

Auf dem Weg zu einem ganzheitlichen und zukunftsfähigen Strommarktdesign

Berliner Energietage 2014

Workshop des Öko-Instituts

**» Ein ganzheitliches Marktdesign für ein zukunftsfähiges
Stromsystem «**

Dr. Felix Chr. Matthes

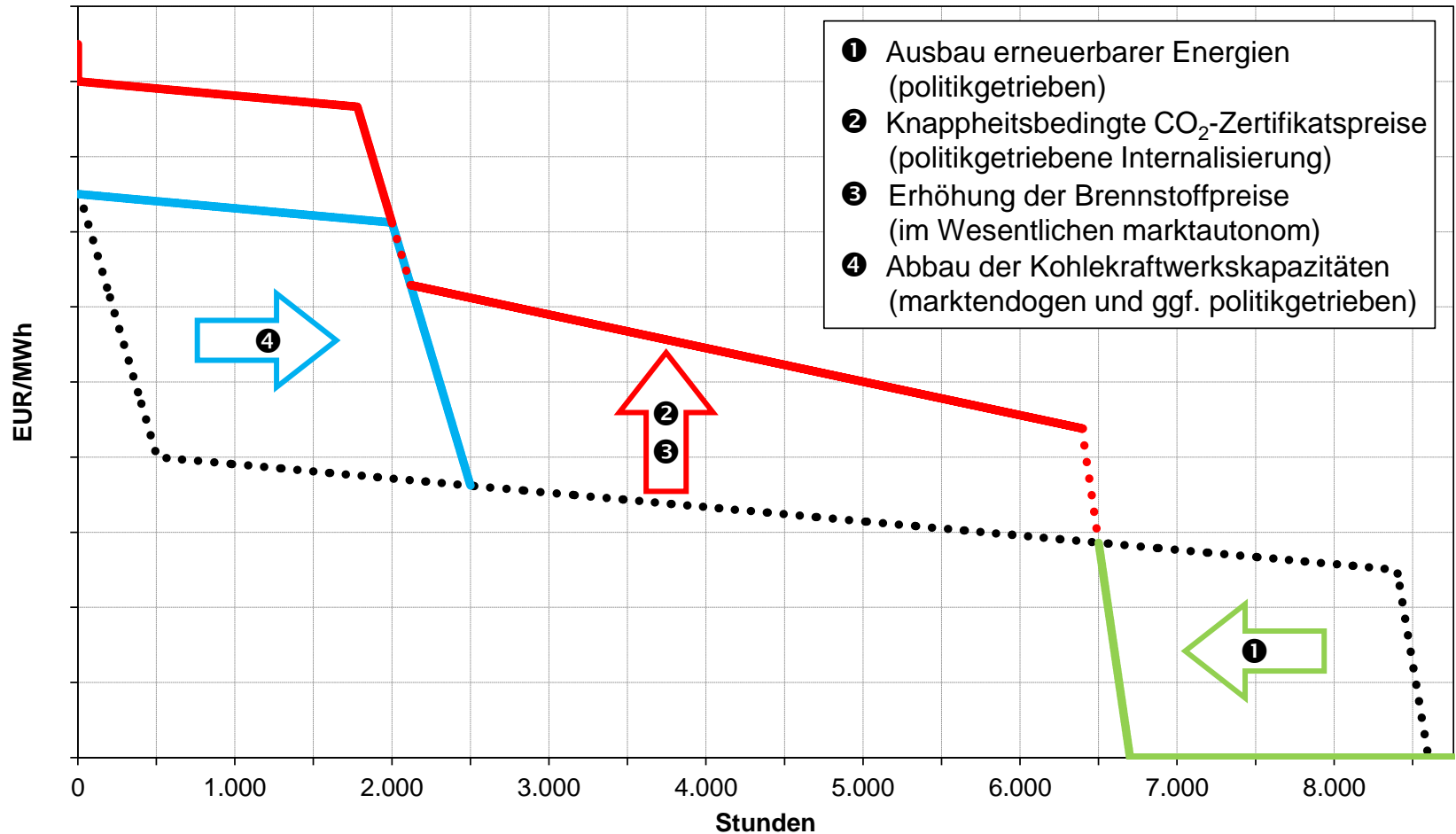
Berlin, 19. Mai 2014

- **Es geht um die nachhaltige ökonomische Basis des Stromsystems**
 - im Kontext der Transformation zu einem regenerativen Stromsystem
 - im Kontext einer ganzen Reihe anderer Entwicklungen
- **Im Kern müssen zwei Fragestellungen adressiert werden**
 - Wie können robuste Rahmenbedingungen für die notwendigen Investitionen geschaffen/erhalten werden?
 - Wie kann ein zunehmend komplexes System mit extrem vielfältiger Trägerschaft – über Preissignale – koordiniert werden (mit Blick auf Betriebs- und Investitionsentscheidungen)?
- **Andere (“sekundäre”) Dimensionen der Debatte**
 - Zusammenbrechen der klassischen Geschäftsmodelle
 - Risikoasymmetrien zwischen dem erneuerbaren, dem klassisch-konventionellen und dem komplementären (Nachfrageflexibilität, Speicher) Segment
 - Zunehmende Kompetenzkonflikte/-inkonsistenzen in der EU

- **Ein massiv unterinvestiertes Stromsystem (in vielen EU-Ländern)**
- **Politisch getriebene Außerbetriebnahmen signifikanter Kraftwerkskapazitäten in vielen EU-Staaten (Kernenergie-Ausstieg, Richtlinie zu Industrieemissionen)**
- **Massiv gestiegene Kosten für konventionelle Stromerzeugungsanlagen (und Infrastrukturen)**
- **Massiv gesunkene Kosten für (einige) erneuerbare Erzeugungsoptionen und neue Ertragsoptionen für dezentrale Erzeugungsoptionen (Grid-Parity)**
- **Problematische Preistrends für fossile (unterschiedlich CO₂-intensive) Energieträger (v.a. Steinkohle-Erdgas-Spread)**
- **Ambitionierte Treibhausgas-Minderungsziele der EU – aber das Emissionshandelssystem der Europäischen Union in einer tiefen – und längerfristigen – Krise**
- **Massive Interferenzen zwischen dem Ausbau der erneuerbaren Energien etc. und dem Strommengenmarkt**

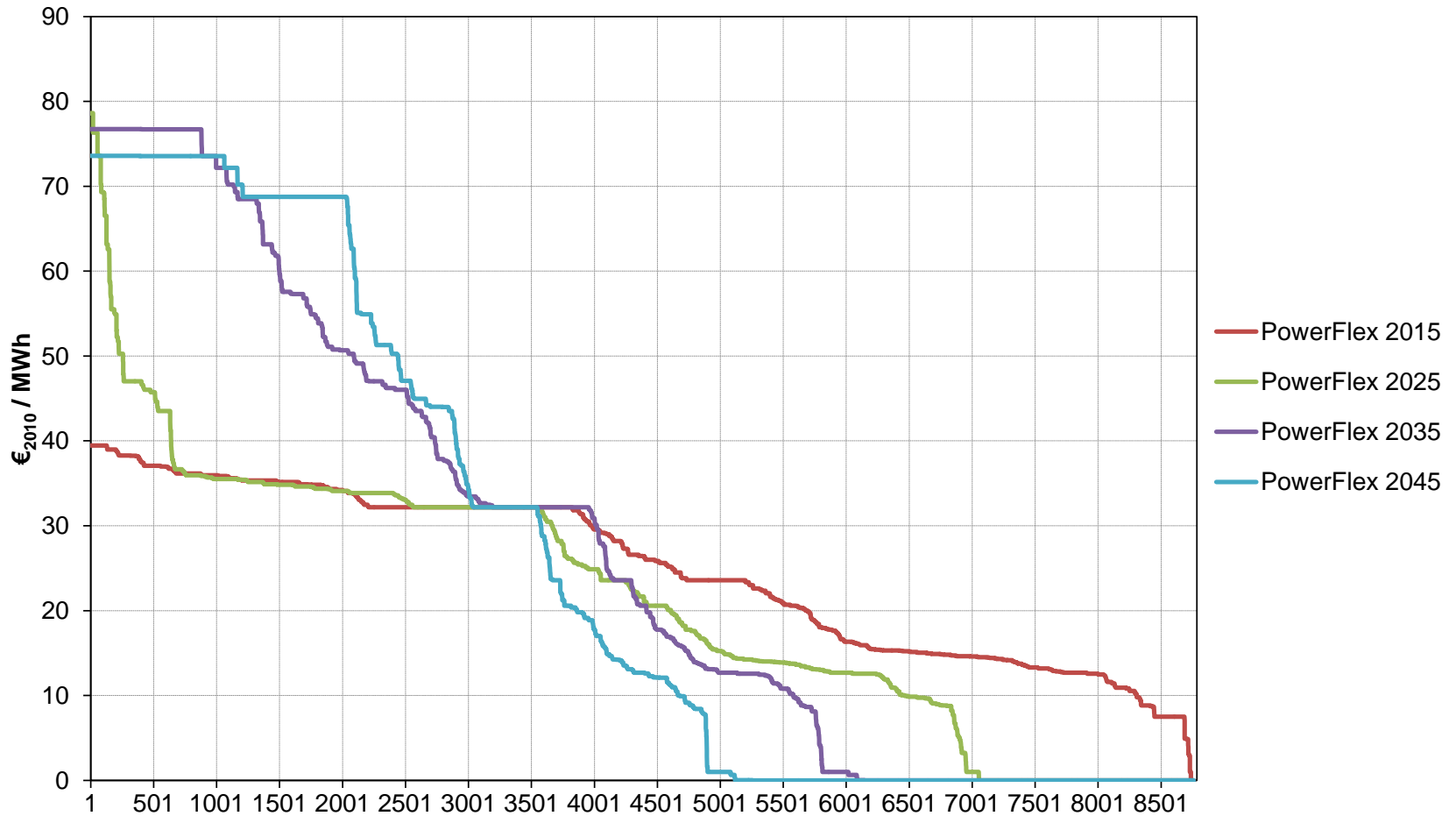
Langfristige Entwicklung der Strompreisstrukturen

Vielfältige Einflussfaktoren



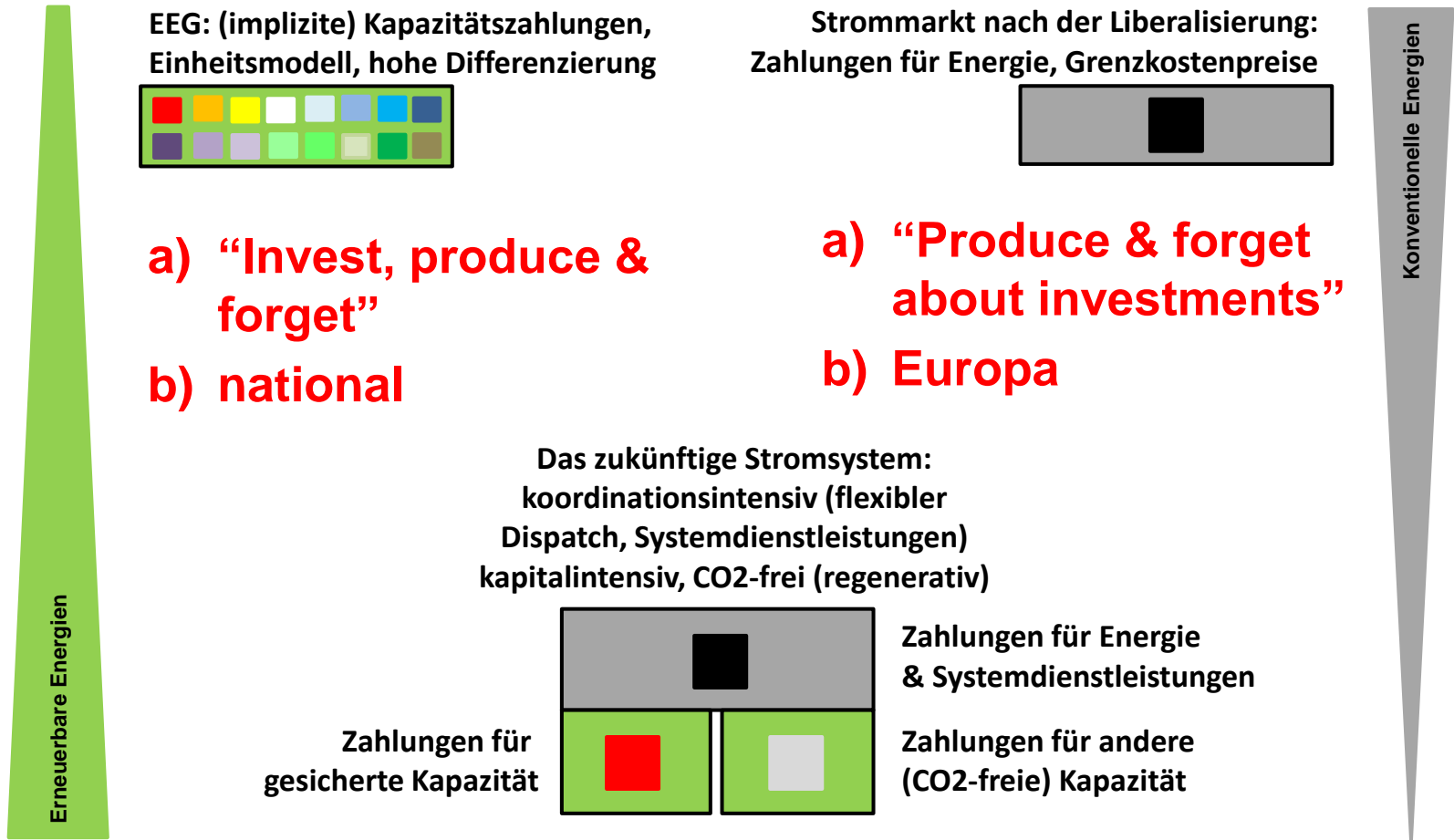
Langfristige Entwicklung der Strompreisstrukturen

Erwartbare Entwicklungen im CWE-Markt



- **Erneuerbare Energien (v.a. Sonne und Wind)**
 - werden sich bei ambitionierten Ausbaupfaden (>60%) nicht über den Strommengen- (Energy-only-) Markt (EOM) refinanzieren können
 - Auslegungsentscheidungen haben weitreichende Implikationen für den (langfristig teuren) Flexibilitätsbedarf des Systems
- **Klassisch-konventionelles Stromerzeugungssegment**
 - wird sich unter wahrscheinlichen Entwicklungsszenarien für zentrale Rahmenbedingungen nicht über den Strommengenmarkt refinanzieren oder fixe Betriebskosten decken können
 - wird für die nächsten zwei Dekaden eine wichtige Rolle behalten
- **Komplementäres Stromerzeugungs- und Flexibilitätssegment (Nachfrageflexibilität, Speicherung)**
 - bedarf – jenseits der „Low-hanging fruits“ – erheblicher Investitionen und ist mit einer besonders starken Risikowahrnehmungen behaftet
 - ist das zentrale Segment für Flexibilitätsbereitstellung
- **Keines der Segmente ist allein über den EOM refinanzierbar**

Aufgabe: Die anstehende Transformation einer polarisierten Struktur des Energiemarkts



EEG: (implizite) Kapazitätzahlungen, Einheitsmodell, hohe Differenzierung



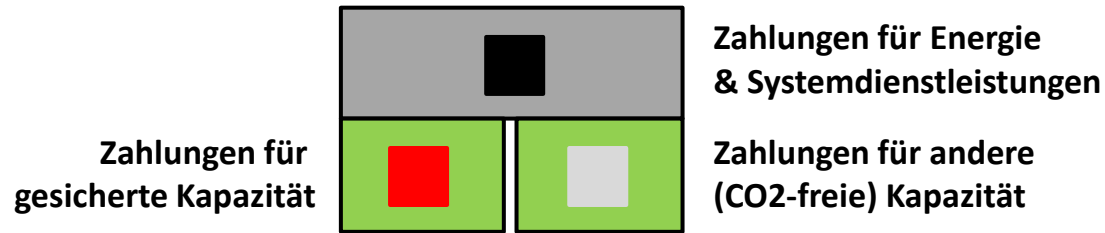
Strommarkt nach der Liberalisierung: Zahlungen für Energie, Grenzkostenpreise



- a) “Invest, produce & forget”
- b) national

- a) “Produce & forget about investments”
- b) Europa

Das zukünftige Stromsystem:
koordinationsintensiv (flexibler Dispatch, Systemdienstleistungen)
kapitalintensiv, CO2-frei (regenerativ)



- a) Welcher Weg dorthin?
- b) Wieviel Europa in welcher Etappe

- 1. Preissignale (und Einkommen) für Strommengen (existiert, auszuweiten und zu stärken)**
 - Koordinationsmechanismus für effiziente Betriebsentscheidungen
- 2. Preissignale (und Einkommen) für Systemdienstleistungen (existiert, zu öffnen, auszuweiten und zu stärken)**
- 3. Preissignale (und Einkommen) aus der CO₂-Bepreisung (EU ETS) (existiert, zu reanimieren)**
 - CO₂-minimierende Betriebsentscheidungen
 - Beitrag zu CO₂-minimierenden Investitionsentscheidungen im klassisch-konventionellen Segment
- 4. Preissignale (und Einkommen) für gesicherte Kapazität (zu schaffen)**
 - Schließung der Refinanzierungslücke für Investitionen im klassisch-konventionellen (Residuallast-Kraftwerke) und im komplementären Segment (Nachfrageflexibilität, Speicher)
 - Systemdienliche Kapazität als Finanzierungsgrundlage
 - Preisbildung in transparenten Märkten, minimale EOM-Interferenzen

5. Preissignale (und Einkommen) für CO₂-freie/erneuerbare Kapazität (zu schaffen, Anschlussmechanismus für heutige Fördersysteme)

- Schließung der Refinanzierungslücke für Investitionen im regenerativen Segment
- Systemdienliche Kapazität als Finanzierungsgrundlage, Minimierung der EOM-Interferenzen
- Transparente Preisbildung

6. Preissignale (und Einkommen) für Energieeffizienz (zu schaffen)

- Flankierung von Energieeffizienz in einem zunehmend durch Kapazitätzahlungen geprägten Markt

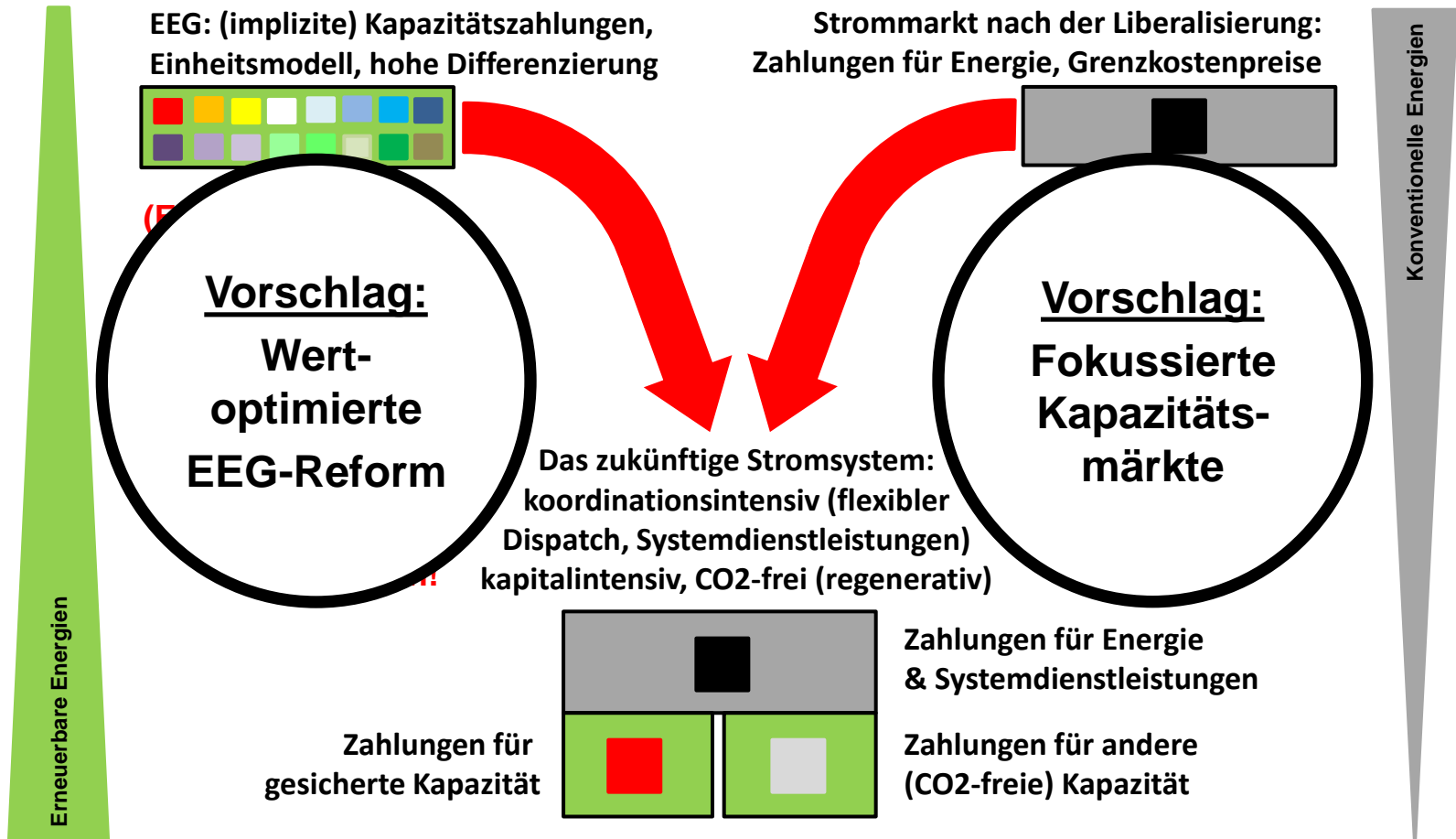
7. Investitionen befördernder regulativer Rahmen für massive Infrastruktur-Erneuerungen und -Erweiterungen

Zwei Erinnerungen:

- **Kein Segment wird allein die vollständige Investitionsrefinanzierung ermöglichen**
- **Grenzüberschreitende Ansätze sind sinnvoll und anzustreben**

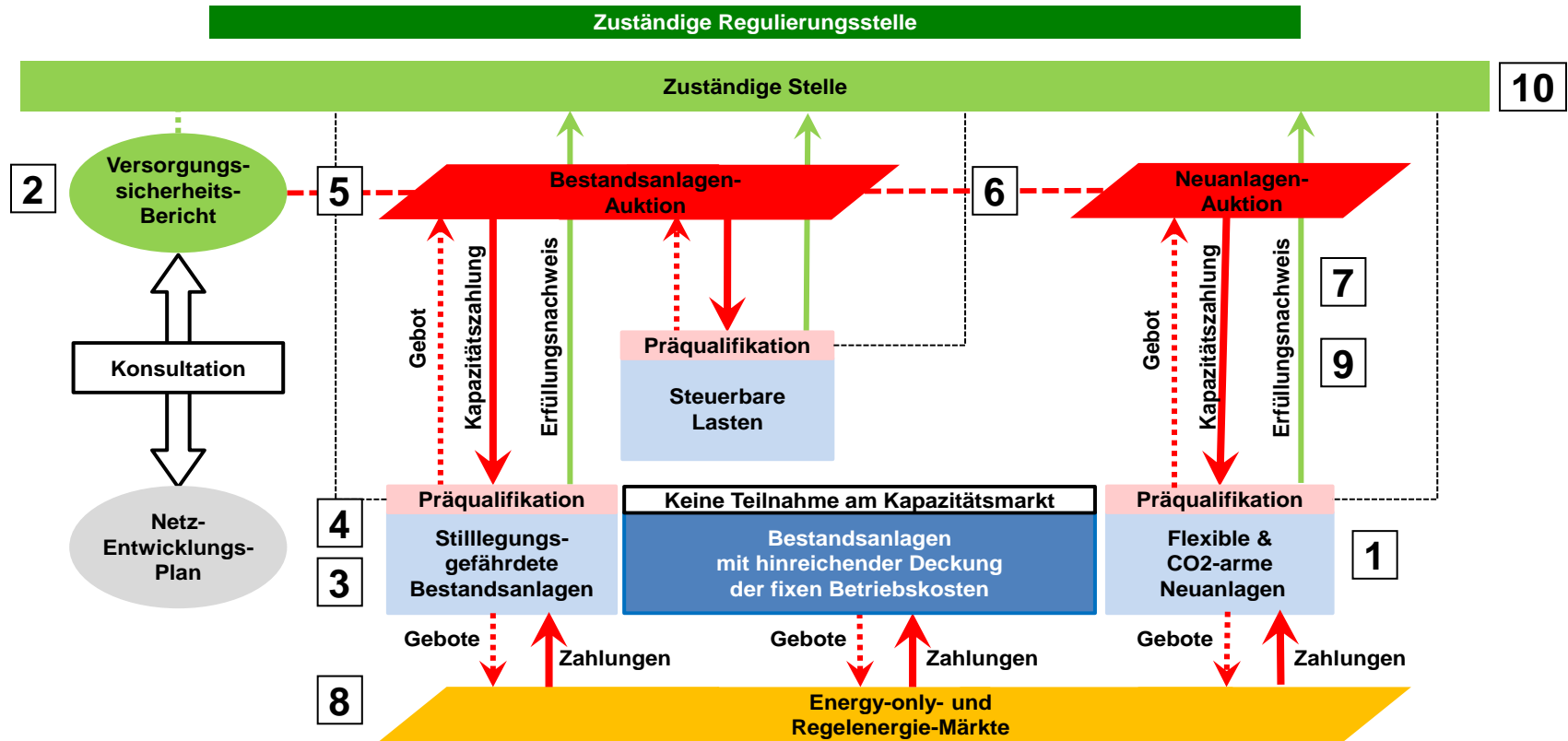
- **Wie soll für die neuen Marktsegmente die Nachfrage geschaffen werden: Zentrale (aggregierte) Nachfrage durch den Regulierer**
 - Nur auf aggregierter Ebene können wichtige Entscheidungen/ Interaktionen sinnvoll getroffen/berücksichtigt werden (Beiträge dezentraler und regenerativer Kapazitäten sowie des Auslands zur gesicherten Kapazität, Regenerativ-Portfolio)
 - Nur durch zentrale Nachfrage können investitionsfördernde, längerfristige Zahlungsverpflichtungen eingegangen werden
 - Nur durch umfassende Verpflichtung können (realistisch) Trittbrettfahrer-Probleme vermieden werden
- **Welche Rolle soll der Preisfestlegung im Wettbewerb zukommen?**
 - Perspektive Kostenreduktion: in unterschiedlichem Maße relevant
 - Perspektive Mengensteuerung: in unterschiedlichem Maße relevant
 - Ordnungspolitische Perspektive: der Staat legt keine Preise fest
 - Im Zeitverlauf sind unterschiedliche Ansätze möglich und sinnvoll
- **Kostenbegrenzung für Verbraucher als wichtige Rahmenbedingung**

Übergangsoption #3 (#1 & 2 gern auf Nachfrage) Marktrealismus mit Vision auf beiden Seiten



Aufgeklärte Reform: Klare strukturelle Perspektive, auch auf Lernen angelegte Schritte hin zu Konvergenz & Integration

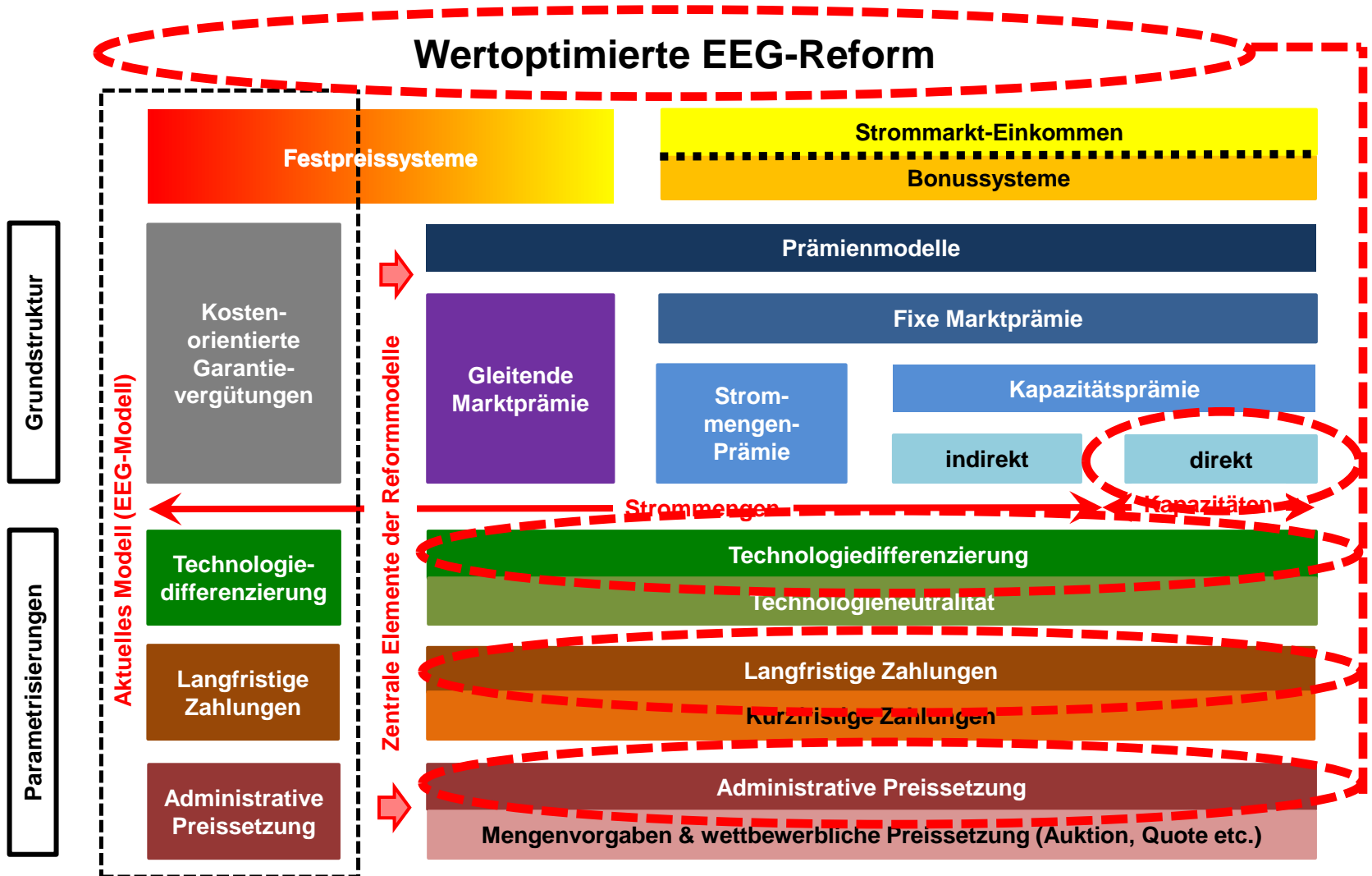
Der Fokussierte Kapazitätsmarkt Robustes Einführungsmodell



- | | | | |
|---|---------------------------------|----|----------------------------|
| 1 | Kapazitätsregister | 5 | Auktionsmengenfestlegung |
| 2 | Versorgungssicherheitsbericht | 6 | Auktion (descending clock) |
| 3 | Differenzierte Produkte | 7 | Ausgabe der Call-Option |
| 4 | Differenzierte Präqualifikation | 8 | Unbeschränkter Einsatz |
| | | 9 | Erfüllungsnachweise |
| | | 10 | Überwälzung |

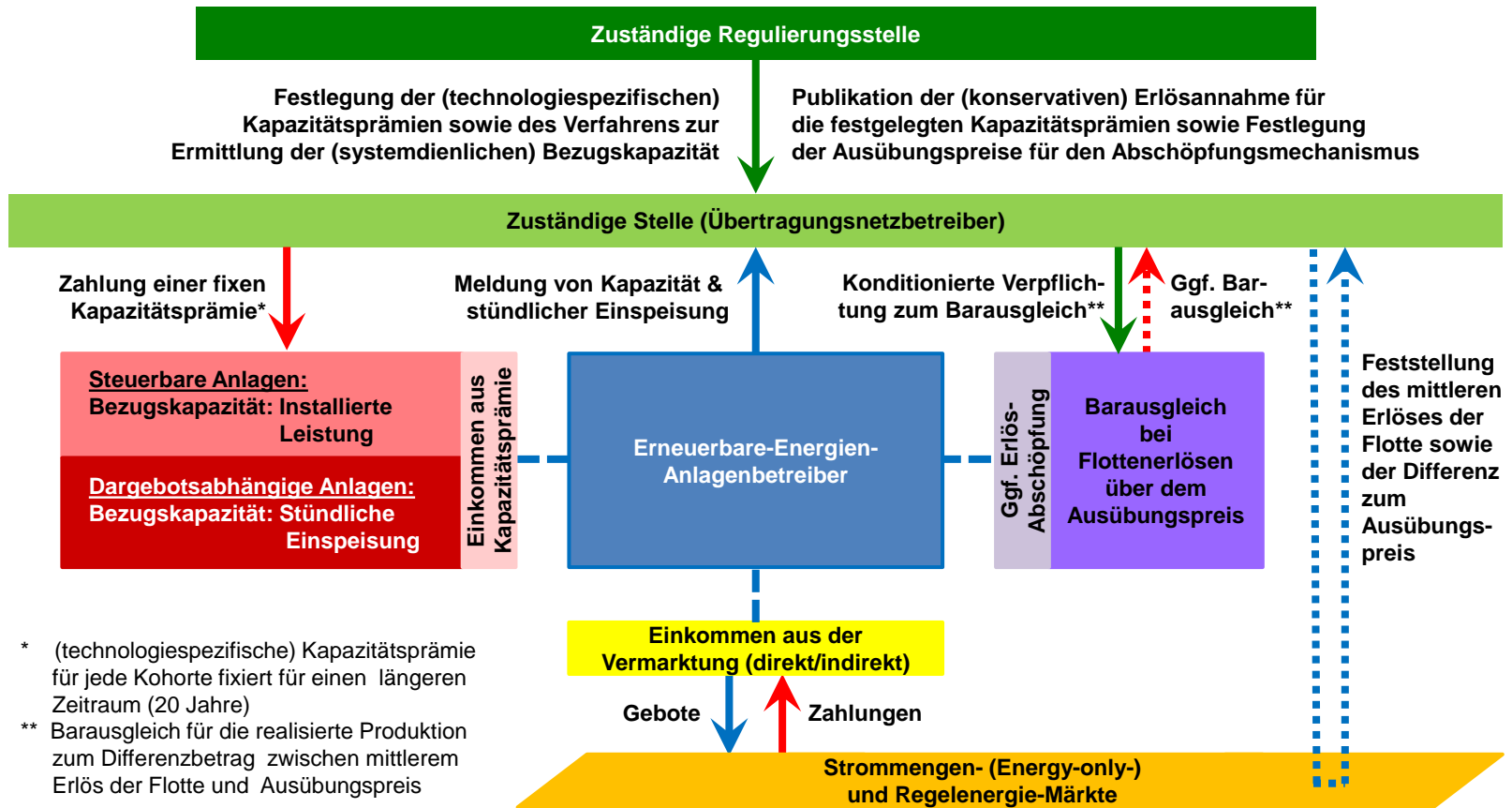
- 1. Alle zwei Jahre wird – im Kontext des Netzentwicklungsplans – ein Versorgungssicherheitsbericht (Perspektive 5 bis 7 Jahre) erstellt**
 - angestrebtes Niveau der Versorgungssicherheit
 - Überprüfung und Aktualisierung der Abgrenzungskriterien (Präqualifikationsbedingungen) für stilllegungsgefährdete Kraftwerke sowie für Neuanlagen
 - Definition der Auktionssegmente
- 2. Zwei separate Ausschreibungen für stilllegungsbedrohte Bestandskraftwerke und nachfrageseitige Flexibilität sowie für Neuanlagen**
 - Kapazitätzahlungen für 1 oder 4 Jahre für Bestandsanlagen bzw. nachfrageseitige Flexibilität
 - Kapazitätzahlungen für 15 Jahre für Neuanlagen
 - Flexibilitäts- und Emissionsanforderungen für Neuanlagen
 - Keine Beschränkung der Teilnahme am Strommengenmarkt
- 3. Für (unerwartet) hohe Erlöse im Strommengenmarkt wird ein Abschöpfungsmechanismus eingeführt**

- **Ausgangspunkt: Versorgungssicherheit als öffentliches Gut**
- **Prämissen bzw. Kernpunkte**
 - Versorgungssicherheit
 - Systemdienlichkeit der flankierten (Neuanlagen-) Kapazität (Imprägnierung des Systems mit zusätzlicher Flexibilität)
 - explizite Einbeziehung der Nachfrageseite
 - Begrenzung der Kosten für die Verbraucher (ggf. unter Akzeptanz – begrenzter – Effizienzverluste)
 - Hinreichende Planungssicherheit für Investoren (längerfristige Kapazitätzahlungen v.a. für Neuanlagen)
 - Flankierung der Energiewende (Flexibilität, Emissionsstandards)
- **Längerfristig wird der Fokussierte Kapazitätsmarkt in einen umfassenden Kapazitätsmarkt hineinwachsen, dann aber eher in ein Modell des Capability-Markts**



Das Modell der wertoptimierten EEG-Reform

Überblick



* (technologiespezifische) Kapazitätsprämie für jede Kohorte fixiert für einen längeren Zeitraum (20 Jahre)

** Barausgleich für die realisierte Produktion zum Differenzbetrag zwischen mittlerem Erlös der Flotte und Ausübungspreis

- 1. Alle (neuen) Anlagen werden mit dem Preissignal des Strommengenmarktes konfrontiert**
 - strombörsenabhängiger variabler Vergütungsbestandteil
 - Direktvermarktung .
- 2. Alle (neuen) Anlagen erhalten eine ex ante fixierte Prämie für die Erzeugungskapazität**
 - auf Basis konservativer EOM-Erlöse (zunächst) administrativ festgelegt
 - mit anreizkompatibler Bezugsgröße für systemdienliche Kapazität .
- 3. Für den Fall (unerwartet) hoher Erlöse im Strommengenmarkt wird ein Abschöpfungsmechanismus eingeführt**
- 4. Sonderziele (Offshore-Windkraft, Erzeugungsanlagen in Netzenspassregionen) werden über Sonderfinanzierungen verfolgt**
- 5. Die Privilegierungstatbestände bei Letztverbrauch und Eigen-erzeugung bei der EEG-Umlage werden sachgerecht neu geordnet**
 - Reduktion der Privilegierungen auf den gerechtfertigten Kern
 - Einbeziehung jeglicher Eigenerzeugung

- **Ausgangspunkte**

- Nächste Entwicklungsetappe für den Ausbau erneuerbarer Energien erfordert andere Steuerungs- und Anreizmechanismen
- Perspektivwechsel vom Fördermechanismus zum (integrierten) Marktdesign ist notwendig
- schrittweise Reform ist notwendig, Strukturreform ist (zeitlich) prioritär
- Längerfristiger Übergang zu Ausschreibungen und mehr Technologieneutralität ist möglich (und kann zunächst offen bleiben)

- **Kernpunkte**

- alle Anlagen werden mit Börsenpreissignal konfrontiert
- ein zusätzlicher Erlösstrom für systemdienliche Kapazität wird erzeugt
- Preissetzung erfolgt zunächst auf administrativer Basis, festgelegt auf Basis einer konservativen Erlösprognose (die veröffentlicht wird)
- es wird ein Abschöpfungsmechanismus für den Fall unerwartet hoher Erlöse im Strommengenmarkt eingeführt
- (Temporäre) Sonderfinanzierung für Sonderziele wie z.B. Offshore-Wind
- Privilegierungssystem wird umfassend reformiert

- **Öko-Institut, LBD Beratungsgesellschaft, Raue LLP**
Fokussierte Kapazitätsmärkte. Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem.
Studie im Auftrag der Umweltstiftung WWF Deutschland
Berlin, 8. Oktober 2012
www.oeko.de/oekodoc/1586/2012-442-de.pdf
- **Growitsch, Christian, Matthes, Felix Chr., Ziesing, Hans-Joachim**
Clearing-Studie Kapazitätsmärkte.
Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie
Berlin/Köln, Mai 2013
www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/C-D/studie-clearing-studie-kapazitaetsmaerkte,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf
- **Öko-Institut**
Erneuerbare Energien Gesetz 3.0. Spezifikation einer Reform des Erneuerbare Energien Gesetzes auf Basis eines Prämienmodells
(im Erscheinen)
- **Matthes, Felix Chr.**
Ein neues Strommarktdesign für die Energiewende.
Stellungnahme zur Anhörung des Unterausschusses „Begleitung der Energiewende in Rheinland-Pfalz“ des Landtags Rheinland-Pfalz am 20. November 2013
Berlin, 17. November 2013
<http://www.oeko.de/oekodoc/1842/2013-511-de.pdf>

Besten Dank für Ihre Aufmerksamkeit

**Dr. Felix Chr. Matthes / Hauke Hermann
Energy & Climate Division
Büro Berlin
Schicklerstraße 5-7
D-10179 Berlin
f.matthes@oeko.de / h.hermann@oeko.de
www.oeko.de**