		2018	2023	2028	2018	2023	2028
GÜK	unendlich	1,8	1,9	3,3	0,8	-0,2	-2,5
	- 50%	-4,5	-1,1	0,8	-1,3	2,1	7,9
CO₂-Preise	2013 konstant	-23,2	-30,0	-36,2	-9,8	-6,8	-6,5
	Anstieg -50%	-11,7	-14,7	-17,1	-5,0	-3,7	-3,6
	Anstieg +20%	-7,0	-15,2	-40,5	-4,0	-6,1	-9,4
EE-Ausbau	Anstieg -20%	4,9	10,3	26,4	4,3	4,6	6,6
	Doppelt so große Verringerung	-1,2	-2,5	-4,3	-0,7	-1,4	-0,9
Gaspreise	2013 konstant	0,4	1,9	3,6	0,3	1,6	1,2

Abbildung 20: Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse für CWE

Sollten die im IEA 450ppm Szenario zugrunde gelegten und aus heutiger Sicht sehr ambitionierten **CO₂-Preissteigerungen bis auf 95 \$/t 2030** nicht oder nur teilweise eintreten, führt dies bereits kurzfristig zu erheblichen Mindereinnahmen beim EoM. Diese wirken sich auf die durchschnittlichen Vollkostendeckungsgrade abgemildert aus, da CO₂-Preise natürlich auch Bestandteil der Erzeugungskosten sind. Dennoch führen die durch CO₂- Preissteigerungen ausgelösten Verschiebungen in der Merit-Order, z.B. zwischen Braunkohle und Gas, letztlich zu deutlichen Veränderungen: Nimmt man anstatt der im IEA-Szenario angenommenen Steigerung eine Konstanz der 2013er CO₂-Preise bis 2018 an, verringert sich 2018 der Preis am EoM um ca. 23% und der Vollkostendeckungsgrad konventioneller Erzeugung um fast zehn Prozentpunkte.⁶⁵ Dies unterstreicht, wie wichtig das Thema CO₂-Preisentwicklung schon kurzfristig im CWE-Schnitt für die Wirtschaftlichkeit konventioneller Erzeugung ist.

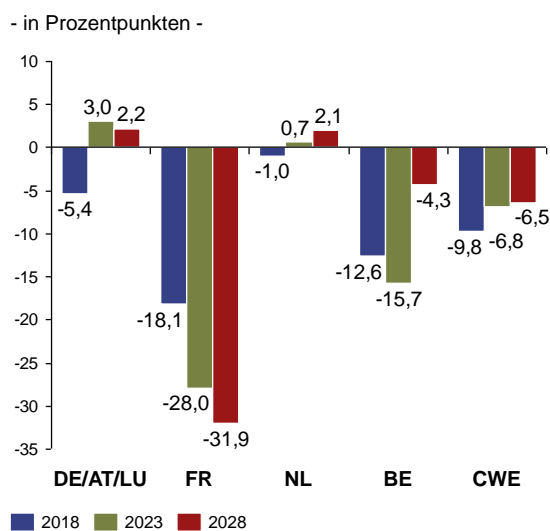
Betrachtet man die **Preiszonen** allerdings voneinander getrennt, wird deutlich, dass der negative Effekt auf die Vollkostendeckung insgesamt hauptsächlich aus Ländern mit einem hohen Anteil an Kernenergie in der Stromerzeugung herrührt – Frankreich und Belgien. Für Deutschland und teils auch die Niederlande würde sich ein geringerer Anstieg der CO₂-Zertifikatspreise zumindest mittel- bis langfristig eher vorteilhaft für die Erreichung der Deckung der Kraftwerksvollkosten auswirken. Dies wird deutlich

⁶⁵ Zur Erklärung dieser und der weiteren Effekte sei auf die Erläuterungen bezüglich der Wirkzusammenhänge in Abschnitt 3.6 verwiesen.

bei Betrachtung von Abbildung 21. Der Grund liegt in den unterschiedlichen Anteilen der Technologien an der Stromerzeugung. Während z.B. in Frankreich Kernkraftwerke vorherrschen, bei denen die Grenzkosten nicht vom CO₂-Preis abhängen und die von höheren Strompreisen deutlich stärker profitieren können, gibt es in Deutschland viele Braun- und Steinkohlekraftwerke im Bestand, deren Erzeugungskosten bei höheren CO₂-Preisen deutlich ansteigen. Somit ist aus Sicht der Kraftwerksbetreiber in der Preiszone Deutschland/Österreich/Luxemburg ein geringeres CO₂-Preisniveau vorzuziehen, während bei einem französischen Betreiber eine gegenteilige Präferenz wahrscheinlich wäre.

Diese Aussage relativiert sich jedoch mit Blick auf die Auswirkungen auf den **Zubau von neuen Gaskraftwerken** (Abbildung 21, rechte Seite). Hier ist der Effekt eines niedrigen CO₂-Preises in DE/AT/LU eindeutig negativ, d.h. der von ENTSO-E zugrunde gelegte Zubau von Gaskraftwerken wird unwahrscheinlicher je geringer die CO₂-Preise sind. Neben den Interessenkonflikten zwischen Preiszonen wird hier auch die unterschiedliche Betroffenheit der Betreiber von Kohlekraftwerken im Bestand sowie der möglicher Investoren in neue GuD deutlich.

Gesamter Kraftwerkspark



Neue GuD-Kraftwerke

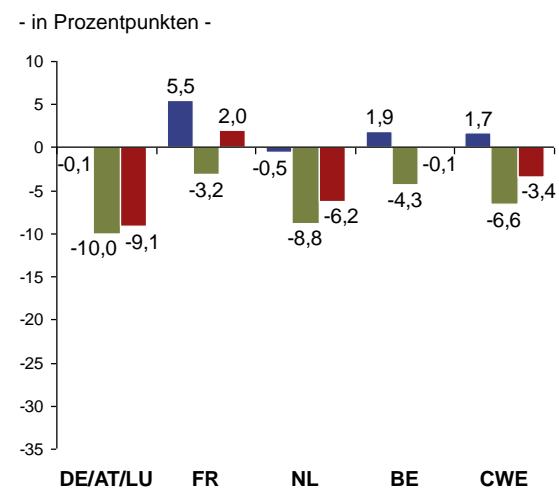


Abbildung 21: Veränderung der durchschnittlichen Vollkostendeckungsgrade, falls CO₂-Preise nicht wie erwartet ansteigen, sondern auf dem Niveau von 2013 verbleiben

Eine **Erhöhung bzw. Reduzierung der EE-Ausbauannahmen** um 20% im Vergleich zum Entso-E-Pfad hat vor allem mittel- und langfristig sehr signifikante Auswirkungen auf die EoM-Preise. So kann der **EoM-Preis** bei 20% mehr Erneuerbaren im Markt bis zu 40% abnehmen oder um bis zu 26 % höher ausfallen, sollten 20% weniger Erneuerbare Energiekapazität installiert sein als im ENTSO-E-Vision-3-Szenario für 2028 angenommen.

Der Einfluss des EE-Ausbaus auf den **Vollkostendeckungsgrad** ist im Vergleich zu CO₂-Preisänderungen noch stärker ausgeprägt, da der EE-Ausbau sich nicht nur auf den EoM-Preis, sondern auch direkt auf die Residuallast und damit die gesamthafte Laufzeit der konventionellen Kraftwerke auswirkt. Dies unterstreicht die Notwendigkeit jede Energiemarkt-Design Debatte auch unter Berücksichtigung der EE-Ausbaupläne und Geschwindigkeiten zu führen: Eine Variation der Ausbaugeschwindigkeit kann die Kostensituation der konventionellen Kraftwerke unter Umständen stärker beeinflussen als das genaue Ausgestaltungsdetail eines auch noch so ausgefeilten Kapazitätsmarktes.

Die vergleichsweise geringe Auswirkung einer Verringerung der **GÜK-Ausbaudynamik** erklärt sich aus dem in CWE bereits erreichten hohen Integrationsgrad. Wird nun der laut ENTSO-E im betrachteten Zeitraum ohnehin relativ schwache Zubau verringert, wirkt sich dies zunächst nur in geringem Maße

aus; erst langfristig wird dies zunehmend bedeutend. Auch die Annahme unendlicher Grenzübergangskapazitäten zwischen den Preiszonen beeinflusst die Ergebnisse nur vergleichsweise wenig. Diese Betrachtung ist allerdings angesichts der Ausschnitts-Betrachtung CWE bei konstanten GÜK zu allen anderen europäischen Strommärkten nur von eingeschränkter Aussagekraft. Die Annahme einer „europäischen Kupferplatte“ (anstatt nur einer „CWE-Kupferplatte“) würde mit hoher Wahrscheinlichkeit die Ergebnisse signifikant beeinflussen.

Die im IEA World Energy Outlook-Szenario angenommenen **Gaspreise** verringern sich im Zeitablauf in realen Preisen leicht (bis 2030 um ca. 10% gegenüber 2013). Als Sensitivität wurde eine doppelt so hohe Verringerung (d.h. ca. 20%) bzw. eine Konstanz der Preise angenommen, was zu keinen signifikanten Veränderungen der EoM-Ergebnisse bzw. der Vollkostendeckungsgrade führt.

Teildynamisierung

Zur Prüfung der Robustheit der Aussagen, welche auf der Kapazitätsentwicklung des ENTSO-E-Vision-3-Szenarios basieren, wurde eine teilweise **Dynamisierung des angenommenen Kraftwerkzubaues** auf Basis der Kapazitätsmarktergebnisse vorgenommen. Methodisch handelt es sich hierbei um einen Eingriff in das Modell, welcher im Sinne einer **Sensitivität** Informationen zur Robustheit der Aussagen liefert, jedoch nicht um eine explizite Endogenisierung des tatsächlichen Entscheidungskalküls von Investoren in neue Kraftwerkskapazitäten. Dabei wurden in drei **Iterationen** abhängig von sich ergebenden Betriebskostendeckungsgraden bzw. Kosten für den Markt-Neueintritt die Kraftwerksparks der vier Preiszonen angepasst und die resultierenden Marktergebnisse neu berechnet. Gaskraftwerke, für welche die voraussichtlichen Erlöse die Kosten des Markteintritts übersteigen, werden in exogen festgelegtem Umfang zum Kraftwerkpark der jeweiligen Preiszonen hinzugefügt. Kraftwerke, deren Betriebskosten durch erwartete Erlöse nicht gedeckt werden können, wurden aus dem Kraftwerkpark entfernt. Hierbei wurde wie folgt vorgegangen:

- Aus einer erstmaligen Modellberechnung ergeben sich Kapazitätspreis und EoM-Ergebnisse und somit die Betriebskostendeckungsgrade der Kraftwerke sowie die Kosten für den Markt-Neueintritt für mögliche neue Kraftwerke.
- Auf Basis dieser Werte wird der Kraftwerkpark angepasst. Gaskraftwerke, für welche die voraussichtlichen Erlöse die Kosten des Markteintritts übersteigen, werden in exogen festgelegtem Umfang zum Kraftwerkpark der jeweiligen Preiszonen hinzugefügt. Kraftwerke, deren Betriebskosten durch erwartete Erlöse nicht gedeckt werden können, werden aus dem Kraftwerkpark entfernt.
- Nach Anpassung des Kraftwerksparks wird das Modell erneut berechnet. Es ergeben sich wiederum die oben genannten Ergebnisse.
- Ausgehend von diesen Ergebnissen erfolgt eine erneute Anpassung des Kraftwerksparks wie oben beschrieben. Dieser Schritt wird ein weiteres Mal wiederholt (und könnte theoretisch beliebig oft wiederholt werden).

Durch die mehrfachen Iterationen ist davon auszugehen, dass sich der modellierte Wert einem in der Wirklichkeit zu erwartendem Wert zunehmend annähert. Von lediglich einer *teilweisen* Dynamisierung wird gesprochen, da die Höhe des möglichen Zubaues in einem Jahr aufgrund von Plausibilitätsüberlegungen abgeschätzt wurde und sich nicht – anders als die Antwort auf die Frage, ob überhaupt zugebaut wird – endogen aus dem Modell ergibt.

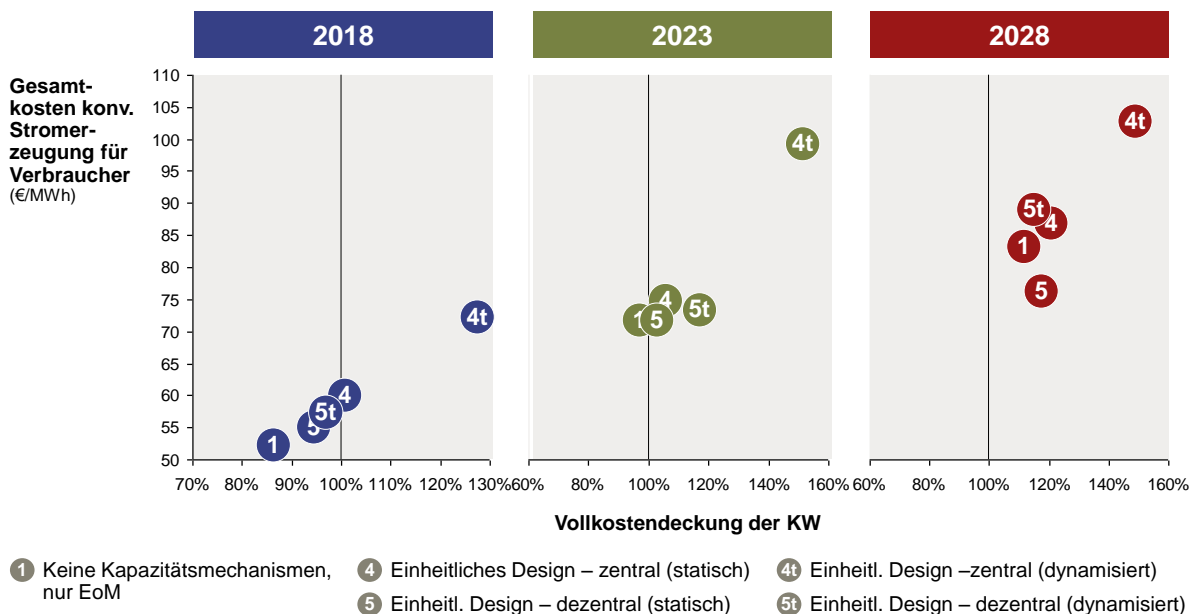


Abbildung 22: Ergebnisse der Teildynamisierung für CWE

Im Ergebnis zeigt sich, wie in Abbildung 22 für CWE dargestellt, dass die **Grundaussagen der statischen Betrachtung stabil** bleiben, jedoch deutlich stärker akzentuiert werden:

Die teildynamisierte **Option 4t** eines umfassenden, zentralen KM führt zwar generell zur Vollkostendeckung. dies geht aber einher mit einem sehr starken Anstieg der Kosten für die Verbraucher. Dieser Kostenanstieg ist in der dynamisierten Variante wesentlich höher als in der statischen Betrachtung, was intuitiv ist, da der zentrale Mechanismus eine Überausstattung mit Kapazität anreizt, die in der dynamisierten Variante zum ENTSO-E-Szenario zugebaut wird, während der Kraftwerkpark in der statischen Betrachtung nicht variiert wurde.

Die teildynamisierte **Option 5t** eines dezentralen KM führt zu geringeren Kostensteigerungen bei gleichzeitiger leichter Verbesserung des Vollkostendeckungsgrades. Für CWE kann so bereits 2018 eine gute Balance zwischen Kosten und Vollkostendeckung erreicht werden. Für DE/AT/LU wird dies, wie in Abbildung 23 verdeutlicht, allerdings erst 2028 erreicht. Für diese Preiszone würde nur ein zentraler Mechanismus Vollkostendeckung gewährleisten, was aber in der hier verglichenen Parametrisierung zu stark überschießenden Kosten führen würde.

Das **teildynamisierte Modellergebnis** bestätigt somit die bereits in Abschnitt 4.2. aus der statischen Betrachtung abgeleitete und diskutierte Erkenntnis, dass die harmonisierte Einführung umfassender zentraler Kapazitätsmärkte in CWE die vergleichsweise teuerste Variante wäre. Gleichzeitig bleibt auch in der teildynamisierten Betrachtung die Problematik bestehen, dass die übrigen Alternativen bei der im Modell angenommenen Parametrisierung insbesondere kurzfristig nicht in der Lage wären, Vollkostendeckung für alle konventionellen Kapazitäten zu erreichen. Die in Abschnitt 4.2. vorgestellten Ergebnisse gelten folglich in ihrem Gehalt nicht ausschließlich bei Annahme des ENTSO-E Vision-3-Kraftwerksparks, sondern bleiben auch bei dynamischer Variation selbiger stabil.

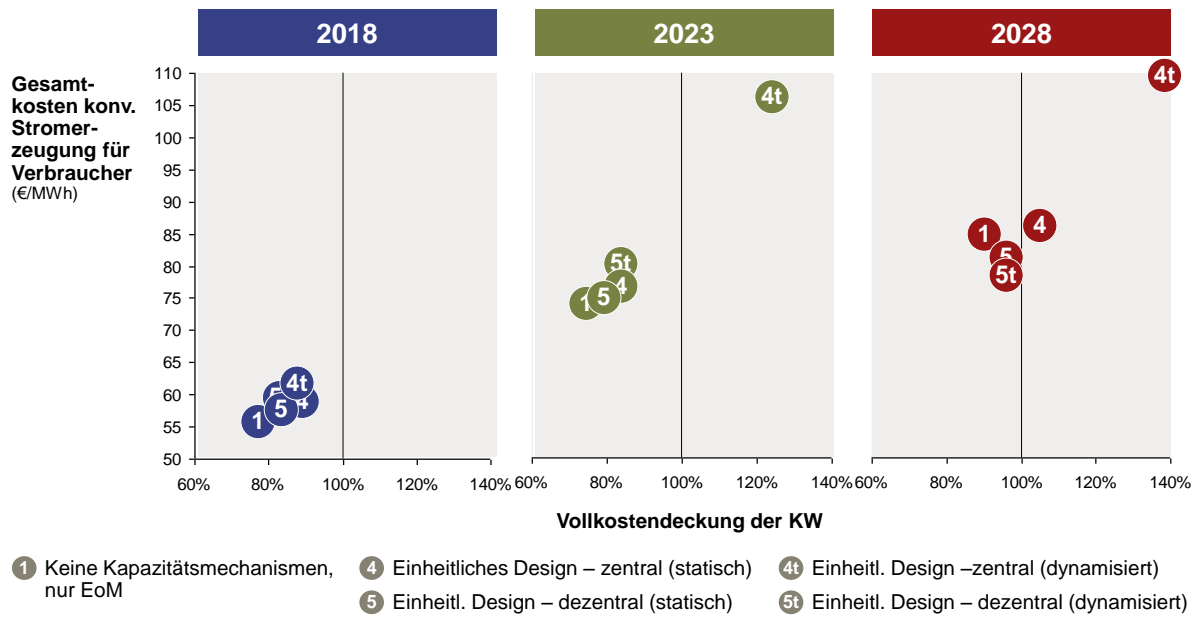


Abbildung 23: Ergebnisse der Teildynamisierung für DE/AT/LU

4.4 Koordinationsmechanismen

Wichtigste Ergebnisse im Überblick:

- Auf Basis der in Kapitel 2 und 3 dargelegten Überlegungen wurde im Modell folgende Auswahl denkbarer Koordinationsmechanismen abgebildet und auf ihre Wirksamkeit hin getestet:
 - Die heterogene vs. homogene Auswahl der Kapazitätsmechanismen in den einzelnen Preiszonen
 - Die integrierte oder autarke Ausgestaltung der Marktmechanismen verschiedener Preiszonen untereinander
 - Lastseitige Harmonisierungsoptionen
- Unter den betrachteten Kapazitätsmechanismen erscheint die harmonisierte Einführung umfassender Systeme vorteilhaft gegenüber einer Einführung heterogener Systeme. Zwar ist die Vorteilhaftigkeit der Harmonisierung nur graduell feststellbar und durch zahlreiche überlagernde Faktoren beeinflusst, aber die Grundrichtung erscheint klar: Ein nach gleichen Grundsätzen funktionierender Kapazitätsmarkt in CWE kann letztlich eine Optimierung über einen breiten Kraftwerkpark leisten und so in Summe ein effizienteres Ergebnis liefern. Die bei energiepolitischen Fragen ohnehin notwendige politische Abstimmung über die Preiszonengrenzen hinaus sollte folglich gezielt für den Versuch genutzt werden, ein gemeinsames System einzuführen, um die Tiefe des CWE-Marktes für eine möglichst kosteneffiziente Erhöhung der Versorgungssicherheit zu nützen.
- Sollte eine national heterogene Herangehensweise in der Auswahl der Kapazitätsmechanismen realpolitisch nicht zu verhindern sein, so sollte z.B. auf europäischer Ebene, die Integration der ggf. national unterschiedlichen Systeme (mit Ausnahme der strategischen Reserve) unterstützt werden. Autarke Systeme ohne Handel über die Preisgrenzen hinweg führen im Modell zu erhöhten Kosten von bis zu 100% gegenüber integrierten Systemen, da diese Systeme nicht auf die jeweils kostengünstigen Kapazitäten in CWE zugreifen können, sondern per definitionem Kapazitäten nur innerhalb einer Preiszone ausschreiben. Die strategische Reserve ist hier ausgenommen, da sie sich aufgrund der physischen Verbundenheit der Systeme nicht sinnvoll in einen preiszonenübergreifenden Kapazitätsmechanismus integrieren lässt.
- Der grundsätzlich denkbare Effekt einer Kostenentlastung durch ein verbessertes Pooling von Nachfrage und Kapazitätsangebot in CWE ist aufgrund der sehr ähnlichen Lastverläufe insbesondere in Frankreich und Deutschland unbedeutend. Das Jahr 2012 hat mit dem Zusammenfallen der Lastspitzen in Deutschland und Frankreich gezeigt, dass sowohl Nachfrage als auch Wetterverhältnisse zu ähnlich sind, um hier auch bei noch besserer Verbindung der Stromnetze eine signifikante Entlastung erwarten zu können.
- Neben den in den verschiedenen Kapazitätsmarkt-Optionen abgebildeten Potenzialen für flexibel abschaltbare Lasten, ist in Zukunft auch verstärkt mit der Nutzung von Möglichkeiten der Lastverschiebung unter Berücksichtigung der prognostizierten EE-Einspeisung zu rechnen. Diese aus Systemsicht sicher attraktiven Entwicklungen erodieren jedoch die Nutzungsdauern flexibler Kraftwerke und stellen so mittelbar ein signifikantes zusätzliches Risiko für deren wirtschaftlichen Betrieb dar. Dies weist auf eine grundsätzlich bestehende Dilemma-Situation hin, die bei der Gestaltung der Kapazitätsmarktmechanismen berücksichtigt werden muss

Eine der Grundfragestellungen der Studie ist das Thema der **möglichen Koordination** der Ausgestaltung möglicher Kapazitätsmechanismen in CWE. Hierzu wurden folgende Ansätze analysiert:

- A. Die **heterogene vs. homogene Auswahl** der Mechanismen in den einzelnen Preiszonen. Dies ergibt sich aus der vergleichenden Betrachtung der heterogenen Optionen 2 und 3 sowie der homogenen Optionen 4 und 5.
- B. Die **integrierte oder autarke Ausgestaltung** der Marktmechanismen verschiedener Preiszonen untereinander. Dieser Vergleich wurde für die Optionen 3 und 5 durchgeführt.
- C. Test von **lastseitigen Harmonisierungsoptionen** durch gemeinsame politische Maßnahmen bzw. Anreizsetzungen über Preiszonengrenzen hinweg:
 - Grenzübergreifendes Pooling zur Reduktion von Lastspitzen
 - Erhöhte Synchronisierung des Lastverlaufs in Abhängigkeit von der EE-Einspeisung

Diese Koordinationsmechanismen werden in den folgenden Abschnitten diskutiert.

Heterogene vs. homogene Auswahl der Kapazitätsmechanismen

Durch die Abbildung der Optionen wurden bereits wichtige Grundvarianten eines national **heterogenen Herangehens (Optionen 2 und 3)** im Vergleich zu einer **koordinierten Einführung identischer Kapazitätsmarktdesigns (Optionen 4 und 5)** bzw. dem ebenfalls für alle Preiszonen geltenden Verzicht auf einen Kapazitätsmarkt (Option 1) dargestellt. Hiermit werden also die realpolitisch bislang eher wahrscheinlich erscheinende Umsetzung nationaler Ansätze mit möglichen Ausgestaltungen auf europäischer bzw. CWE-Ebene verglichen. Abbildung 24 stellt die „heterogenen“ Ansätze (blau gekennzeichnet) den homogenen Ansätzen (rot gekennzeichnet) gegenüber. Die Ergebnisse variieren im Zeitablauf:

- Kurz- und mittelfristig führen die angenommenen homogenen Ansätze zu ähnlichen oder leicht höheren Kosten bei etwas besserer Annäherung an den angestrebten Vollkostendeckungsgrad von 100%.
- Langfristig bleiben die homogenen Optionen günstiger und führen im Fall von DE/AT/LU zu zufriedenstellenden Vollkostendeckungsgraden von 95 bzw. 105 %, während sie im Fall von Frankreich die in allen Mechanismen anfallenden Überrenditen leicht dämpfen.

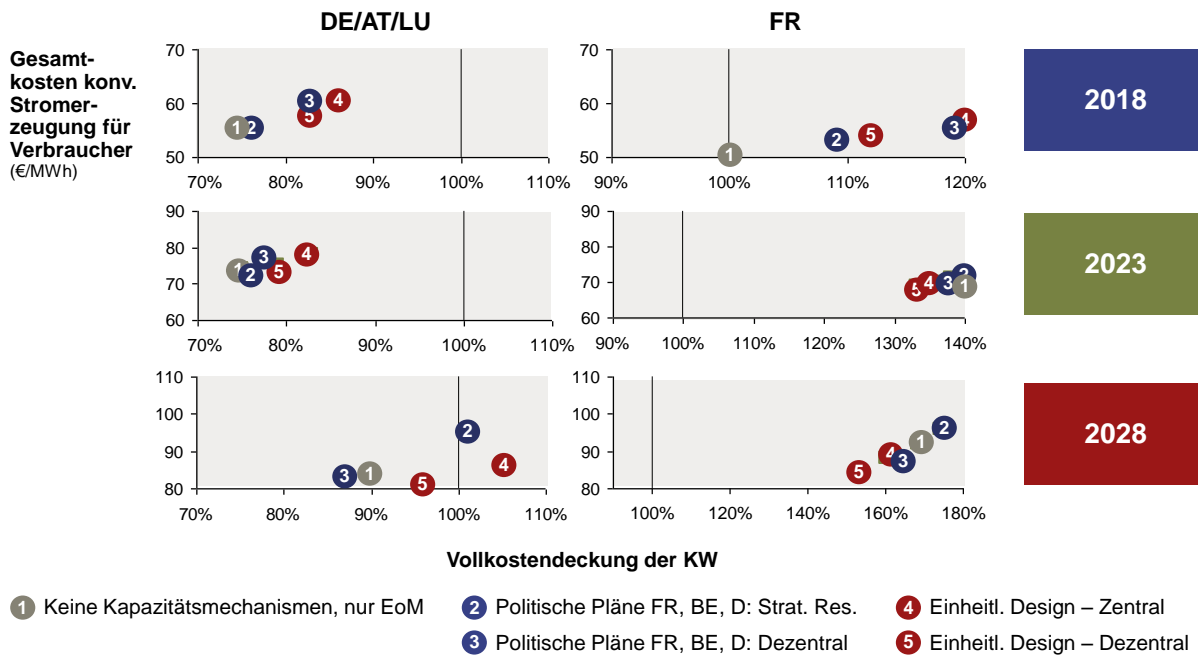


Abbildung 24: Vergleich homogene vs. heterogene Optionen am Beispiel DE/AT/LU und FR

Die Wirkungszusammenhänge, die zu diesen Ergebnissen führen, wurden in Kapitel 3.7 sowie bei der Diskussion der Optionen in Kapitel 4.2. bereits erläutert. Grundsätzlich wirkt sich hier die in harmonisierten Systemen bessere Nutzung aller in CWE verfügbaren Kapazitäten positiv aus. Außerdem führt die in den Optionen annahmegemäß unterschiedliche Mobilisierung verfügbarer Lasten zu Kostenunterschieden, da diese etwa bei der Einführung von strategischen Reserven in den heterogenen Optionen geringer ausfallen als in dezentralen, umfassenden KMs. Folglich ist einschränkend zu sagen, dass die hier aufgezeigten Unterschiede zwischen den Optionen sich nicht allein durch den Homogenitätsgrad unterscheiden, sondern auch durch unterschiedliche Zusammensetzungen der verschiedenen Ausgestaltungsparameter beeinflusst werden.

Zusammenfassend lässt sich auf dieser Basis sagen, dass die Einführung harmonisierter Systeme für ganz CWE bei den getroffenen Annahmen effizientere Ergebnisse im Vergleich zu heterogenen Herangehensweisen in einzelnen Preiszonen liefern. Dies sollte zum Gegenstand der politischen Diskussion gemacht werden, die aufgrund der bereits aufgezeigten hohen Interdependenz zwischen den energiepolitischen Themen ja ohnehin vonnöten ist.

Integrierte oder autarke Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen

Die Frage nach der **Integration von Kapazitätsmärkten** bietet einen weiteren möglichen Ansatz für Koordination. So kann verpflichtend bzw. freiwillig eine gegenseitige Beteiligung an den jeweiligen Auktionsverfahren der Kapazitätsmärkte vorgesehen werden. Bei der autarken Variante bleibt zwar der EoM verbunden, für die Kapazitätsmarktauktion sind aber Gebote über die Grenzen der Preiszonen hinweg nicht zugelassen.

		Dezentraler Kapazitätsmarkt Marktvolumen in Mio. €		
		5 Integriert	5a Autark	Mehrkosten Autarkie in %
D/AT/ LUX	2018	1.515	1.478	-2%
	2023	1.318	1.394	6%
	2028	802	923	15%
FR	2018	2.081	5.312	155%
	2023			
	2028			
NL	2018	316	316	0%
	2023	243	185	-24%
	2028		384	
BE	2018	277	1.307	372%
	2023		525	
	2028			
CWE	2018	4.188	8.413	101%
	2023	1.561	2.104	35%
	2028	802	1.306	63%

Abbildung 25: Vergleich integrierte vs. autarke Ausgestaltung des dezentralen Kapazitätsmarktes

Dass die Integration insbesondere bei **umfassenden Kapazitätsmärkten** sinnvoll ist, zeigt die vergleichende Darstellung von der dezentralen Kapazitätsmarkt-Option 5 (integriert) und 5a (autark) in Abbildung 25. Die Autarkie führt CWE-weit 2018 zu über doppelt so hohen Zahlungen am Kapazitätsmarkt. Auch in den Folgejahren sind die Mehrkosten der Autarkievariante mit 35% (2023) bzw. 63% (2028) sehr signifikant. Dieses Ergebnis ist auf den in der autarken Variante fehlenden Zugriff auf kostengünstigere Kapazitäten in anderen Ländern zurückzuführen. Da die Kapazitätsnachfragen in den jeweiligen Jahren und Ländern deutlich unterschiedlich sind, kann der grenzüberschreitende Ausgleich zu effizienteren Ergebnissen führen, da ggf. ein Neubau in einem „autarken“ Land im Rahmen der bestehenden GÜK durch Import vermieden werden kann.

Letztlich zeigt das Beispiel, dass durch eine grenzüberschreitende Teilnahme am Kapazitätsmarkt ein Effizienzgewinn erzielt werden kann und dass eine autarke Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen CWE-weit zu höheren Kosten führen würde. Sollte also eine national heterogene Herangehensweise was die Auswahl der Kapazitätsmechanismen angeht, realpolitisch nicht zu verhindern sein, so sollte, z.B. auf europäischer Ebene auf der Integration der ggf. national unterschiedlichen Systeme (mit Ausnahme der strategischen Reserve) bestanden werden.

Lastseitige Harmonisierungsoptionen

Eine nachfrageseitige „Koordination“ durch einfaches **Pooling** mittels weiteren Ausbaus der GÜK ist prinzipiell hilfreich. Jedoch hat das in Abbildung 26 aufgezeigte Zusammenfallen der Spitzenlasten in DE und FR im Februar 2012 belegt, dass dieser Pooling-Effekt für die Kapazitätsauslegung im Extremfall nur sehr begrenzt ist. Solange davon ausgegangen werden muss, dass unter Umständen die Lastspitzen zeitlich zusammenfallen, kann ein auf Versorgungssicherheit ausgelegtes System nicht von nennenswerten Pooling-Effekten hinsichtlich der Lastspitze ausgehen. Dennoch führt, wie oben darge-

legt, grenzübergreifende Integration, deren Voraussetzung hinreichend hohe GÜKs sind, zu höherer Effizienz. Dies beruht auf dem verbesserten Zugriff zu den jeweils günstigsten Kapazitäten in den verbundenen Märkten.

– Maximalwerte, in GW/Tag –

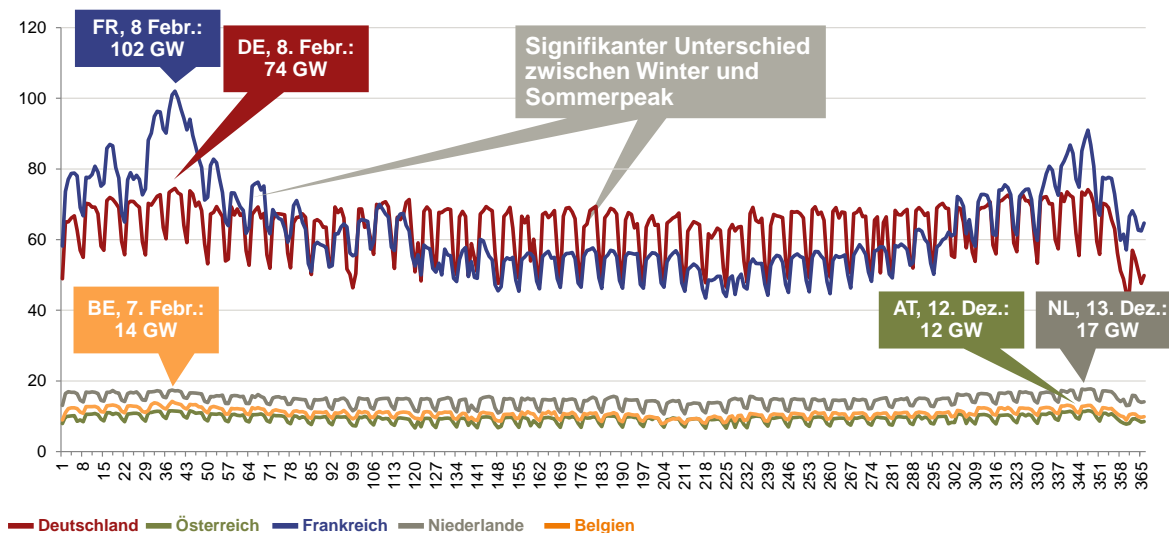


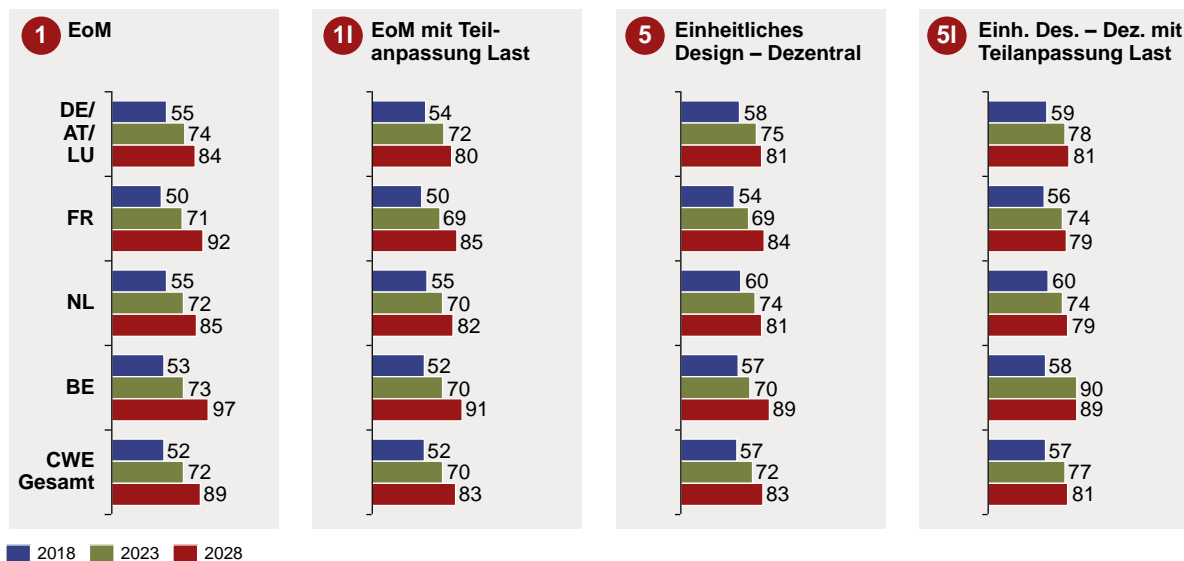
Abbildung 26: Lastverlaufskurven CWE 2012 inkl. Maximallasten⁶⁶

Im Modell getestet wurde ein verbessertes „**Matching**“ von **EE-Einspeisung und Last**. Hiermit können Effekte simuliert werden, welche z.B. durch Laststeuerung in intelligenten Energiemanagementsystemen bzw. durch die Speicherung von EE-Strom erzielt werden können. Mit dem verstärkten Ausbau solcher Techniken ist angesichts des Trends zum dezentralen Eigenverbrauch sowie u.U. gezielter Anreizsetzungen für Speicherung etc. CWE-weit mittelfristig zu rechnen. Zur Überprüfung der sich hieraus ergebenden Effekte wurde eine um 10% verbesserte Überdeckung von EE-Einspeisung und Last bei der Modellsimulation angenommen.

Im Ergebnis eines verbesserten Matchings werden Maximal- und Minimalwerte der Residuallast abgedämpft – der Verlauf der **Residuallastkurve wird flacher**. In solch einem Szenario verringern sich die Erlöse der Kraftwerke am EoM – 2018 im Beispiel von Option 1 um 1,4% (DE/AT/LU), 0,1% (FR), 2,5% (NL) und 1,7% (BE), 2028 (aufgrund von Vermeidung von dann vermehrt und stärker auftretenden Preisspitzen) sogar um 7,7% (DE/AT/LU), 7,0% (FR), 4,3% (NL) und 7,0% (BE). Der Gesamteffekt ist je Option unterschiedlich ausgeprägt. Bei alleiniger Betrachtung des EoMs (Option 1) sind die Gesamtkosten der Stromerzeugung erwartungsgemäß geringer. Dieser Effekt nimmt über die Zeit zu, da beispielsweise 2028 im stärkeren Ausmaß **Extrempreise** auftreten, deren Dämpfung einen größeren Effekt erzielt, als bei weniger deutlich ausgeprägten Extrempreisen 2018. Existiert hingegen ein umfassender KM, können die Kosten der Bereitstellung konventioneller Energie steigen, falls der KM den Preistrückgang am EoM überkompensiert. In unserer Simulation geschieht dies CWE-weit für das Jahr 2023, während sowohl kurz- als auch langfristig eher mit einer bescheidenen Reduktion der Gesamtkosten gerechnet wird (vgl. Abbildung 27).

⁶⁶ ENTSO-E (2013)

– in € pro MWh –



1. EoM-Base, KM-Entgelte und Prämien für Bereitstellung flexibler Lasten

Abbildung 27: Kostenvergleich Stromerzeugung mit Lastanpassung an EE-Einspeisung

Die durch den Rückgang der Residuallast verminderte Auslastung der Kraftwerke bewirkt die Absenkung der Vollkostendeckungsgrade. Somit wird deutlich, dass die derzeitigen Politikrends in Richtung Energiemanagement-Systeme führen und die absehbare Optimierung des Eigenverbrauchs durch gezieltes **Lastmanagement** perspektivisch zur weiteren Verschlechterung der Wirtschaftlichkeit konventioneller Kraftwerke beiträgt.

Dies weist auf eine grundsätzlich im Kontext der Einführung von Kapazitätsmärkten bestehende **Dilemma-Situation** hin: Beim Versuch, durch ein besseres Matching zwischen Nachfrage und Dargebot ein aus System- und Gesamtkostensicht zunächst wünschenswerte Optimierung vorzunehmen, wird über den Umweg der dann notwendigen Erhöhung möglicher Kapazitätszahlungen zur Kostendeckung des konventionellen Kraftwerksparks unter Umständen wiederum eine Kostenzunahme ausgelöst. Dies bedeutet aus unserer Sicht nicht, dass man aus diesem Grund auf die innovativen Ansätze des verbesserten Ausgleichs verzichten sollte. Wichtig ist nur, dass bei der Gestaltung der Kapazitätsmarktmechanismen diese Wechselwirkung berücksichtigt wird, und die Dynamik der möglichen Entwicklung richtig eingeschätzt wird. Dieses Beispiel unterstreicht noch einmal die Notwendigkeit einer ganzheitlichen Sicht auf alle Mechanismen des Energiemarktes.

5 Einordnung der Ergebnisse in Relation zu etablierten Handlungsfeldern der Energie- und Umweltpolitik

Die Diskussion um Kapazitätsmechanismen muss vor dem Hintergrund der **bereits etablierten Regelungsfelder** der nationalen und europäischen Energie- und Umweltpolitik geführt werden. Diese wurden bereits eingangs in Abbildung 2 illustriert und umfassen im Wesentlichen die Themen **Erneuerbare Energie**, den Europäischen **Handel mit Emissionszertifikaten** für Treibhausgase sowie die Richtlinien zur **Energieeffizienz**, dem **Energiebinnenmarkt** und Regelungen zum verstärkten Ausbau der **Netzinfrastruktur**. Alle diese Themen entwickeln sich dynamisch werden hinsichtlich der Ausrichtung der europäischen Energie- und Umweltpolitik auf das Jahr 2030 in den nächsten Jahren aktiv gestaltet.⁶⁷

Die **Zusammenhänge** zwischen etablierten Handlungsfeldern und den verschiedenen Ausgestaltungsformen von Kapazitätsmärkten werden durch die in Kapitel 4 dargestellten Sensitivitäten beleuchtet. Diese zeigen die Auswirkungen von Parameteränderungen, z.B. dem Preis für CO₂ Zertifikate oder der Zubau-Dynamik von Erneuerbaren Energien, auf den Vollkostendeckungsgrad und die Kosten der Bereitstellung konventioneller Energie. Auf Basis der quantitativen Ergebnisse sind (vgl. Abbildung 20) insbesondere die Regelungsfelder **Emissionshandel und der EE-Ausbau** relevant. Der Ausbau der Grenzübergangskapazitäten in den Übertragungsnetzen (GÜK) sowie nachfrageseitige Themen der Laststeuerung und Energieeffizienz nehmen ebenfalls, jedoch in geringerem Maße, Einfluss auf die Ergebnisse von Kapazitätsmärkten. Die wichtigsten Auswirkungen werden in den folgenden Abschnitten hervorgehoben, ohne Anspruch auf eine vollständige Diskussion aller denkbaren Interdependenzen zu erheben.

Reform des europäischen Handelssystem für Treibhausgas-Emissionszertifikate

Die auf europäischer Ebene diskutierte **Reform des ETS** hat zum Ziel, das durch ein Überangebot an Emissionszertifikaten stark unter Druck geratene Preisniveau (vgl. Abbildung 28) im europäischen Handelssystem (ETS) zu stützen.⁶⁸

– in € pro Tonne –

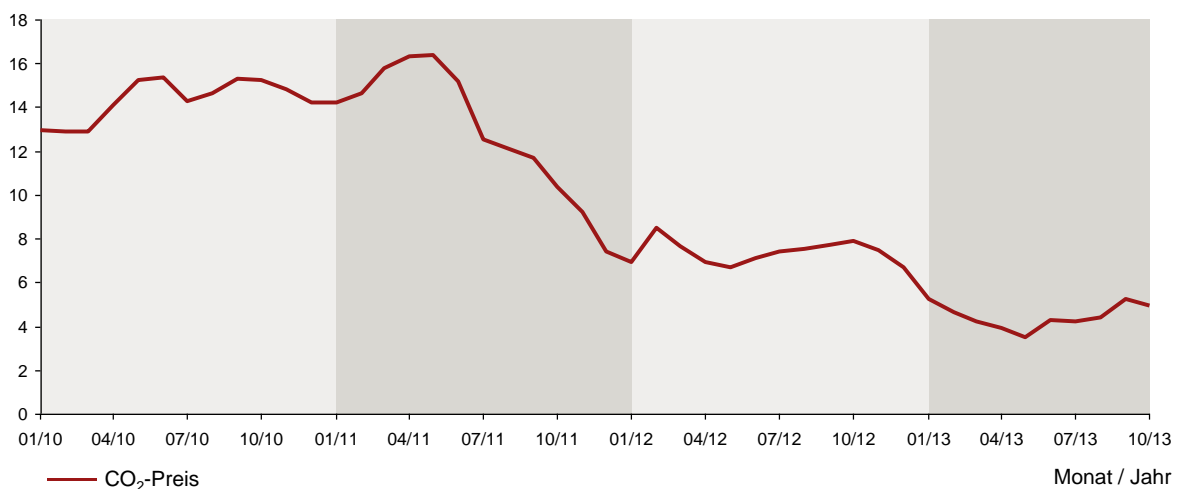


Abbildung 28 : Preisentwicklung ETS Januar 2010 bis Oktober 2013 (Monatsmittelwerte)

Unsere Studie zeigt, dass diese Diskussion auch unter dem **Gesichtspunkt der Versorgungssicherheit** geführt werden sollte. Bei höherem Preisniveau von CO₂-Emissionszertifikaten verbessert sich ten-

⁶⁷ Europäische Kommission (2014)

⁶⁸ Europäische Kommission (November 2012)

denziell die wirtschaftliche Situation von Kraftwerkskapazitäten mit relativ niedrigem bzw. nicht vorhandenem CO₂-Ausstoß (z.B. hocheffiziente Gaskraftwerke, Atomkraftwerke oder Pumpspeicher) relativ zu anderen Marktteilnehmern. Es reduziert sich somit der ggf. notwendige Bedarf an Zusatzeinkommen aus einem Kapazitätsmarkt, um Investitionen in flexible Kraftwerkskapazitäten anzureizen.

Dies beruht auf der Auswirkung des CO₂-Preises auf die **Grenzkosten der Erzeugung** und damit auf die Preisfindung am EoM. Durch die Einpreisung der CO₂-Preise in die Grenzkosten steigt insgesamt das Preisniveau und es kann häufiger zu Situationen kommen, in denen relativ CO₂-arme Erzeuger höhere Deckungsbeiträge Erlösen können, als dies bei niedrigen EoM-Preisen der Fall wäre. Gleichzeitig kann ein strukturell höheres Preisniveau auch zur Verbesserung der Erlöspotenziale von Stromspeichern führen, die ggf. günstigen Windstrom zur Befüllung von Speichern nutzen, um diesen in Phasen der Preissetzung durch konventionelle Kraftwerke (inkl. CO₂-Kosten) vermarkten.

Das im ersten Quartal 2014 beschlossene „**Backloading**“, also die Verlagerung von 900 Mio Tonnen Emissionszertifikaten in spätere Jahre der 3. Allokationsperiode,⁶⁹ kann nach von der EU-Kommission präsentierten Abschätzungen mit einer kurzfristigen Erholung der Preise bis 2015 auf ein Niveau von 14-20 €/t bewirken. Das Preisniveau sinkt dann durch die später wieder auf den Markt kommenden „verschobenen“ Mengen jedoch bis 2020 wieder auf eine Größenordnung von 7-10 €/t.⁷⁰

Diese Abschätzungen sind natürlich von **erheblicher Unsicherheit** hinsichtlich der tatsächlichen Nachfrageentwicklung, sowie den getroffenen Annahmen hinsichtlich der politisch festgelegten, zeitlichen Verteilung der verschobenen Auktionen abhängig. Dennoch wird deutlich, dass auch die bei Umsetzung der Backloading-Beschlüsse zu erwarteten CO₂-Preise noch sehr deutlich unter den in dieser Studie auf Basis des ENTSO-E Vision 3/IEA 450 ppm angenommenen Preisniveau von ca. 32 €/Tonne in 2020 liegen werden.

Die **Sensitivitätsanalyse** zeigt (vgl. Abbildung 21), dass sich auf aktuellem Niveau konstant bleibende CO₂-Preise die von Kraftwerksbetreibern erreichbaren Vollkostendeckungsgrade im CWE-Schnitt um ca. 7 bis 10 Prozentpunkte verringern würde. Angesichts der deutlichen **Differenzierung zwischen den Preiszonen** muss allerdings abgewogen werden, welcher CO₂-Preis für den CWE-Elektrizitätsmarkt am vorteilhaftesten wäre. Hierbei stehen zwei Gesichtspunkte im Fokus: Die Anreizung neuer Kraftwerksbauten, die zur Erhaltung der Versorgungssicherheit kurz- bis mittelfristig erforderlich sind sowie die Ermöglichung der finanziellen Auskömmlichkeit bestehender Kraftwerke.

Bei **neuen Kraftwerksbauten** sind angesichts zunehmender Anforderungen an die Flexibilität konventioneller Kraftwerke insbesondere Gaskraftwerke relevant. Damit es sich lohnt, Gaskraftwerke zu bauen, muss ein möglichst hoher voraussichtlicher Vollkostendeckungsgrad erreicht werden. Dies ist dann gegeben, wenn die CO₂-Preise sich deutlich nach oben entwickeln, so wie von ENTSO-E angenommen. Verbliebe hingegen der CO₂-Preis auf 2013er-Niveau, würde in Deutschland/Österreich/Luxemburg nach unseren Modellberechnungen der Vollkostendeckungsgrad, wie in Abbildung 21 dargestellt, sinken.

Die **Wirtschaftlichkeit der bestehenden Kraftwerke** hingegen wäre in Deutschland/Österreich/Luxemburg eher gesichert, wenn die CO₂-Preise weniger stark steigen als angenommen: 2023 ergibt sich für den Gesamtkraftwerkpark der deutsch-österreichisch-luxemburgischen Preiszone eine um drei Prozentpunkte höherer Vollkostendeckungsgrad, falls die CO₂-Preise von 2013 weiterhin gelten würden (Annahme: kein Kapazitätsmarkt). 2028 sind dies 2,2 Prozentpunkte – ein geringerer Wert als für 2023, da auch bei hohen CO₂-Preisen die Extrempreiseffekte zu einer hohen Vollkostendeckung führen. In Frankreich hingegen würde sich für diesen Fall 2023 die Vollkostendeckung des Gesamtkraftwerkparks von 138% auf 110% verschlechtern (2028: 168% auf 136%). Relativ

⁶⁹ Europäische Kommission, Vertretung in Deutschland (Januar 2014)

⁷⁰ Europäische Kommission (2012)

gesehen wären die Einbußen in Frankreich höher als die Zugewinne in Deutschland, der Nutzenzugewinn in Deutschland erscheint dennoch größer als der Nutzenverlust in Frankreich, weil in Deutschland eine potentiell dramatische Lage abgemildert würde und in Frankreich in beiden Fällen noch ordentliche Gewinne erreichbar scheinen.⁷¹

Somit wäre es zur Sicherung der Wirtschaftlichkeit von Bestandskraftwerken gut, wenn der CO₂-Preis nicht zu stark steigen würde, während zur Stimulierung der Neubauten von Gaskraftwerken ein deutlicher Anstieg wünschenswert wäre. Im Sinne einer ausgewogenen Entwicklung erscheint es sinnvoll, einen Anstieg der CO₂-Preise anzustreben, jedoch nicht auf das Niveau des hier zugrunde liegenden 450 ppm Szenarios der IEA. Sollte sich 2030 durch die von der EU-Kommission geplanten weiteren Eingriffe in das ETS z.B. ein CO₂-Preis von ca. 43 €/t statt der angenommenen 68 €/t ergeben, so ließen sich gemeinsam mit Einführung eines Kapazitätsmarkts in beiderlei Hinsicht (finanzielle Situation und Anreizung neuer Gaskraftwerke) positive Effekte erzielen, wie die Ergebnisse in Abbildung 20 zeigen.

Angesichts der identifizierten signifikanten Auswirkungen des CO₂-Preisniveaus auf den Anreiz von Investitionen in neue emissionsarme Kraftwerkskapazitäten kann insofern **geschlussfolgert** werden, dass die Politik entschiedene Schritte zur mittelfristigen Erreichung eines höheren Preisniveaus für Emissionszertifikate über das jetzt beschlossene Backloading hinaus einleiten sollte.

Harmonisierung des Ausbaus und der Integration Erneuerbarer Energien

Das europaweite Ziel einer Erhöhung des Anteils der Erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch auf 20% im Jahr 2020, wird in der Umsetzung durch die nationalen Politiken der Mitgliedsstaaten verantwortet. Mit dieser subsidiären Herangehensweise reflektiert die Europäische Union den Willen ihrer Mitglieder, muss aber auch in Kauf nehmen, dass eine **Vielzahl unterschiedlicher Anreizsysteme und Geschwindigkeiten** den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Europa kennzeichnen. Abbildung 29 stellt die unterschiedlichen Ziele und Zielerreichungsgrade der Mitgliedsstaaten im Überblick dar. Für 2030 wurde von der Kommission einer Erhöhung des EU-weiten Ziels von 20% in 2020 auf 27% in 2030 vorgeschlagen, allerdings ohne eine Verankerung in national verpflichtenden Zielen wie bis 2020 der Fall, zu fordern.⁷² Es bleibt abzuwarten, in wie weit dieser Vorschlag sich durchsetzen wird.

Der **Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromproduktion** ist der am schnellsten wachsende Bestandteil des europäischen Strommix. Hier wurden in den im Betrachtungsfokus stehenden Ländern in CWE zwischen 2010 und 2012 hohe Wachstumsraten beobachtet, was zu signifikanten Anteilen der Erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung geführt hat. Die volatilen Erneuerbaren Energien Wind und Solar machten dabei den Löwenanteil des Zuwachses aus, auch wenn auf europäischer Ebene die Ausbauziele für Wind nicht erfüllt wurden.⁷³ Bis 2030 erwartet die EU Kommission eine Erhöhung des Erneuerbaren Energieanteils an der Stromerzeugung von derzeit ca. 21% auf 45% in 2030.⁷⁴

⁷¹ Die Diskussion erfolgt exemplarisch anhand Deutschland und Frankreich. Dies erscheint zulässig, da die Situation der Niederlande in abgemilderter Form hier der deutsch-österreichischen ähnelt und die belgische entsprechend mit der der französischen Lage vergleichbar erscheint.

⁷² EU Kommission (Januar 2014)

⁷³ Vgl. Europäische Kommission (März 2013)

⁷⁴ EU Kommission (Januar 2014)

Umfang und Tempo des EE-Ausbaus spielen eine wichtige Rolle für die Entwicklung Großhandelspreise sowie die Laufzeiten der konventionellen Kraftwerkskapazitäten. Dies liegt insbesondere an der Reduktion der Residuallast, welche durch die Abnahmeverpflichtung für Erzeugung aus Erneuerbaren Energien faktisch am Großhandelsmarkt bewirkt wird. Da Wind und PV ohne signifikante Grenzkosten produzieren, sind sie immer „am Markt“ wenn die Sonne scheint bzw. der Wind weht. Sie reduzieren in sonnen- bzw. windreichen Stunden somit die vom konventionellen Kraftwerkpark beliefere „Residual-Nachfrage“ und drücken den erlösbaren Preis.

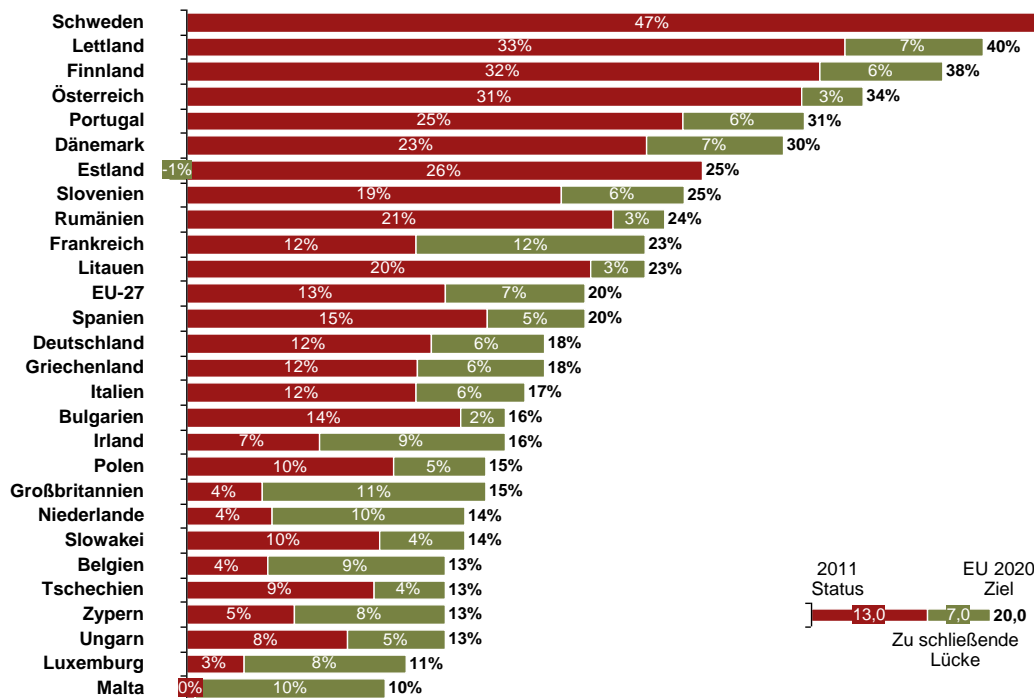


Abbildung 29: Erneuerbare Energieziele 2020 und Zielerreichungsgrad

Die in Kapitel 4, Abbildung 20 dargestellte **Sensitivitätsanalyse** zeigt dies deutlich: Bei einer Erhöhung der Ausbaudynamik um 20% gegenüber dem, auf der Erreichung politischer Zubauziele basierendem, ENTSO-E-Vision-3-Szenario sinkt der EoM-Marktpreis kurzfristig um 7%, mittelfristig ca. 19% und langfristig bis zu 60%, was natürlich signifikante Auswirkungen auf die Deckungsbeiträge der Kraftwerksbetreiber hat. Im Falle einer Entschleunigung des Wachstums um 20% ist mit deutlich höheren Basispreisen und besseren Vollkostendeckungsgraden zu rechnen.

In der derzeitigen Debatte um die politische Unterstützung der Erneuerbaren in Europa stehen häufig Förderhöhen und Ausgestaltungsmerkmale der Fördersysteme im Vordergrund. Aus Sicht unserer Modellergebnisse sollten jedoch insbesondere die Wechselwirkung zwischen der Ausbaugeschwindigkeit und deren Zusammensetzung (d.h. die Balance zwischen Erneuerbaren mit oder ohne Grenzkosten der Erzeugung) und die Vereinbarkeit mit dem **Funktionieren des europäischen Großhandelsmarktes** im Vordergrund stehen.

In der deutschen Debatte ist das Thema teilweise angekommen. Die „**Marktintegration**“ ist eines der Schlagworte im Koalitionsvertrag⁷⁵ bzw. den Eckpunkten zur Umgestaltung des EEGs.⁷⁶ Allerdings halten die bisherigen Vorschläge zumeist an einer Beibehaltung der „Parallelwelten“ EEG und Strom-Großhandelsmarkt fest, indem auch der „Vermarktung“ der EE-Einspeisemengen letztlich die Erträge mittels Marktprämien garantiert werden. Auch hier ist für die Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit des konventionellen Erzeugungsparks und die Kosten der Kapazitätsvorhaltung letztlich vor allem das

⁷⁵ CDU, CSU, SPD (Dezember 2013)

⁷⁶ Bundesregierung (Januar 2014)

Ergebnis der Umgestaltung der erneuerbaren Energieförderung wichtig: Welches Volumen welcher Technologie kommt wann an den Markt?

Die politisch angestrebten **Ausbaukorridore** für diverse Technologien würden den Bedarf an und die Wirtschaftlichkeit von flexibler konventioneller Erzeugung planbarer machen. Eine solche Verstetigung kann eine Reduktion der derzeit herrschenden Unsicherheit bringen und wäre hilfreich für Investitionsentscheidungen. Allerdings werfen Markttrends im Bereich des Eigenverbrauchs (z.B. mittels PV- und KWK-Anlagen) die Frage auf, inwieweit der Staat zukünftig tatsächlich den Ausbau unter Kontrolle halten kann. Die Erfahrung der letzten Jahre zeigt den Akteuren eher, dass politisch determinierte Ausbaukorridore und Zielvorstellungen in der Realität häufig nicht erreicht bzw. übererfüllt werden. Das Risiko der Unter-/Überschätzung des EE-Wachstums wird also letztlich durch die Zielsetzung allein nicht wesentlich kleiner – die Glaubwürdigkeit und Wirksamkeit des Mechanismus ist entscheidend.

Für die **Zeit nach 2020** wird von uns mit einer stärker harmonisierten Regelung der EE-Politik durch die EU-Ebene gerechnet. Bis dahin erscheint es unwahrscheinlich, dass das mit der EE-Direktive von 2009 etablierte politische Zielsystem der Nationalen Aktionspläne bis 2020 im Grundsatz verändert wird. Nichts desto trotz, ist kurzfristig durchaus mit **Versuchen einer verstärkten Koordination** der nationalen Politiken durch die EU im Bereich der Erneuerbaren Energien zu rechnen, um sich ggf. zuspitzende Problemlagen, z.B. die Verfügbarkeit gesicherter Leistung oder die Auswirkungen hoher EE-Einspeisungen in die europäischen Übertragungsnetze, im regionalen Kontext zu lösen.

Es besteht also ein sehr deutlicher Zusammenhang zwischen der **Dynamik und dem Gesamtvolumen** des Zubaus von insbesondere Wind und Solarenergie und der Wirtschaftlichkeit von Investitionen in konventionelle Kraftwerke, der langfristig noch spürbarer wird. Zusammenfassend kann für die Erneuerbare Energiepolitik Folgendes **schlussfolgert** werden:

1. Die Politik muss sich des beschriebenen Zusammenhangs sehr bewusst sein, und sowohl bei Zielsetzungen als auch der Anreizung bzw. Regulierung des Ausbaus Erneuerbarer Energien die Implikationen für den Strommarkt und die dort agierenden konventionellen Kraftwerke explizit berücksichtigen. Erfolgt dies nicht, so erscheint wahrscheinlich, dass zu einem späteren Zeitpunkt kurzfristige Korrekturmaßnahmen zur Wahrung der Versorgungssicherheit ergriffen werden müssen.
2. Somit ist eine regelmäßige Ermittlung sinnvoll, in welcher Höhe konventionelle Kapazitäten zur Abdeckung von Residuallast noch benötigt werden, um zum einen Versorgungssicherheit zu gewährleisten und zum anderen eine finanziell möglichst effiziente Bereitstellung von gesicherter Leistung zu ermöglichen.
3. Der Vorschlag der EU-Kommission, den Ausbau der Erneuerbaren nach 2020 nicht mehr durch national verpflichtende Ziele zu steuern⁷⁷, wirft vor diesem Hintergrund Fragen auf. Aus Sicht der Versorgungssicherheit erscheint eher ein Mehr an Planbarkeit und Koordination beim Ausbau der Erneuerbaren Energien zielführend.

Nachfrageseitige Maßnahmen

Die Wichtigkeit nachfrageseitiger Maßnahmen wurde durch die EU im Rahmen der Energieeffizienzrichtlinie⁷⁸ von 2012 und zuletzt in den im November 2013 veröffentlichten Leitlinien zur Durchführung der Richtlinie⁷⁹ betont. Demnach soll Artikel 15 der Energieeffizienzrichtlinie:

„[...] nachfrageseitigen Ressourcen, vor allem der Laststeuerung (Demand Response), hinsichtlich der Teilnahme an den Großhandels- und Einzelhandelsmärkten die gleiche Ausgangslage wie der Versorgerseite verschaffen. Insbesondere werden der Zugang und die Teilnahme von Laststeuerungs-

⁷⁷ EU Kommission (Januar 2014)

⁷⁸ Europäische Union (2012)

⁷⁹ Europäische Kommission (November 2013)

Dienstleistern an den Märkten für Ausgleichsleistungen, Reservedienste und andere Systemdienste gefördert.“

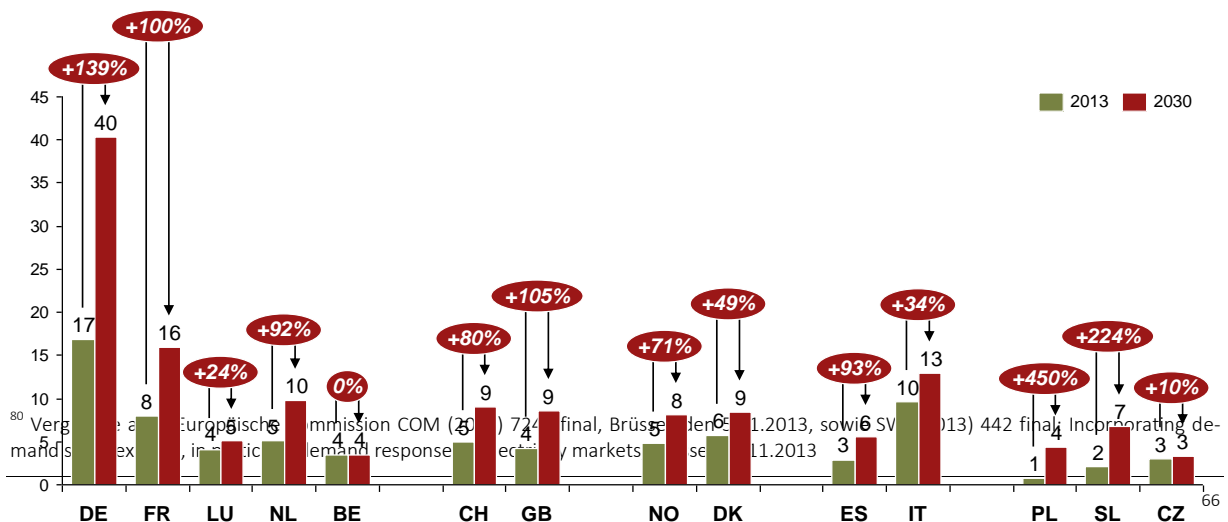
Diese Regelungen müssen von den Mitgliedsstaaten bis zum 5. Juni 2014 in nationale Gesetzgebung umgesetzt werden und sind folglich von **hoher aktueller Relevanz**. Auch die in einigen Ländern zunehmend scharf geführte Debatte um die Kostenbelastung der Verbraucher trägt zum erhöhten Fokus der Politik auf nachfrageseitige Maßnahmen bei, da hier noch erhebliche **Potenziale zur Kostensenkung** vermutet werden. So spricht die Kommission von einem Reduktionspotenzial der Spitzenlast um bis zu 60 GW in Europa. Zur Realisierung dieses Potenzials müssen nach dem Willen der EU die derzeit noch unzureichend genutzten Maßnahmen von abschaltbaren industriellen Lasten bis hin zur preisgesteuerten Lastverlagerung von Endkundennachfrage in Zeiten mit hohem EE-Dargebot verstärkt angewandt werden.⁸⁰

Es ist also in absehbarer Zukunft mit verstärkter Förderung **nachfrageseitiger Maßnahmen** zu rechnen, die Last und EE-Einspeisung in bessere Übereinstimmung bringen. Falls kein Kapazitätsmarkt vorliegt, würde dies bei Gelingen die Kosten der konventionellen Energieerzeugung reduzieren. Mit Kapazitätsmarkt könnten diese Kosten jedoch auch steigen.

Die **finanzielle Situation der Kraftwerke** verändert sich dabei in Abhängigkeit vom herrschenden Markt-design. Im Falle eines reinen EoM verschlechtert sich die Position der Kraftwerke eindeutig aufgrund des Rückgangs der Stunden mit Preisspitzen und der insgesamt rückläufigen Nachfrage. Existiert ein umfassender Kapazitätsmarkt, so sind die sich einstellenden Effekte weniger eindeutig, da ein Teil der Erlösausfälle am EoM durch höhere Kapazitätszahlungen kompensiert würde. Allerdings ließe sich für den Fall der Lastanpassung feststellen, dass der Kapazitätsbedarf im Vergleich zum Fall keiner Lastanpassung geringer sein sollte. Würde dies berücksichtigt, erscheint es wahrscheinlich, dass grundsätzlich für den Fall einer Lastanpassung in ausreichendem Umfang geringere Gesamtkosten der konventionellen Stromerzeugung entstünden und sich gleichzeitig die Kostendeckungssituation für Kraftwerke verschlechtern würde.

Somit kann **geschlussfolgert** werden, dass:

1. die jeweiligen „**Nebenwirkungen**“ **nachfrageseitiger Maßnahmen** auf die Kostendeckungssituation für Betreiber der konventionellen Kraftwerke sowohl bei der Ausgestaltung von Politikinstrumenten der Energieeffizienz als auch bei der Parametrisierung möglicher Kapazitätsmechanismen berücksichtigt werden müssen
2. zu diesem Zwecke eine **verbesserte Transparenz** hinsichtlich der CWE- bzw. der europaweit erschließbaren nachfrageseitigen Potenziale und deren Kosten geschaffen werden muss
3. Kraftwerksbetreiber ihr Geschäftsmodell im Hinblick auf **nachfrageseitige Maßnahmen anpassen** – in GW –



sollten, um ihr Ertragsrisiko auf Seiten der konventionellen Erzeugung zumindest teilweise auszugleichen.

Ausbau von Grenzübergangskapazitäten

Eine hohe Verfügbarkeit von **Grenzübergangskapazitäten ist Grundvoraussetzung** für den CWE-weiten Ausgleich von physischen und wirtschaftlichen Stromflüssen. Abbildung 30 illustriert den im Vergleich zu anderen Regionen Europas bereits recht hohen Bestand an GÜK in CWE.

Abbildung 30: Annahmen des Zubaus nach ENTSO-E Vision-3-Szenario⁸¹

Der von ENTSO-E für den betrachteten Zeitraum für die CWE-Länder angenommene **Ausbau der GÜK** ist zwar in Summe ebenfalls hoch, aber ein wesentlicher Teil dieses Ausbaus wird an den CWE-Außengrenzen stattfinden. So steigen, wie in Tabelle 7 dargestellt, die GÜK zwischen Frankreich und Deutschland im betrachteten Zeitraum nur um 47%, obwohl beide Länder die Grenzübergangskapazitäten an ihren Außengrenzen insgesamt mehr als verdoppeln. Auch zwischen den Niederlanden und Deutschland wird seitens ENTSO-E nur von einem Zubau um 22% ausgegangen. Somit bleibt der CWE-interne Ausbau vergleichsweise gering, was die in Kapitel 4.2. dargestellte, relativ geringe Sensitivität der Modellergebnisse auf den weiteren Ausbau der GÜK innerhalb von CWE erklärt.

Grenzübergangskapazitäten CWE

in MW

2013					2030				
nach/von	DE-AT-LU	FR	NL	BE	nach/von	DE-AT-LU	FR	NL	BE
DE-AT-LU	-	3000	3800	0	DE-AT-LU	-	4400	4640	0
FR	3000	-	0	3400	FR	4400	-	0	3400
NL	3800	0	-	2400	NL	4640	0	-	2400
BE	0	2300	2400	-	BE	0	2300	2400	-

Tabelle 7: Veränderung der Grenzübergangskapazitäten innerhalb CWE zwischen 2013 und 2030

Die relative Bedeutung zusätzlicher GÜK für die Effizienz von Marktergebnissen auf den Strom- und Kapazitätsmärkten **außerhalb CWEs** dürfte höher sein. Die dort teilweise von ENTSO-E erwartete Dynamik des Ausbaus (z.B. Polen, Slowenien, aber auch Schweiz und Großbritannien) kann durch die jeweiligen Verbindungen mit CWE auch Einfluss auf die Marktergebnisse in CWE nehmen. Zur Abbildung dieser Effekte ist aber letztlich eine komplette Modellierung aller verbundenen Energiemärkte und Kapazitätsmarkt-Optionen notwendig, die im Rahmen dieser Untersuchung nicht geleistet wurde.

Durch eine **verstärkte gesamteuropäische Vernetzung** zwischen Ländern mit unterschiedlichen Verbrauchsprofilen kann perspektivisch auch mit zunehmenden Pooling-Effekten gerechnet werden. Diese sind, wie in Abbildung 30 gezeigt, zwischen den direkt benachbarten Ländern wie Frankreich nicht signifikant. Erhöht sich aber die gesamteuropäische Vernetzung von klimatisch und hinsichtlich des Verbraucherverhaltens stärker differenzierten Märkten, dann können positive Pooling-Effekte auftreten.

Damit bleibt die weitere **systematische Erhöhung der Übertragungskapazitäten** ein wichtiges Kernfeld für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Europa, auch wenn die in dieser Studie untersuchten Auswirkungen des internen Ausbaus⁸² des bereits relativ eng vernetzten CWE-Übertragungsnetzes auf die Marktergebnisse relativ gering sind. Bereits ein Netzausbau auf dem für

⁸¹ Quelle: Entso-E SOAF 2013-2030 Data Set Vision 3

⁸² Die möglichen Effekte einer Erhöhung der Übertragungskapazitäten an den CWE Außengrenzen wurden im Modell wie in Abschnitt 3 dargestellt, nicht betrachtet und stellen eine mögliche Erweiterung des Analyse Rahmens dar.

CWE intern angenommenen Niveau wird aufgrund zahlreicher möglicher Planungs- und Bauverzögerungen durch lokale Widerstände volle politische Unterstützung benötigen.

Zusammenfassend lässt sich **schlussfolgern**, dass:

1. Die in der Studie beobachteten geringen Auswirkungen einer Veränderung der GÜK auf die Marktergebnisse durch den **Studienfokus** auf das bereits vergleichsweise gut verbundene CWE bedingt sind
2. Bei einer Betrachtung des **gesamteuropäischen** Rahmens der Einfluss der verfügbaren GÜK auf die Strom und ggf. Kapazitätsmärkte wahrscheinlich deutlich höher wäre
3. Die **politische Absicherung** des geplanten Ausbaus von GÜK eine wichtige Grundvoraussetzung für das Funktionieren der Strommärkte und ggf. der integrierten Kapazitätsmärkte darstellt.

6 Handlungsempfehlungen für politische Entscheider

Dieses Kapitel greift die Ausgangsfragestellung nach internationaler Koordination bei Kapazitätsmärkten vor dem Hintergrund der in Kapitel 4 und 5 dargestellten Modellierungsergebnisse wieder auf und leitet Handlungsempfehlungen für die Kernfragen politischer Entscheider ab.

Besteht Handlungsbedarf?

Die erste politische Frage, ob ein Kapazitätsmarkt nun notwendig ist oder nicht, stand nicht im Analysefokus dieser Studie. Prinzipiell erscheint der Energiemarkt in Europa in der Lage zu sein, für Investitionssignale zu sorgen, die ein langfristig ausreichendes Kapazitätsangebot an gesicherter Leistung herstellen. Allerdings wäre hierzu in Zukunft ein mit zunehmender Knappheit gesicherter Kraftwerkskapazitäten einhergehendes häufigeres Auftreten extremer Preisspitzen nötig (vgl. Kapitel 1.1.). Falls die Politik jedoch nicht bereit ist, die mit der Ausbildung von Knappheit und häufigeren Preisspitzen einhergehende öffentliche Diskussion um „Beinahe-Blackouts“ zu führen, besteht **politischer Handlungsbedarf**, um alternative Wege zur Absicherung von Investitionen in flexible Kapazitäten zu definieren. Dass dieser Handlungsbedarf offensichtlich derzeit entsteht, lässt sich an den Stilllegungsverboten für Kraftwerke in Süddeutschland und den konkreten Vorbereitungen für die Einführung eines Kapazitätsmarktes in Frankreich ablesen. Ganz offensichtlich will die Politik eben nicht auf Marktsignale warten, um Investitionen in neue Kraftwerke bzw. den Erhalt bestehender Kapazitäten anzureizen. Auch für Unternehmen besteht Handlungsbedarf: die Wirtschaftlichkeitssituation der konventionellen Kraftwerke insbesondere in Deutschland und den Niederlanden erlaubt zumeist keine Vollkostendeckung, während die in Frankreich und Belgien installierten Erzeugungskapazitäten vor wesentlich geringeren wirtschaftlichen Problemen stehen.

Wer ist zuständig und was soll derjenige tun?

Tabelle 8 greift den in Kapitel 3.1. eingeführten Analyserahmen auf und stellt eine Fortentwicklung der Kapazitätsmarktdiskussion dar, die auf Basis der Studienergebnisse empfehlenswert erscheint.

Inhaltliche Reichweite der Koordination		Koordinierende Akteure		
		EU/ supranationale Institution	Mehrere Staaten	Einzelner Staat
Laissez Faire		EU regelt nicht	Staaten/ CWE agieren unabgestimmt, ggf. als Reaktion aufeinander	Staat agiert im Alleingang, ggf. als Reaktion auf Nachbarstaat/en 0
Level Playing Field		EU setzt europaweit gültigen Rahmen ¹ 0	Staaten/ CWE setzen bi-/ multilateralen Rahmen ¹	1
Synchronisation		EU koordiniert Teilbereiche ² 1	Staaten/ CWE koordinieren Teilbereiche ² 2	
Vereinheitlichung	Ein Mechanismus für alle	EU führt einheitlichen Kapazitätsmechanismus ein 3	Staaten/ CWE einigen sich auf einheitlichen Kapazitätsmechanismus 3	1
	Kein Mechanismus	EU untersagt Kapazitätsmechanismus in allen Märkten	Staaten/ CWE einigen sich auf gegenseitigen Verzicht 3	

Prinzipiell mögliche Kombination

1. Zum Beispiel grundsätzliche Marktregeln zur Integration und Koordination Grenzkuppelstellenausbau

2. Zum Beispiel zusätzlich zu 1. Festlegung EE-Ausbaukorridore nach Land, Abstimmung bei Parametrisierung der Kapazitätsmechanismen, etc.

Tabelle 8: Mögliche Fortentwicklung der Kapazitätsmarktdiskussion im koordinierten Rahmen

Zunächst ist zu sagen, dass die EU bereits die Phase des „Laissez-faire“ verlassen hat, und durch die Definition von Bedingungen für die Einführung von Kapazitätsmechanismen unter **Rahmenvorgaben unter Beihilfe-Gesichtspunkten** - ganz im Sinne eines „Level Playing Fields“ - gemacht hat. Eine völlig autarke, nationale Einführung von Kapazitätsmechanismen in CWE ist also schon aus dem Grund dieser EU-Rahmensetzung nicht mehr möglich. Gleichzeitig weisen die vorgelegten Studienergebnisse darauf hin, dass letztlich jede Form von Kapazitätsmechanismus zu erheblichen **Verteilungsfragen**, nicht nur zwischen Stromverbrauchern und Kraftwerksbetreibern, sondern auch zwischen den Volkswirtschaften der Länder führt: Es gibt im integrierten Energiemarkt keine autarke Strategie. Jede nationale Entscheidung beeinflusst das Strompreisniveau und letztlich die Versorgungssicherheit und damit wiederum die energiepolitischen Strategien der Nachbarn.

Vor dem Hintergrund der Studienergebnisse empfehlen sich **integrierte und homogene, umfassende Kapazitätsmärkte dezentraler Ausprägung zudem als die effizientere Ausgestaltungs- und Koordinationsform**. Heterogene und autarke Kapazitätsmärkte, wie sie derzeit im Entstehen sind, führen zu kostspieligeren Lösungen, da eine CWE-weite Optimierung des Kraftwerkseinsatzes ausbleibt. Folglich sollten die Staaten ihre Ausgangsposition (in der Tabelle mit „0“ gekennzeichnet) verlassen, und zumindest CWE-weit in eine länderübergreifende Koordination eintreten.

Aufgrund der jeweils **spezifischen Ausgangssituation** bezüglich der Zusammensetzung des Kraftwerksparks sowie **unterschiedlicher Entwicklungsdynamiken** bei EE-Ausbau und Lastentwicklung treten jedoch auch bei einheitlichen Kapazitätsmarktdesigns je Preiszone deutlich unterschiedliche Effekte auf. Dies betrifft sowohl das Preisniveau als auch den Vollkostendeckungsgrad der Kraftwerke. Daraus folgt für die Politik, dass eine isolierte Betrachtung des Themas Kapazitätsmärkte weder national noch international sinnvoll ist, sondern ein **ganzheitlicher Regelungsansatz** über mehrere Bereiche der Umwelt- und Energiepolitik gefragt ist. Dies führt uns zu der Schlussfolgerung, dass eine reine Rahmensetzung im Sinne es „Level playing field“ auf Dauer zu schwach ist und zumindest eine **Synchronisation** elementarer Fragen der Ausgestaltung und Parametrisierung von Kapazitätsmärkten vorgenommen werden muss. Diese Synchronisation (in der Tabelle mit „1“ gekennzeichnet) muss sowohl zwischen den Ländern als auch in Kooperation mit der EU geschehen. Zentrale Themen der Synchronisation wie CO₂-Preise und EE-Ausbau unterliegen dem Mandat der EU und sind deswegen rein bi- oder multilateral nur schwer zu koordinieren. Gleichzeitig sind bilateral regelbare Themen, z.B. die Modalitäten der gegenseitige Teilnahme am Handel bzw. die Beschleunigung des GÜK-Ausbaus, auch Felder, die subsidiär geregelt werden können.

Die Einführung eines **einheitlichen Kapazitätsmechanismus** wie auf Basis der Studie empfohlen, erscheint zunächst, wenn überhaupt, dann nur auf CWE Ebene („2“) machbar zu sein. Eine EU-weite, harmonisierte Einführung könnte prinzipiell zwar weitere Effizienzvorteile bringen, die Komplexität der Einführung und die noch weitergehende Heterogenität der Ausgangslagen erfordert aber wesentlich umfassendere Studien um die Vorteilhaftigkeit zu belegen. Dennoch könnte ein harmonisierter Kapazitätsmarkt in CWE im Sinne einer späteren Fortentwicklung („3“) auch der Nukleus eines europaweiten Systems werden. Gleichmaßen wäre denkbar, dass sich mittelfristig durch eine Häufung von Knappheitspreisen am EoM bzw. aufgrund eines vollzogenen Strukturwandels der Kapazitäten der Kapazitätsmarkt als solcher unnötig wird und im gegenseitigen Einvernehmen eingestellt wird.

Was muss / kann unmittelbar geschehen?

Insgesamt braucht das komplexe Thema der Versorgungssicherheit **breit angelegte, langfristige Lösungen auf länderübergreifender bzw. europäischer Ebene**, keine Schnellschüsse und nationale Alleingän-

ge. Dies wirksam in die politische Diskussion einzubringen und letztlich umzusetzen, ist eine der Kernherausforderungen der Energiepolitik in Deutschland und Europa.

Das **Zeitfenster** hierfür ist jetzt. Keinesfalls sollte die Bewältigung der Herausforderungen hinausgezögert werden. Aufgrund der relativ langfristigen Investitionszeiten und mehrjährigen Planungsprozesse sind die Auswirkungen unterlassener politischer Weichenstellung heute erst mittel- bzw. langfristig spürbar. Sie sind dann aber nicht kurzfristig reversibel. Verantwortliche Politik geht diese komplexen Fragestellungen heute an und definiert die **notwendigen Rahmensetzungen bis 2030 und darüber hinaus**, so dass Investoren und Verbraucher die richtigen Entscheidungen zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit unter vertretbarem Risiko treffen können.

Folgende **Interdependenzen** sind insbesondere relevant und sollten von der Politik mit hoher Priorität und im Zusammenhang miteinander bearbeitet werden:

1. Der **GHG-Emissionszertifikatehandel** ist zwar ein Instrument des Klimaschutzes, muss aber auch hinsichtlich seiner **Anreizwirkung für Investitionen in Versorgungssicherheit** verstanden werden. Dies ist bei der Diskussion um die weitere Reform des ETS jenseits des Backloading zu berücksichtigen.
2. Der **EE-Ausbau** sollte verstärkt mit Blick auf die Systemintegration im Sinne einer Verbesserung der Gleichzeitigkeit von Einspeisung und Last ausgerichtet werden und weniger auf die maximale Geschwindigkeit in der Erreichung von MW-Ausbauzielen fokussieren. Dabei ist zu berücksichtigen, dass jede Verbesserung der Gleichzeitigkeit wiederum zu Erlösrückgängen für bestehende Kraftwerke mit gesicherter Leistung führen kann. Hier kann die Politik durch die **Definition und Einhaltung realistischer Ausbaukorridore für Erneuerbare Energien** die Planungssicherheit wesentlich erhöhen.
3. Der vorgesehene **Ausbau der Grenzübergangskapazitäten** entlang der von ENTSO-E Vision 3 dargelegten Größenordnung ist eine wesentliche Annahme für die Erreichung effizienter Ergebnisse auf den Strom- und Kapazitätsmärkten. Aufgabe der Politik ist es, den **geplanten Ausbau politisch abzusichern** und mit hohem Nachdruck zu verfolgen.
4. Auf Seiten der Stromnachfrage stehen neben der Erhöhung der **Energieeffizienz** gezielt auch die Themen der **Nachfrageflexibilisierung** in Reaktion auf Starklast sowie auf hohe Einspeisung von Erneuerbaren anzugehen. Diese Felder tragen erheblich zur Kostensenkung für die Endverbraucher bei. Gleichzeitig sind die damit verbundenen negativen Wechselwirkungen hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit von gesicherter Kraftwerksleistung zu berücksichtigen. Ähnlich wie beim EE-Ausbau, braucht es auch hier ein verbessertes Verständnis der Potenziale sowie eine verbesserte Planbarkeit der Realisierung durch explizite Setzung angestrebter Entwicklungspfade.

Die **hohe Komplexität** der Zusammenhänge darf nicht zur Entschuldigung für Passivität werden. Vielmehr müssen die Zusammenhänge und erwarteten Effekte zwischen den Preiszonen in umfassenderer Form als hier vorgelegt untersucht und verstanden werden. Hierfür empfiehlt sich - zumindest – ein Fokus auf die **bilaterale Interdependenz zwischen Frankreich und Deutschland**, da zwischen diesen beiden Märkten die größten Verwerfungen bestehen. Eine **europäische Perspektive** über den hier betrachteten Ausschnitt CWE hinaus wäre ebenfalls sehr wünschenswert, da letztlich das Gesamtsystem auch den Gesamteffekt auf Preisniveau und Investitionsaussichten bestimmt.

7 Anhang

Detaillierung Wirkmechanismen

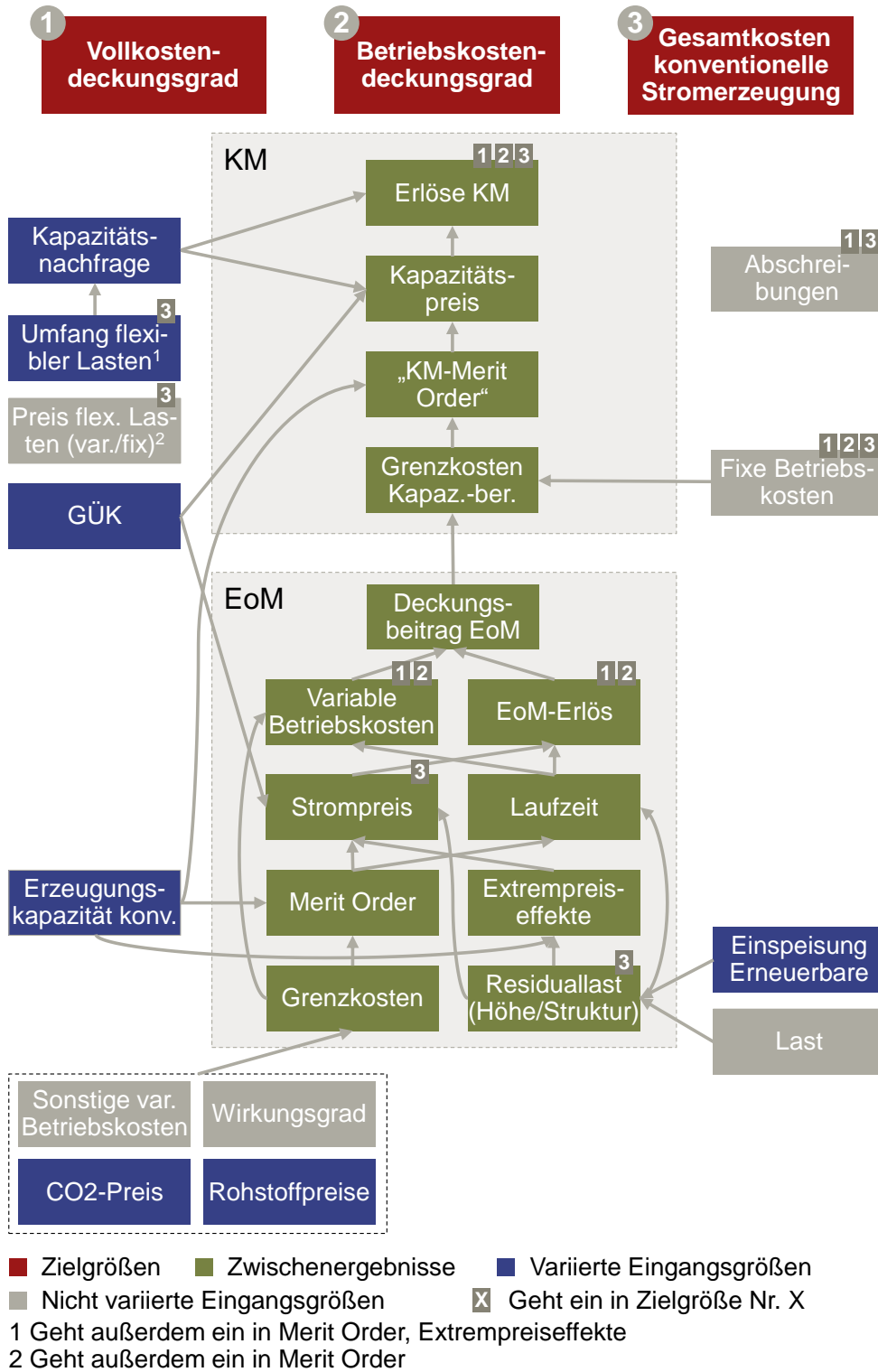
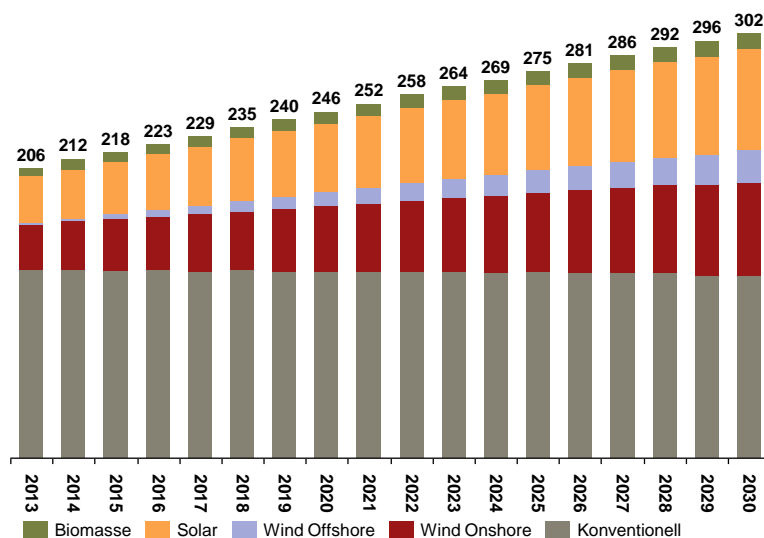


Abbildung 31: Wirkzusammenhänge am Energy-only- und Kapazitätsmarkt (ausführliche Version)

Annahmen zur Entwicklung Kraftwerkpark je Preiszone

Zukünftiger Kraftwerkspark Gesamt – DE/AT/LU (in GW installierte Leistung)

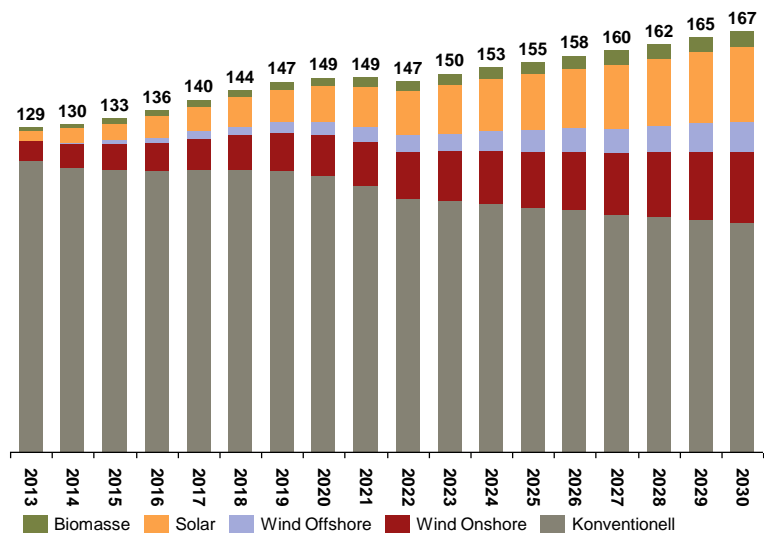


Quelle: ENTSO-E, A.T. Kearney

Beschreibung

- Verdoppelung der Wind Onshore Kapazitäten von 33 GW in 2013 auf 66 GW in 2030
- Zubau von etwa 23 GW Wind Offshore bis 2030
- Mehr als Verdoppelung der Photovoltaik-Kapazitäten von 33 GW in 2013 auf 72 GW in 2030
- Ausbau der Biomasse-Stromerzeugung von 6 GW auf über 11 GW in 2030

Zukünftiger Kraftwerkspark Gesamt – FR (in GW installierte Leistung)



Quelle: ENTSO-E, A.T. Kearney

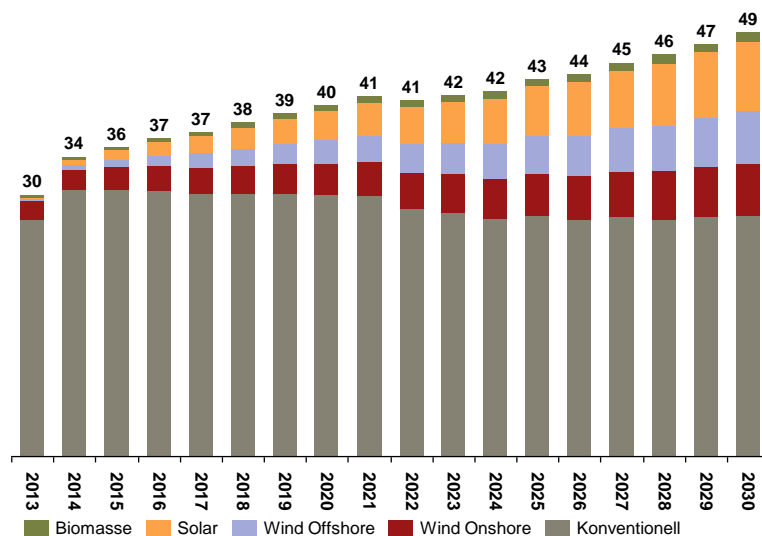
Beschreibung

- Zubau von 20 GW Wind Onshore Anlagen und somit mehr als Verdreifung der bereits in 2013 installierten Kapazität
- Zubau von etwa 12 GW Wind Offshore bis 2030
- Beinahe Verzehnfachung der Photovoltaik-Kapazitäten von 3,7 GW in 2013 auf 30 GW in 2030
- Ausbau der Biomasse-Stromerzeugung von 1,3 GW auf über 6 GW in 2030

Änderung in der Überschrift: Kraftwerkspark

Dito in folgenden Slides

Zukünftiger Kraftwerkspark Gesamt – NL (in GW installierte Leistung)

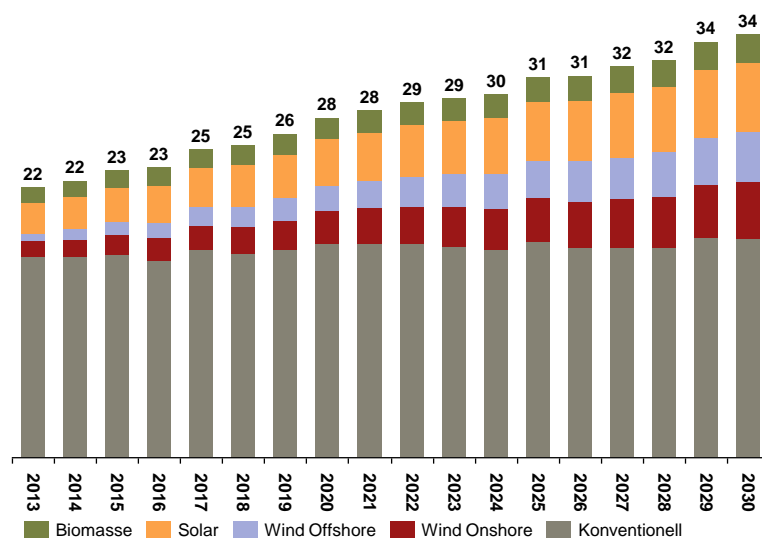


Beschreibung

- Verdreifachung der installierten Wind Onshore Kapazitäten von 2 GW in 2013 auf 6 GW in 2030
- Zubau von etwa 6 GW Wind Offshore bis 2030
- Zubau von 8 GW Photovoltaik-Kapazitäten bis 2030 (aktuell installierte Leistung < 1 GW)
- Ausbau der Biomasse-Stromerzeugung von 0,3 GW auf etwa 1 GW in 2030

Quelle: ENTSO-E, A.T. Kearney

Zukünftiger Kraftwerkspark Gesamt – BE (in GW installierte Leistung)



Beschreibung

- Ausbau der Wind Onshore Kapazitäten von 1,2 GW in 2013 auf 4,5 GW in 2030
- Installierte Wind Offshore Kapazitäten in 2030 von 4 GW (aktuell 0,7 GW)
- Mehr als Verdoppelung der Photovoltaik-Kapazitäten von 2,4 GW in 2013 auf 5,7 GW in 2030
- Ausbau der Biomasse-Stromerzeugung von 1,3 GW auf etwa 2,3 GW in 2030

Quelle: ENTSO-E, A.T. Kearney

8 Quellenverzeichnis

Agora Energiewende (März 2013): Kapazitätsmarkt oder strategische Reserve: Was ist der nächste Schritt? Eine Übersicht über die in der Diskussion befindlichen Modelle zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland

BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung (September 2011): Kapazitätsmarkt. Rahmenbedingungen, Notwendigkeit und Eckpunkte einer Ausgestaltung. Im Auftrag von: Bundesverband Neuer Energieanbieter e.V. (bne)

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)/ Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW)/ Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) et. al. (Mai 2013): Märkte stärken, Versorgung sichern, Fachdialog Strategische Reserve.

Bundesnetzagentur (Februar 2013): Kraftwerksliste Bundesnetzagentur zum erwarteten Zu- und Rückbau 2013 bis 2015, Stand 01.02.2013.

Bundesregierung (Januar 2014): Eckpunkte für die Reform des EEG, Berlin 21.1.2014

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) (September 2013): Der Weg zu neuen marktlichen Strukturen für das Gelingen der Energiewende. Handlungsoptionen für die Politik.

CDU, CSU, SPD (Dezember 2013): Deutschlands Zukunft gestalten, Koalitionsvertrag der CDU, CSU und SPD

Clingendael International Energy Programme (November 2012): Capacity Mechanism in Northwest Europe. Between a Rock and a Hard Place?

Consentec (Februar 2012): Versorgungssicherheit effizient gestalten – Erforderlichkeit, mögliche Ausgestaltung und Bewertung von Kapazitätsmechanismen in Deutschland. Im Auftrag von: EnBW AG.

Consentec (September 2012): Praktikabel umsetzbare Ausgestaltung einer Strategischen Reserve. Im Auftrag von: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW).

Consentec (Februar 2013): Bildung von Kapazitätsmärkten und strategischen Reserven, Abschaltung von Industrieanlagen und Stilllegungsverbote als erforderliche Abstützung der Energiewende. Workshop zum Recht der Erneuerbaren Energien.

Consentec / Frontier Economics (August 2013): Kapazitätsmechanismen – Betrachtung der europäischen Dimension. Basierend auf einem Workshop mit der UAG „Kapazitätsmechanismen“ im BDEW.

Cramton, P./ Ockenfels, A. (Mai 2011): Economics and design of capacity markets for the power sector. Im Auftrag von: RWE AG

Cremer, C. (2013): Vorschlag für ein Marktdesign der privatisierten Leistungsversorgung. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 63. Jg. 2013, Heft 1/2.

Deutsche Energie-Agentur (DENA) (November 2010): Dena-Netzstudie II – Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025. Zusammenfassung wesentlicher Ergebnisse der Projektsteuergruppe.

Düsseldorfer Institut für Wettbewerbsökonomie (DICE) (2011): Vor- und Nachteile alternativer Kapazitätsmechanismen in Deutschland. Eine Untersuchung alternativer Strommarktsysteme im Kontext europäischer Marktkonvergenz und erneuerbarer Energien. Im Auftrag von: RWE AG.

Ecofys Germany, (Juni 2012): Notwendigkeit und Ausgestaltungsmöglichkeiten eines Kapazitätsmechanismus für Deutschland. Zwischenbericht. Im Auftrag von: Umweltbundesamt (UBA).

- Ecofys Germany, (September 2012):** Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen. Endbericht. Im Auftrag von: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW).
- Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) (März 2012):** Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign. Im Auftrag von: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi).
- enervis energy advisors / BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung (März 2013):** Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland. Im Auftrag von: Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU).
- European Network of Transmission System Operators for Electricity, ENTSO-E (2013):** Scenario Outlook and adequacy forecast 2013-2030. Inkl. Datenbank.
- Eurelectric (2011):** RES Integration and Market Design: Are Capacity Remuneration Mechanisms needed to ensure generation adequacy?
- Europäische Kommission (2012):** Proportionate Impact Assessment, Draft Staff Working Paper, Brüssel 2012
- Europäische Kommission (November 2012):** Die Lage des CO₂-Marktes in der EU im Jahr 2012, Brüssel, 14.11.2012, COM(2012) 652 final
- Europäische Kommission (März 2013):** Fortschrittsbericht „Erneuerbare Energien“, COM(2013) 175 final, Brüssel 27.3.2013
- Europäische Kommission (November 2013-2):** Vollendung des Elektrizitätsbinnenmarktes und optimale Nutzung staatlicher Interventionen C(2013) 7243 final, Brüssel 5.11.2013
- Europäische Kommission (November 2013):** Durchführung der Energieeffizienzrichtlinie – Leitlinien der Kommission. COM(2013) 762 final. Brüssel, den 6.11.2013
- Europäische Kommission DG Wettbewerb (Dezember 2013):** Entwurf der Leitlinien für staatliche Umwelt- und Energiebeihilfen 2014-2020. Entwurf vom 18.12.2013.
- Europäische Kommission, Vertretung in Deutschland (Januar 2014):** "Backloading" beschlossen: EU stärkt Handel mit CO₂-Emissionen, 9.1.2014
- Europäische Kommission (Januar 2014):** COM 2014/15: Ein Rahmen für die Klima- und Energiepolitik im Zeitraum 2020-2030, 22.1.2014
- Europäische Union (2012):** Richtlinie 2012/27/EU zur Energieeffizienz. 25. Oktober 2012
- Fortum (Juni 2012):** Quantitative assessment for a European capacity market.
- Fraunhofer ISI und Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft (Fraunhofer & FfE, August 2013):** Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland. Im Auftrag der Agora Energiewende.
- Frontier Economics (Juli 2011):** Anwendungspraxis von Kapazitätsmechanismen. Ausgangslage in Deutschland und internationale Erfahrung. Im Auftrag von: RWE AG.
- International Energy Agency, IEA (2012):** World Energy Outlook 2012
- IZES – Institut für ZukunftsEnergieSysteme (Dezember 2012):** Kompassstudie Marktdesign. Leitideen für ein Design eines Stromsystems mit hohem Anteil fluktuierender Erneuerbarer Energien. Im Auftrag von: Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE)/ Greenpeace Energy eG.

LBD-Beratungsgesellschaft (November 2011): Energiewirtschaftliche Erfordernisse zur Ausgestaltung des Marktdesigns für einen Kapazitätsmarkt Strom. Im Auftrag von: Umweltministerium des Landes Baden-Württemberg.

Maurer, C./ Tersteegen, B./ Jasper, J. (2012): Kapazitätsmechanismen in Deutschland und Europa: Wann gibt es wirklich einen Bedarf? In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 62. Jg. 2012, Heft 3.

Öko-Institut / LBD Beratungsgesellschaft mbH/ RAUE LLP (Oktober 2012): Fokussierte Kapazitätsmärkte. Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem. Im Auftrag von: Umweltstiftung WWF Deutschland.

r2b energy consulting (März 2012): Einführung einer strategischen Reserve – Vorschlag zu Eckpunkten einer strategischen Reserve. Vortrag von Markus Peek und Prof. Dr. Felix Müsgens in Berlin am 30.3.2012.

r2b energy consulting (Dezember 2012): Ziele und Ausgestaltung einer Strategischen Reserve - Eckpunktepapier.

PLATTS (2013): UDI World electric power plants database. Europe.

Poignant Serge, Sido Bruno (2010): La maîtrise de la pointe électrique La documentation française (= Rapport Poignant - Sido du groupe de travail ; cadre : feuille de route énergétique de la France présentée le 3 juin 2009) ; Ministère de l'écologie, de l'énergie, du développement durable et de la mer ; Ed : Ministère de l'écologie, de l'énergie, du développement durable et de la mer ; Avril 2010

Reservekraftwerksverordnung vom 27. Juni 2013 (BGBl. I S. 1947). Verordnung zur Regelung des Verfahrens der Beschaffung einer Netzreserve sowie zur Regelung des Umgangs mit geplanten Stilllegungen von Energieerzeugungsanlagen zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems.

Réseau de transport d'électricité (RTE) (Sept. 2013): Mécanisme de capacité. Rapport d'accompagnement du projet de règles sur la mise en œuvre de l'obligation de capacité.

Réseau de transport d'électricité (RTE) (undated): A capacity market in France. Available at www.elia

Verband der Elektrotechnik (VDE) (Juni 2012): Demand Side Integration. Lastverschiebungspotenziale in Deutschland.

Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU)/ Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) (Juni 2013): Gemeinsame Positionen zum Marktdesign der Zukunft.

Wathelet, M. (Juni 2012): Le système électrique belge à la croisée des chemins. Une nouvelle politique énergétique pour réussir la transition.

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) (2013): Investitionsanreize für neue Erzeugungskapazität unter wachsendem Einfluss Erneuerbarer Stromerzeugung. Eine modellbasierte Szenarioanalyse des deutschen Strommarktes. Diskussionspapier.

A.T. Kearney besteht aus einem globalen Team zukunftsorientierter Partner, das seinen Klienten unmittelbare Veränderungen und langfristige Vorteile bietet. Als leidenschaftliche Problemlöser arbeiten wir länderübergreifend zusammen und erzielen nachhaltige Erfolge mit elegant-einfachen und praktischen Konzepten. Seit 1926 stehen wir als vertrauensvolle Berater den weltweit führenden Unternehmen und Organisationen aus verschiedensten Bereichen zur Seite. A.T. Kearney ist mit 58 Niederlassungen in den wichtigsten Wirtschaftszentren in 40 Ländern vertreten.

Nord- und Südamerika	Atlanta Bogota	Calgary Chicago	Dallas Detroit	Houston Mexico City	New York San Francisco	São Paulo Toronto	Washington, D.C.
Asien	Bangkok Peking	Hongkong Jakarta	Kuala Lumpur Melbourne	Mumbai Neu-Delhi	Seoul Shanghai	Singapur Sydney	Tokio
Europa	Amsterdam Berlin Brüssel Budapest	Bukarest Düsseldorf Frankfurt Helsinki	Istanbul Kiew Kopenhagen Lissabon	Ljubljana London Madrid Mailand	Moskau München Oslo Paris	Prag Rom Stockholm Stuttgart	Wien Warschau Zürich
Naher Osten und Afrika	Abu Dhabi Dubai	Johannesburg Manama	Riad				