



E-Control: Ökostrom-Enquete

Integration der Erneuerbaren in den Strommarkt

Wien, 15. April 2013

Dr. Florian Haslauer

Agenda

- **Entwicklungen auf den europäischen Energiemärkten**
- Sicherung eines wettbewerblichen Marktsystems
- Zusammenfassung und Conclusio

Die Entwicklungen auf den europäischen Energiemärkten bringen das Marktsystem aus dem Gleichgewicht.

Entwicklungen auf den europäischen Energiemärkten

1



Stark forcierter Ausbau der erneuerbaren Energien

- Erneuerbare Stromerzeugung wird in Europa stark ausgebaut; Vorreiter ist Deutschland
- Ein signifikanter Teil der Kapazitäten wird bereits abseits der Strommärkte vermarktet

2



Fehlende Investitionsanreize in gesicherte Kapazitäten

- Es werden umfangreiche Investitionen in gesicherte Kapazitäten benötigt
- Das derzeitige Marktsystem liefert aber keine Investitionsanreize in solche Kapazitäten

3



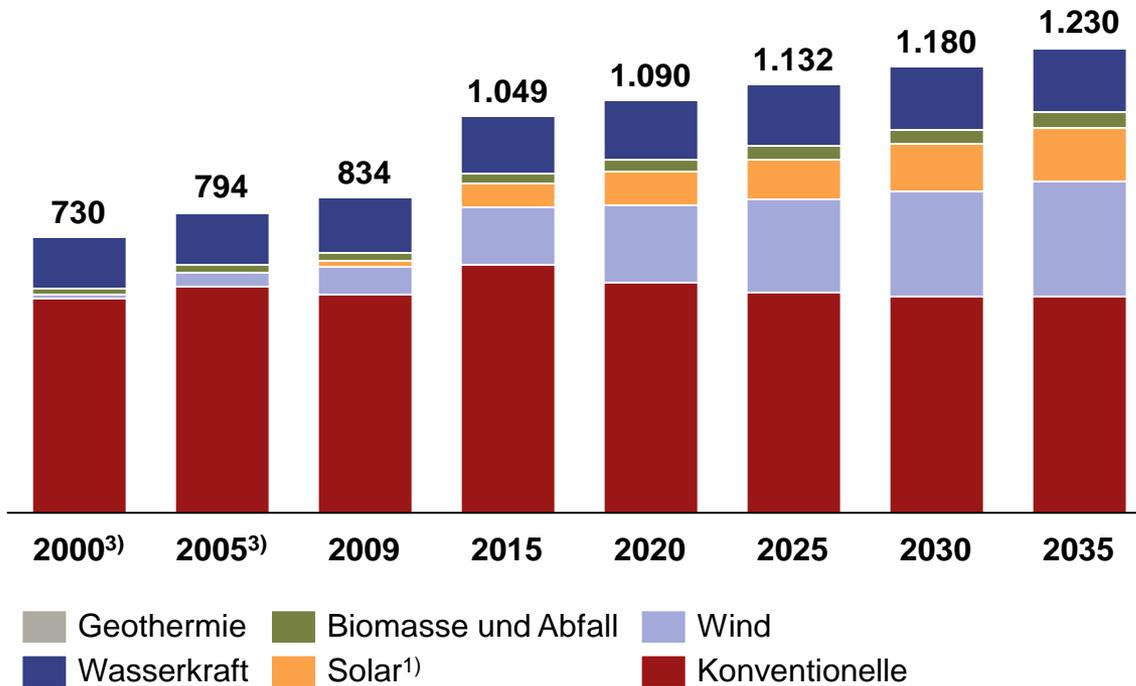
Explosion der Kosten der Energiewende

- Die Kosten durch die Ökostromförderung betragen in Deutschland bereits über 16 Mrd. EUR pro Jahr – Haushaltskunden werden mit über 5 ct. / kWh belastet

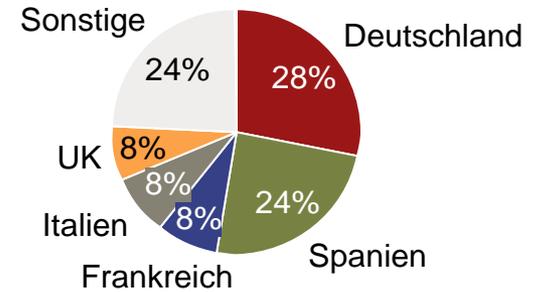
Es droht die Rückkehr ins regulierte System.

Die Erneuerbare Stromerzeugung wird in der EU seit dem Jahr 2000 stark ausgebaut.

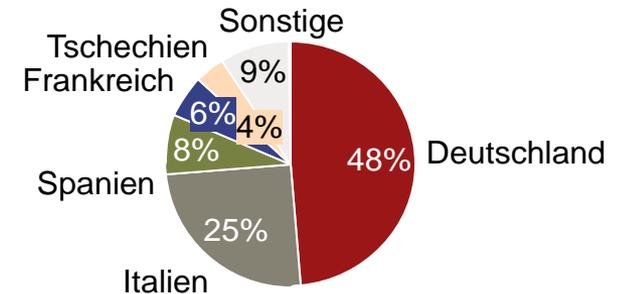
1 **Installierte Kapazität Stromerzeugung – EU**
(in GW)



Ausbau Wind 2000-2011



Ausbau PV 2000-2011²

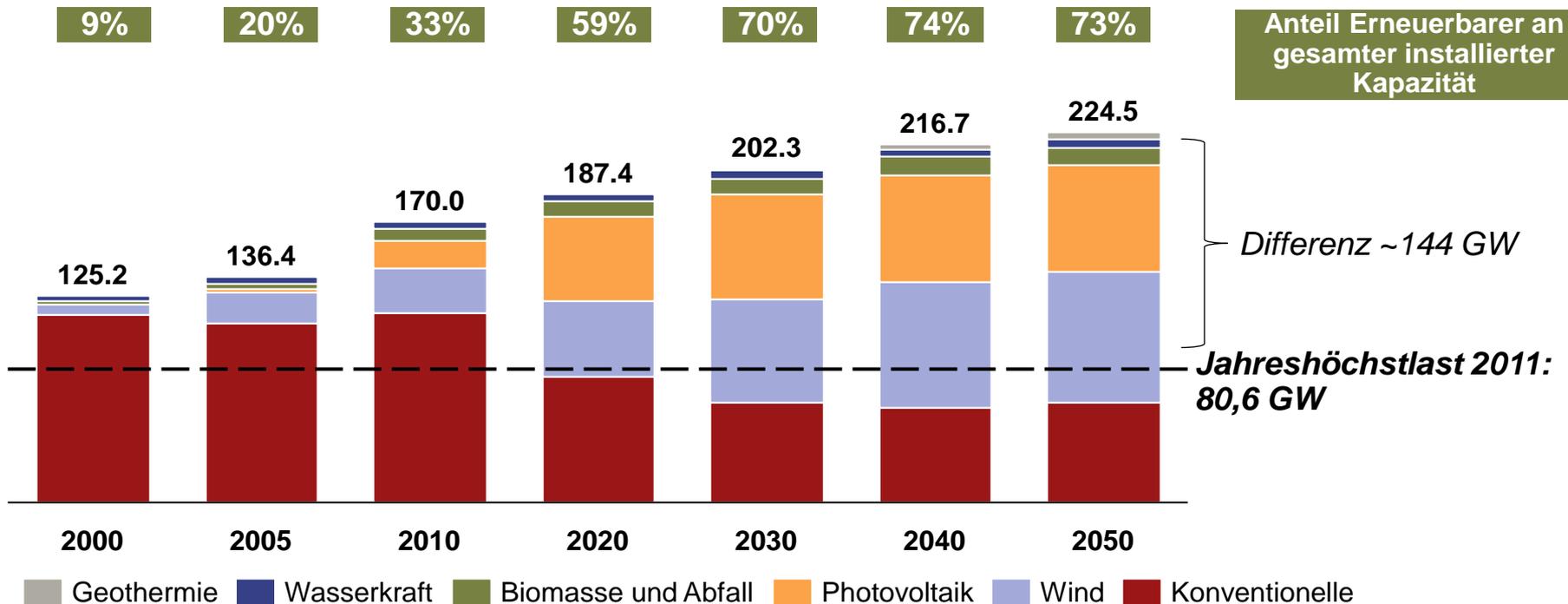


Deutschland war Vorreiter des Ausbaus über sämtliche Technologien hinweg.

1) PV inklusive CSP
 2) Annahme: Ausbau PV 2000-2011 entspricht installierter PV Leistung 2011
 3) Abschätzung Kapazität Pumpspeicher
 Quelle: IEA New Policies Scenario, EWEA, EurObserv'ER, EU Energy and Transport Study, A.T. Kearney

In Deutschland werden dadurch bereits 33% der Kapazitäten abseits des Strommarkts vermarktet.

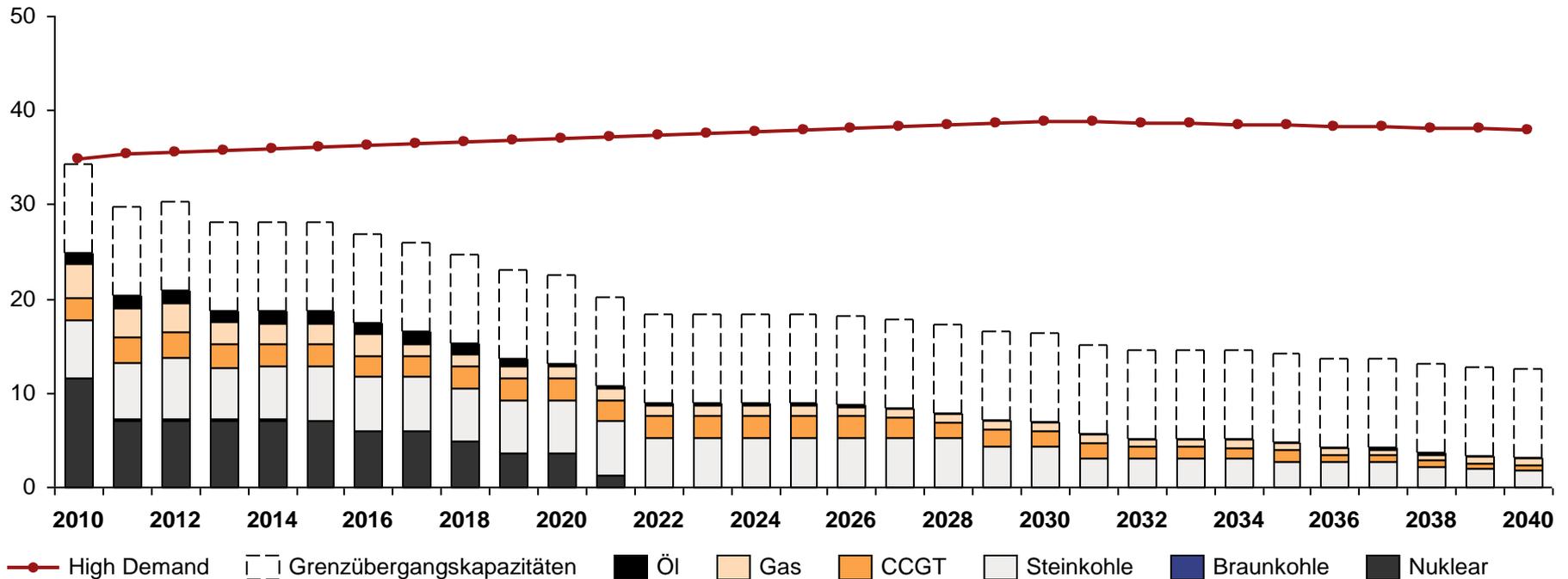
1 Installierte Kapazität Stromerzeugung¹⁾ – Deutschland (in GW)



Dieser Anteil wird in der Zukunft noch deutlich zunehmen.

Durch den Rückgang der Atomkraft droht insbesondere in Süddeutschland eine Unterdeckung an gesicherter Leistung.

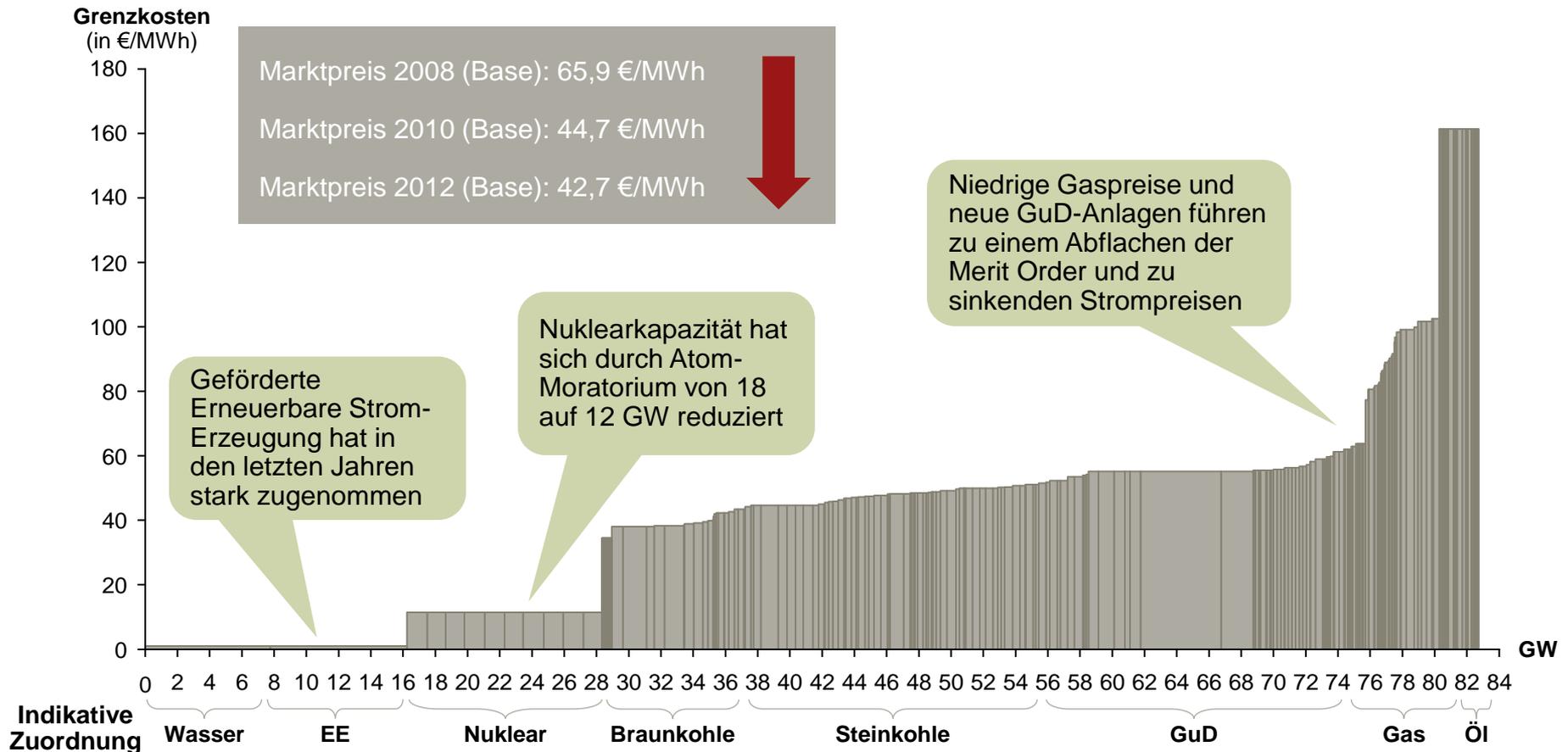
2 Supply-Demand Balance in Süddeutschland (in GW)



Es werden signifikante Investitionen in konventionelle Kapazitäten benötigt, um eine sichere Versorgung zu gewährleisten.

Der grenzkostenbasierte Energy-only Market wird aber in der Zukunft nicht mehr ausreichend Investitionsanreize liefern.

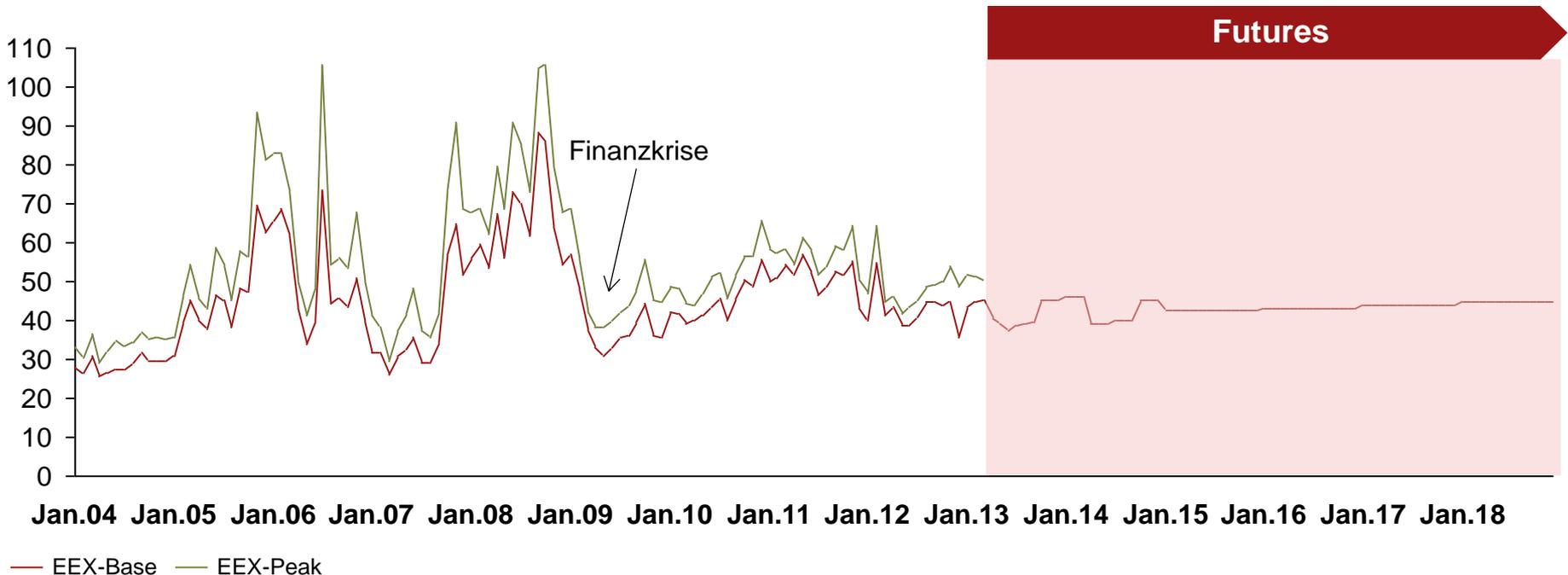
2 Merit-Order Kurve Deutschland



Anmerkung: GuD = Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk; EE = Erneuerbare Energien
 Quelle: A.T. Kearney Merit Order Model

Seit der Finanzkrise stabilisieren sich die Strompreise auf einem niedrigen Niveau – der Ausblick ist stagnierend.

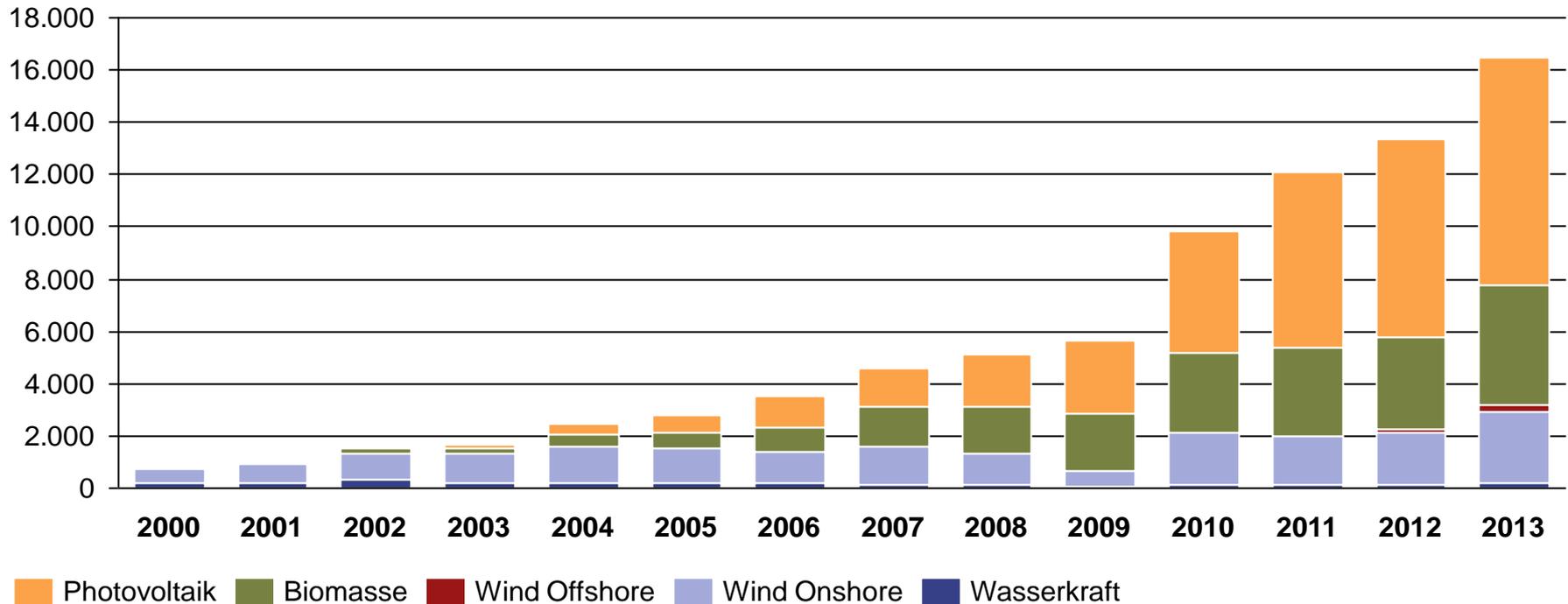
2 Entwicklung von EEX-Base Spot und Future-Preisen, 2004-2018 (in EUR / MWh)



Die Wirtschaftlichkeit von Investitionen in konventionelle Kapazitäten wird sich somit auch langfristig nicht verbessern.

Die Kosten der EEG-Förderung sind in den letzten Jahren primär durch den Photovoltaik-Ausbau sehr stark angestiegen.

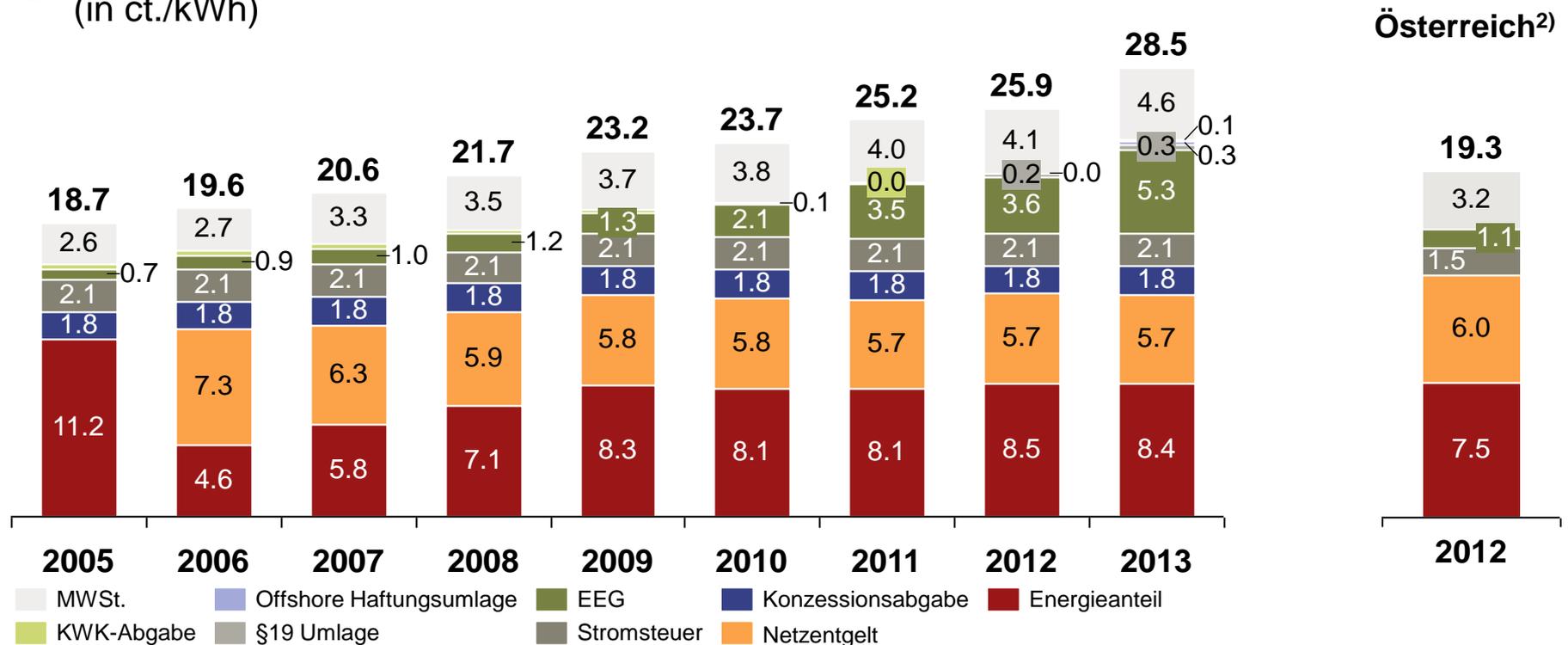
3 EEG-Differenzkosten in Deutschland¹⁾ (in Mio. EUR)



In 2013 betragen sie bereits über 16 Mrd. EUR.

Die Belastung von Haushaltskunden durch das EEG steigt dadurch in 2013 auf 5,3 ct. / kWh für Haushaltskunden an.

3 Durchschnittlicher Strompreis Deutschland Haushalte¹⁾
(in ct./kWh)



Bei ungebremstem Ausbau in Deutschland könnte die EEG-Umlage auf bis zu 10 ct./kWh steigen.

1) Verbrauch von 3.500 kWh / Jahr; vor 2006 Netzentgelt inkludiert im Energieanteil; Split Netz und Energie in 2012 und 2013 geschätzt
 2) Bundesländerdurchschnitt der traditionellen Versorger in Oktober 2012 exkl. Rabatte
 Quelle: BDEW, Webseiten der deutschen Transportnetzbetreiber, www.eeg-kwk.net, Bundesnetzagentur, A.T. Kearney

Agenda

- Entwicklungen auf den europäischen Energiemärkten
- **Sicherung eines wettbewerblichen Marktsystems**
- Zusammenfassung und Conclusio

Wir sehen zwei wesentliche Hebel, um das wettbewerbliche Marktsystem wieder ins Gleichgewicht zu bringen.

Möglichkeiten zur Sicherung des wettbewerblichen Marktsystems

1 Marktintegration Erneuerbare

- Mit zunehmender Marktreife müssen **Erneuerbare verstärkt Marktrisiken ausgesetzt werden**, damit Marktsignale bei Investitionsentscheidungen und Einsatzplanung Berücksichtigung finden
- Auch das verbleibende **Fördersystem muss wettbewerbsorientiert** gestaltet sein und Anreize zu Kostenoptimierung liefern

2 Kapazitätsmechanismus

- Konventionelle Kraftwerke können ohne einen **umfassenden wettbewerblichen Kapazitätsmechanismus** nicht mehr wirtschaftlich errichtet werden
- In diesen Kapazitätsmechanismus sind **sämtliche Kapazitäten**, neue und bestehende ebenso wie konventionelle und erneuerbare (z.B. Biomasse), **zu integrieren**

Demand-Supply Koordination

- Mit zunehmender **Implementierung von Smart Grids** steigen die Möglichkeiten den traditionell inflexiblen Verbrauch an die zunehmend inflexible erneuerbare Erzeugung anzupassen
- **Flexible Verbraucher** können so **verstärkt in das Marktsystem integriert** werden

Ohne die mittelfristige Einführung eines Kapazitätsmechanismus und die Marktintegration der Erneuerbaren droht eine Rückkehr ins regulierte System.

Marktintegration bedeutet für erneuerbare Energien sämtliche Marktrisiken zu übernehmen.

1 Definition von Marktintegration

Beispiele

Marktintegration

Preisrisiko

- Erneuerbare Erzeuger werden Marktpreisrisiken ausgesetzt
- Daher Anreiz, Produktionsprofile an die Marktsituation anzupassen



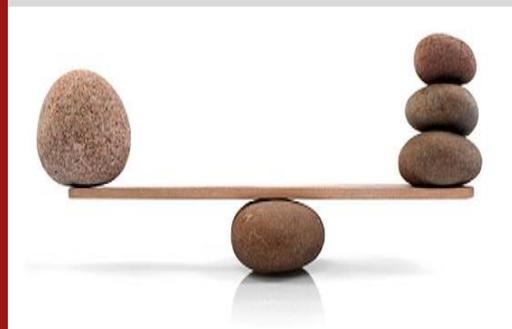
Mengenrisiko

- Keine Abnahmegarantie für Erneuerbare
- Risiko der Absatzbarkeit der gesamten Erzeugung bei Erzeuger



Balancing Risiko

- Verantwortlichkeit für Ausgleichsenergie
- Risiko abhängig von Prognosegenauigkeit, Variabilität der Erzeugung und Preisen für Ausgleichsenergie



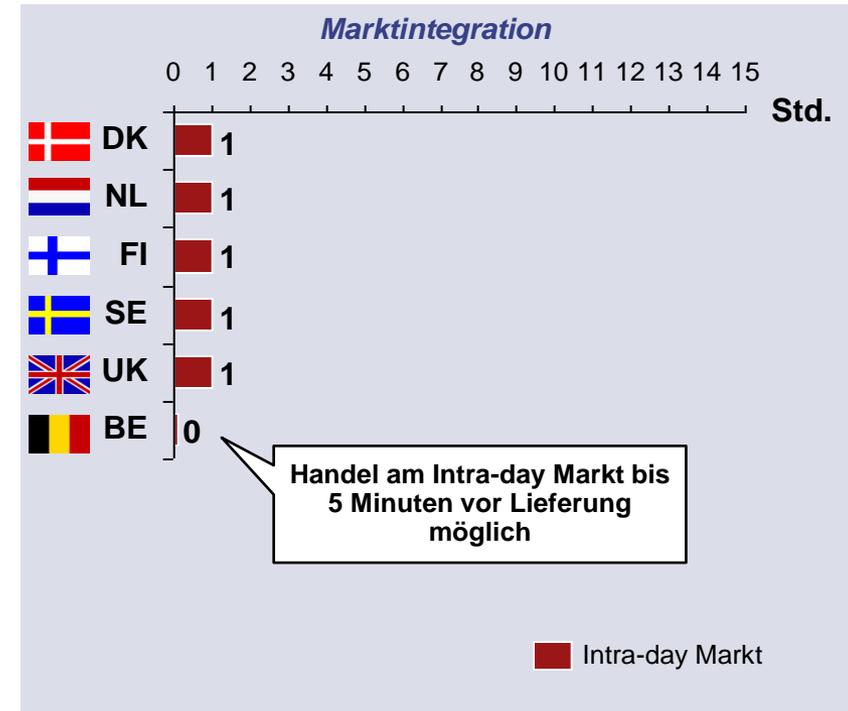
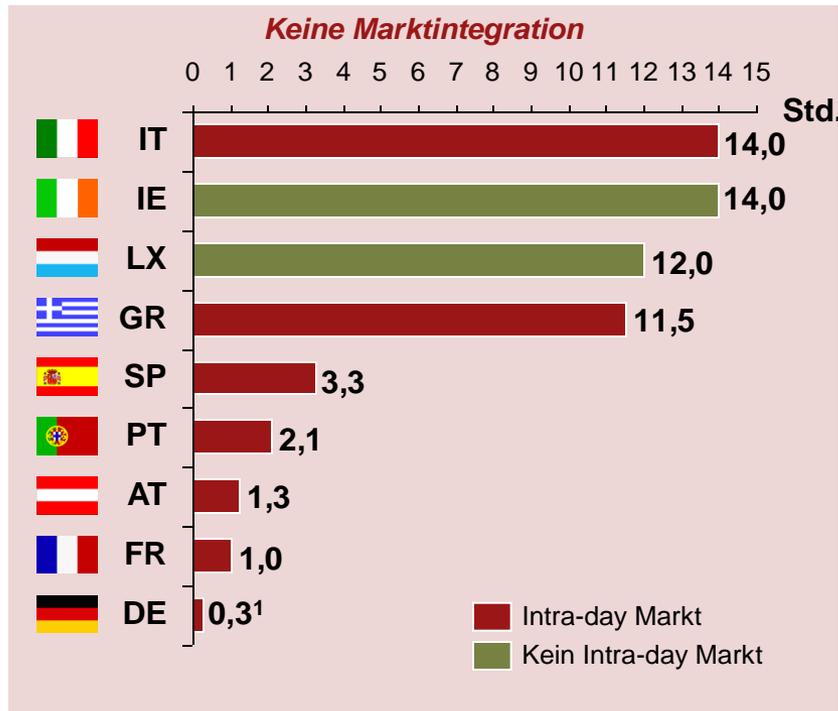
Es gibt bereits einige Länder, die insbesondere bei Wind und PV auf verstärkte Marktintegration setzen.

1 Marktintegration Erneuerbarer in EU-15

	Definition	Länder
Volle Marktintegration	<ul style="list-style-type: none"> • Übernahme von sämtlichen Marktrisiken <ul style="list-style-type: none"> – Partizipation am Großhandelsmarkt – Keine Abnahmeverpflichtung – Ggf. Bereitstellung von Ausgleichsenergie 	<ul style="list-style-type: none"> • BE  • DK  • FI  • NL  • SE  • UK 
Keine Marktintegration	<ul style="list-style-type: none"> • Erneuerbare zumindest teilweise befreit von Marktrisiken <ul style="list-style-type: none"> – Keine Partizipation am Großhandelsmarkt – Abnahmegarantie – Keine Verpflichtung zur Bereitstellung von Ausgleichsenergie 	<ul style="list-style-type: none"> • AT  • DE  • FR  • GR  • IE  • IT  • LX  • PT  • SP 

Für eine erfolgreiche Integration der Erneuerbaren muss das entsprechende Marktdesign geschaffen werden.

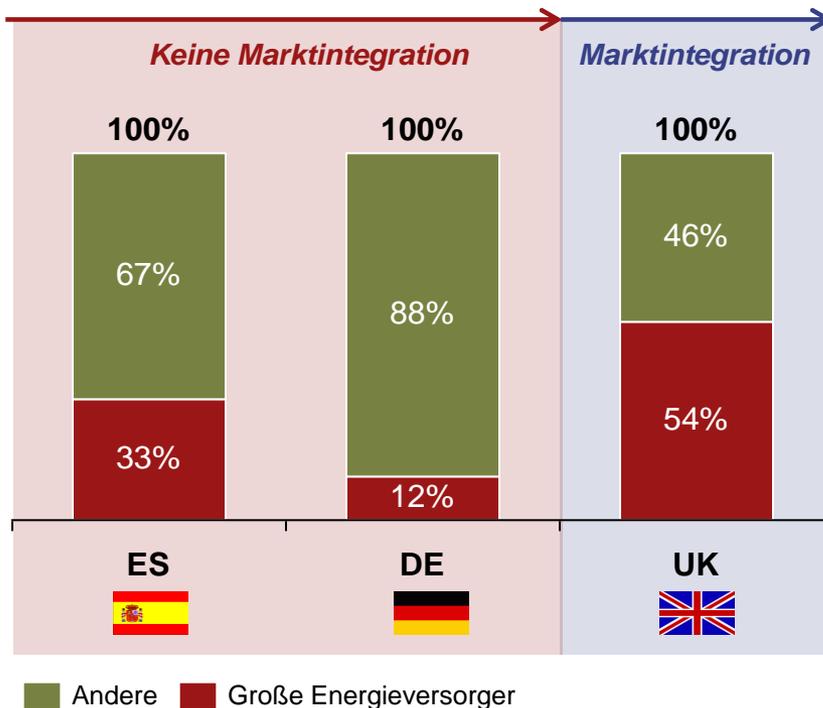
1 Intra-day Markt und Gate-Closure Time



Intra-day markets und kurzfristige Nominierungen reduzieren die Unsicherheit bei der Integration erneuerbarer Energien.

Marktintegration zieht verstärkt Investoren an, die eine Nähe zum Energiemarkt aufweisen.

1 Erneuerbare Energien nach Eigentümergruppen (in %)



- In Ländern ohne Marktintegration sind die großen Energieversorger schwach repräsentiert – es dominieren Finanzinvestoren, die kein Interesse an Energiemarktrisiken haben und auf finanzielle Optimierung setzen
- In Ländern mit Marktintegration sind die traditionellen Energieversorger die wichtigsten Investoren in erneuerbaren Energien – in diesen Ländern ist die Optimierung der Kapazitäten in diversifizierten Erzeugungsportfolio ein wichtiger Renditehebel

Portfoliooptimierung wird aus Investorensicht wichtiger als finanzielle Optimierung.

Eine Integration der Erneuerbaren in den Wettbewerbsmarkt kann dessen Funktionsfähigkeit deutlich verbessern.

1 Effekte durch Marktintegration der Erneuerbaren

Marktgetriebene Investitionen

- Investitionsentscheidung bzw. Standortauswahl nach erwartetem Erzeugungsprofil des Kraftwerks und dessen Rolle im gesamten Erzeugungsportfolio (Portfoliodiversifikation über Technologien, Märkte und Regionen)
- Integration ausreichender flexibler Kapazitäten im Portfolio des Investors zur Erreichung einer kontinuierlichen Erzeugung bzw. zur Minimierung des Ausgleichsenergiebedarfs
- Berücksichtigung von Netzverfügbarkeiten in der Investitionsentscheidung

Marktgetriebener Einsatz

- Ausgleich der Schwankungen der Erneuerbaren innerhalb des Portfolios durch ergänzendes Betreiben der flexiblen Kapazitäten
- So weit möglich Einsatzplanung auch der Erneuerbaren auf Basis von Marktpreisen und ggf. Abschalten im Fall von negativen Preisen
- Anreiz für den Betreiber zu adäquaten und verlässlichen Erzeugungsprognosen
- Minimierung des Ausgleichsenergiebedarf des gesamten Erzeugungsportfolios

Die Major Utilities mit ihren regional und technologisch diversifizierten Portfolios werden in der Folge die dominante Rolle übernehmen.

Fördersysteme sollten in Abhängigkeit von Marktreife und Anlagengröße differenziert gestaltet werden.

1 Rahmen zur Gestaltung von Fördersystemen



Endstadium sollte ein wettbewerblich auktioniertes Investitionsfördersystem sein, das zu einer Vermarktung des erzeugten Stroms am Strommarkt führt.

Die derzeit relevanten Technologien können in den Förder-
rahmen eingezeichnet werden.

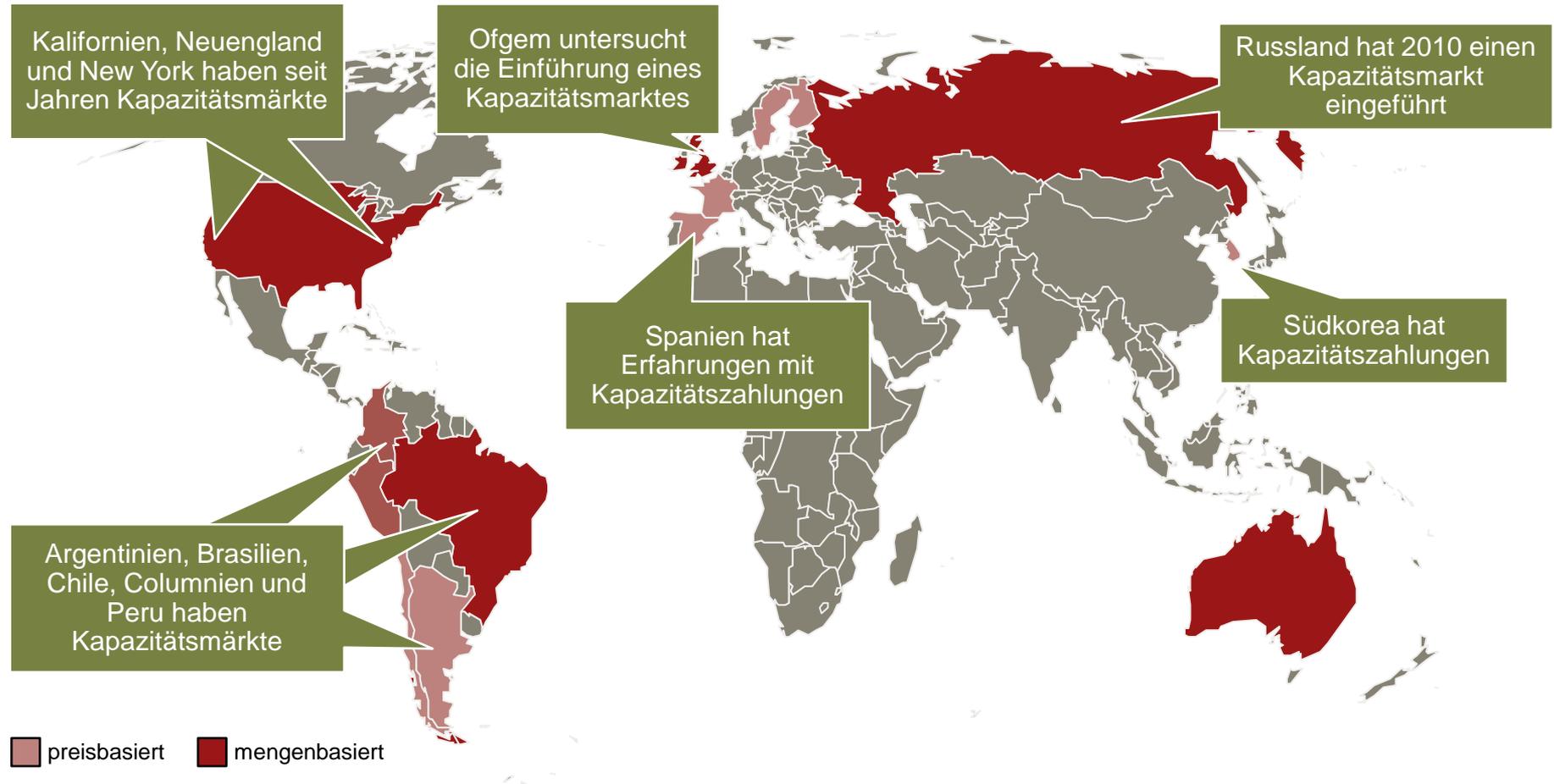
1 Technologien im Entwicklungspfad des Fördersystems

Erste Zuordnung



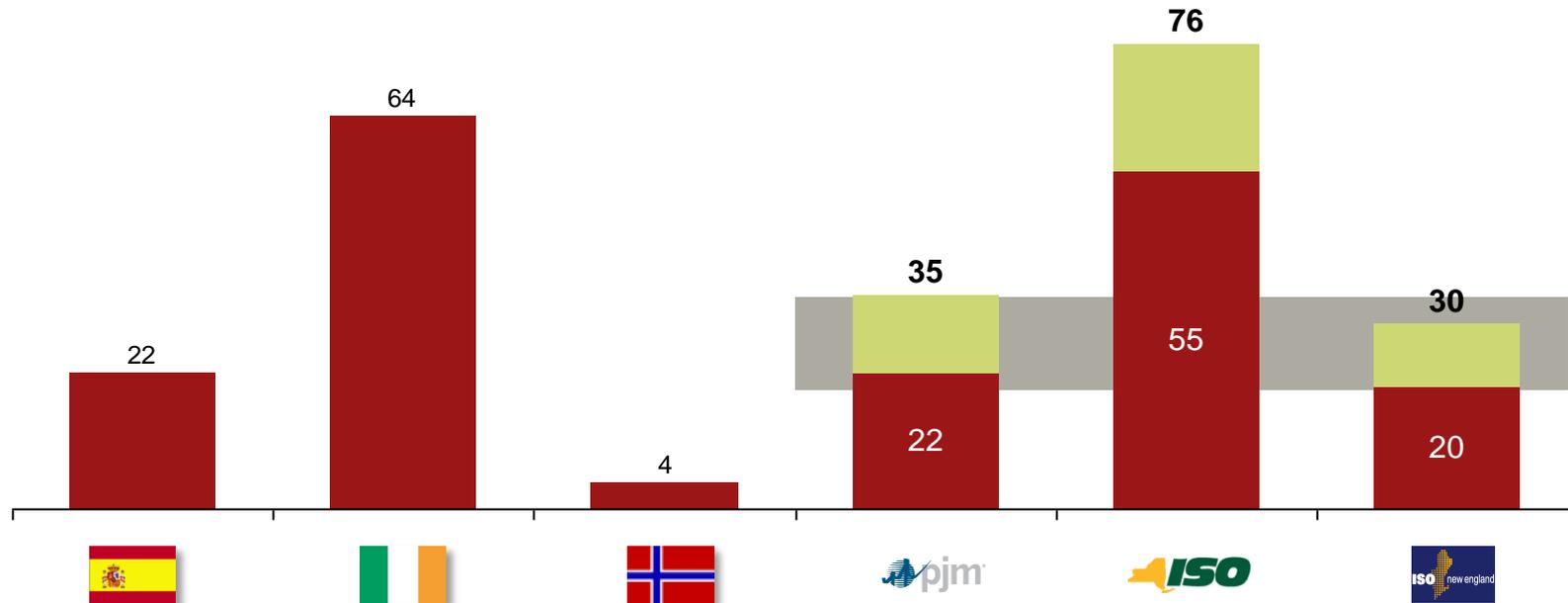
Kapazitätsmärkte sind weit verbreitet; auch in Europa gibt es einige Kapazitätsmärkte.

2 Überblick Kapazitätsmärkte



Ohne Berücksichtigung besonders hoher Kapazitätspreise, stellen sich Preise zwischen 20.000 – 35.000 €/MW/a ein.

2 Potenzial zur Deckung der Kapazitätskosten¹ (in 1.000€ pro MW und Jahr)

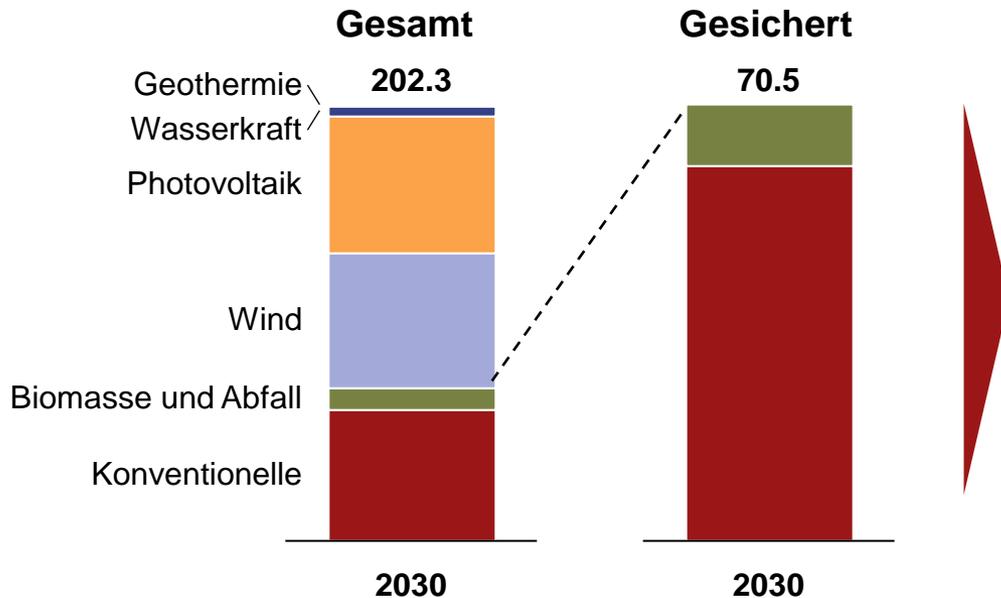


Für eine 800 MW CCGT Anlage ergäben sich Erlöse von 16-28 Mio. € pro Jahr – ein großer Teil der CAPEX wäre also gedeckt.

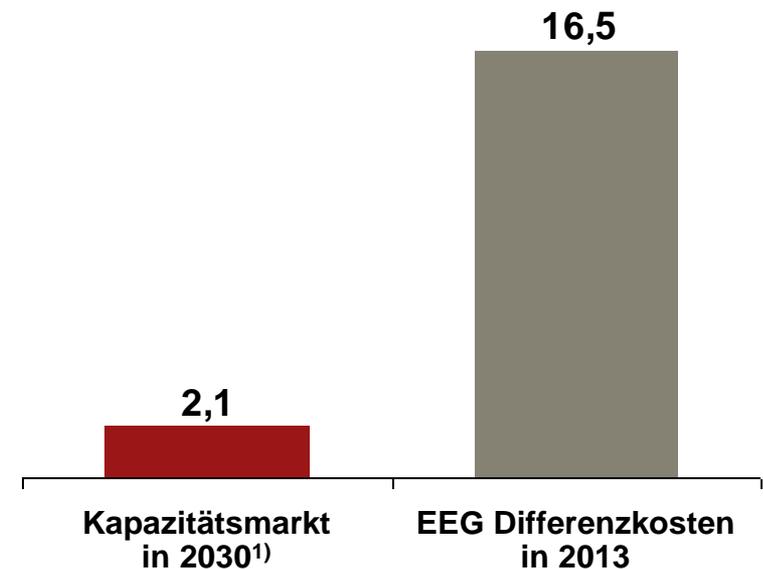
Die jährlichen Kosten eines Kapazitätsmarkts liegen deutlich unter den derzeitigen Kosten der EEG-Förderung.

2 Abschätzung Kosten eines Kapazitätsmarkts in Deutschland

Installierte Kapazität Deutschland (in GW)



Kosten Kapazitätsmarkt vs. EEG
(in Mrd. EUR)



Ein Teil der frei werdenden Mittel aus der Umgestaltung des EEGs könnten für den Kapazitätsmarkt verwendet werden.

1) Annahme: Entlohnung der gesamten gesicherten Kapazität von 70,5 GW zu 30.000 EUR / MW
Quelle: BMU, BDEW, A.T. Kearney Analyse

Agenda

- Entwicklungen auf den europäischen Energiemärkten
- Sicherung eines wettbewerblichen Marktsystems
- **Zusammenfassung und Conclusio**

Die derzeitigen Entwicklungen stellen das gesamte Energiesystem vor signifikante Herausforderungen.

Zusammenfassung und Conclusio

- Der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien wird zu langfristig niedrigen Strompreisen führen – der Energy-only Market mit der grenzkostenbasierten Preisbildung wird in der Zukunft keine ausreichenden Investitionsanreize bieten
- Konventionelle Kraftwerke können ohne einen umfassenden wettbewerblichen Kapazitätsmechanismus nicht mehr wirtschaftlich errichtet werden – in diesen Kapazitätsmechanismus sind sämtliche Kapazitäten, neue und bestehende ebenso wie konventionelle und erneuerbare, zu integrieren
- Mit zunehmender Marktreife müssen Erneuerbare verstärkt Marktrisiken ausgesetzt werden, damit Marktsignale bei Investitionsentscheidungen und Einsatzplanung Berücksichtigung finden – auch das verbleibende Fördersystem muss wettbewerbsorientiert gestaltet sein und Anreize zu Kostenoptimierung liefern
- Bei einer Fortführung des derzeitigen Marktsystems droht in der Zukunft eine Rückkehr ins regulierte System mit regulierten Energiepreisen für erneuerbare Energien und regulierten „Förderungen“ für die Bereithaltung von Kapazitäten