

Vision und Augenmaß. Zur Reform des Flankierungsrahmens für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

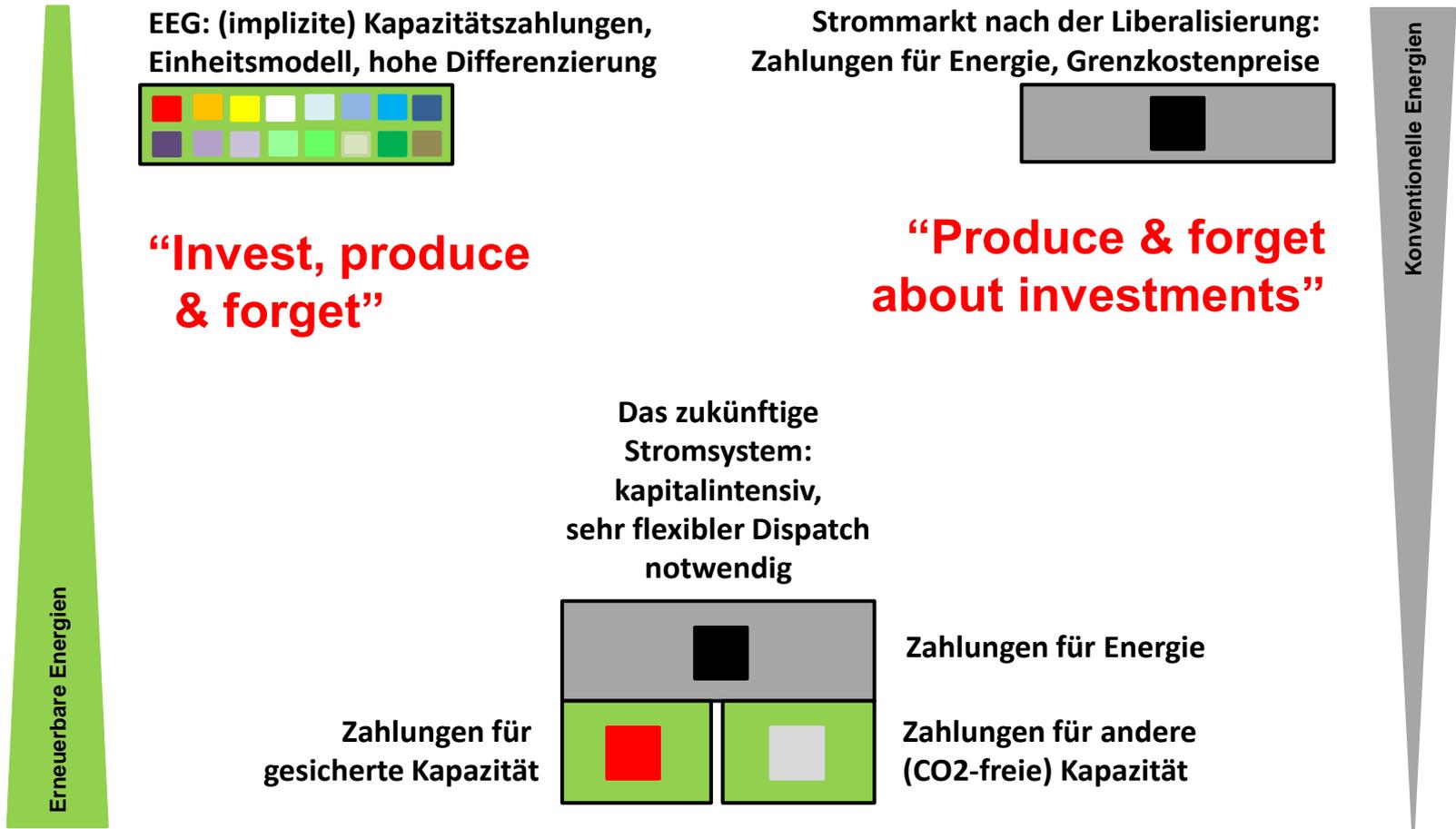
**Fachgespräch von Agora Energiewende
„Die Zukunft des EEG – Evolution oder Systemwechsel?“**

**Dr. Felix Chr. Matthes
Berlin, 13. Februar 2013**

1. **Sollen sich die Veränderungen an kurzfristigen (2020) oder langfristigen (2030/2050) Ausbauzielen orientieren?**
 - Beides, ausschließlich kurzfristige Orientierungen können in die Sackgasse führen, nur langfristige auch!
2. **Sollen über Märkte generierte Preissignale eine wichtige Rolle für die Koordination und Optimierung von Investitions- wie auch Betriebsentscheidungen spielen?**
 - So weit wie möglich, die Durchregulierung des sehr koordinationsintensiven Systems wird kaum funktionieren!
3. **Soll der (Markt-) Rahmen für erneuerbare Energien, Speicher und konventionelle (Residuallast-) Kraftwerke längerfristig separiert bleiben oder (strukturell) zusammengeführt werden?**
 - Zusammenführen!

4. Sollen Errungenschaften des EEG wie hohe Akteursvielfalt, eine sinnvolle Technologiebandbreite sowie geringe Erlösdauerrisiken erhalten bleiben?
 - Ja, zumindest diese drei Aspekte soweit wie möglich!
5. Ist eine Neuverteilung der Kosten- und Risiken zwischen a) EE-Betreibern sowie b) privilegierten bzw. c) nicht privilegierten Stromverbrauchern notwendig?
 - Ja, eine Neuverteilung zwischen diesen drei (!) Gruppen muss vorgenommen werden!
6. Sollen die Veränderungen auf schrittweise Veränderungen und Lernprozesse oder eher einen „Großen Wurf“ angelegt sein?
 - Schrittweise Reformen & Lernprozesse sind nötig – und möglich!

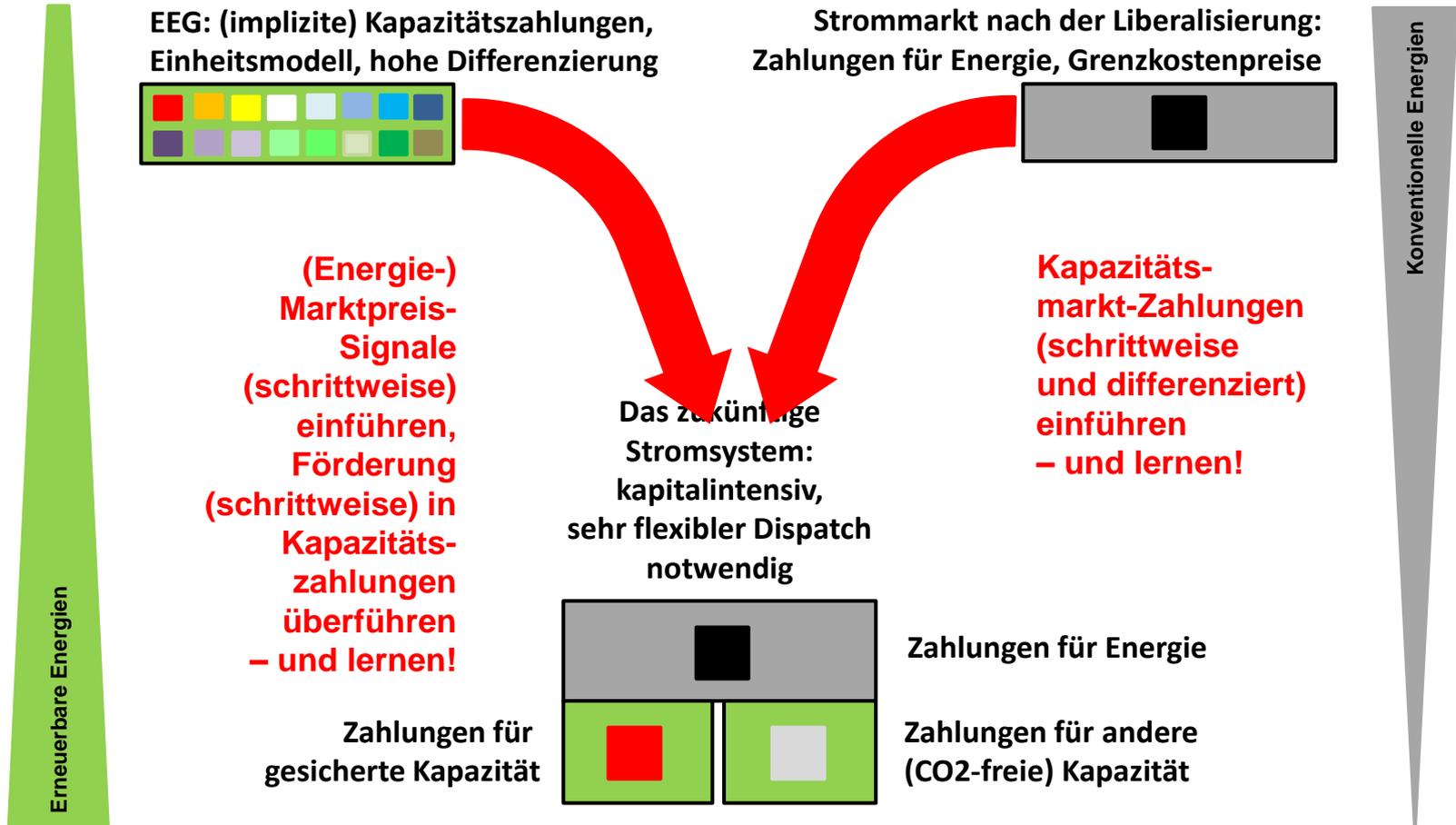
Aufgabe: Die anstehende Transformation einer polarisierten Struktur des Energiemarkts



**Welcher Weg dorthin?
„From vision to transition“**

Übergangsoption #3 (#1 und #2 auf Nachfrage ...)

Marktrealismus mit Vision auf beiden Seiten



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

- **In welcher Schrittfolge sollen/können die auf Konvergenz abzielenden Reformen umgesetzt werden?**
 - Option 1: die umfassende, große Lösung („Strommarkt-Integrationsgesetz (StrMIG) 1.0“) als nächster Schritt?
 - sicher: materiell verfrüht
 - wahrscheinlich: politische Sackgasse
 - als nächster Schritt nicht geeignet
 - Option 2: EnWG 3.0 und EEG 2.0 als Parallelreform im nächsten Schritt?
 - Einführung und Erprobung der jeweils fehlenden Elemente
 - Vergrößerung der Chancen für europäische Konvergenz
 - Etablierung eines lernenden Systems

- **Ablösung des Einheitsmodells (kostenorientierte und fixe Garantievergütung für 20 Jahre)**
 - 2013 veränderte Situation im Vergleich zu 2000
 - 2000: alle Technologieoptionen (Ausnahme: Wasserkraft) am Anfang der Lernkurve
 - 2013:
 - PV und Onshore-Wind: in der Lernkurve weit fortgeschritten
 - Offshore-Wind: am Anfang der Lernkurve
 - Wasser, Geothermie, Biomasse: keine wirklichen Lernkurveneffekte erkennbar
 - unterschiedliche Ansätze für diese drei Cluster sind sinnvoll und notwendig

- **Deutliche Vereinfachung des Modells**
 - jeweils
 - ein Vergütungsmodell
 - mit (möglichst) Einheits-Parametrisierung und
 - Streichung aller Boni
- für folgende Cluster
- Onshore-Windenergie
 - Offshore-Windenergie
 - Fotovoltaik
 - Biomasse
 - Wasserkraft
 - Geothermie

- **Integration der Preissignale des Strommengenmarktes in die Erlösströme für alle (neuen) regenerative Erzeugungsanlagen**
 - direkt: Direktvermarktung
 - ggf. einlastbare Erzeugungsoptionen, v.a. Biomasse
 - ggf. für Großanlagen
 - indirekt: variable Bestandteile von Einspeisevergütungen
 - Onshore-Windenergie
 - Offshore-Windenergie
 - Fotovoltaik
 - ggf. Kleinanlagen
 - Produktionswertoptimierung statt Produktionsmengenmaximierung (bei Betriebs- und Investitionsentscheidungen!)
 - Teilverlagerung des Preisrisikos auf die Anlagenbetreiber

- **Schrittweise Integration von Kapazitätzahlungen in alle Vergütungsmodelle**
 - direkte Kapazitätzahlungen (längerfristige annuitätische Jahreszahlungen bei Verfügbarkeitsnachweise)
 - Biomasse, Wasserkraft, Geothermie
 - indirekte oder direkte Kapazitätzahlungen
 - Onshore-Windenergie, Offshore-Windkraft und PV
 - zwei Varianten – noch zu diskutieren
 - zunächst noch: fixe Einspeisevergütung neben der variablen Einspeisevergütung
 - oder aber: direkter Übergang zu Kapazitätzahlungen, z.B. für den Median der stündlichen Einspeiseleistungen
 - Indexierung dieser Zahlungen – noch zu diskutieren

- **Klare Trennung der Mechanismen für Sonderziele**
 - Innovations- und Industriepolitik
 - v.a. Offshore-Windkraft
 - grundsätzlich gleiche Vergütungsstruktur wie Onshore-Windkraft
 - separate (für jeweils mehrere Jahre vergebene) Innovationsprämie auf die Kapazitätszahlung
 - Vergabe dieser Prämien mit Vorlauf und im Wettbewerb
 - Lokalisierungskomponenten
 - solange Netzengpässe das System prägen
 - separate (für jeweils mehrere Jahre vergebene) Lokalisierungsprämie auf die Kapazitätszahlung
 - Orientierung an Engpässen im Übertragungsnetz

- **Eine faire Verteilung von Lasten und Kosten**
 - Wälzungsmechanismen sind Verteilungsinstrumente
 - Struktur von Angebot und Nachfrage ändern sich nicht
 - ein möglichst großer Bilanzraum sowie eine zentrale und transparente Plattform führt zu geringsten Ineffizienzen
 - dezentrale Mechanismen führen zu Transaktionskosten, Transparenzproblemen und zu Mitnahmeeffekten
 - Reformvorschläge
 - Allgemeiner Selbstbehalt in Höhe der Strommarkteffekte
 - Aufhebung der Privilegierung des Eigenverbrauchs
 - strikte Beschränkung von Privilegierungstatbeständen
 - Herausnahme der Sonderziel-Finanzierungen
 - klare Differenzierung & Kommunikation der Umlagebereiche

Besten Dank für Ihre Aufmerksamkeit

Dr. Felix Chr. Matthes
Energy & Climate Division
Büro Berlin
Schicklerstraße 5-7
D-10179 Berlin
f.matthes@oeko.de
www.oeko.de

