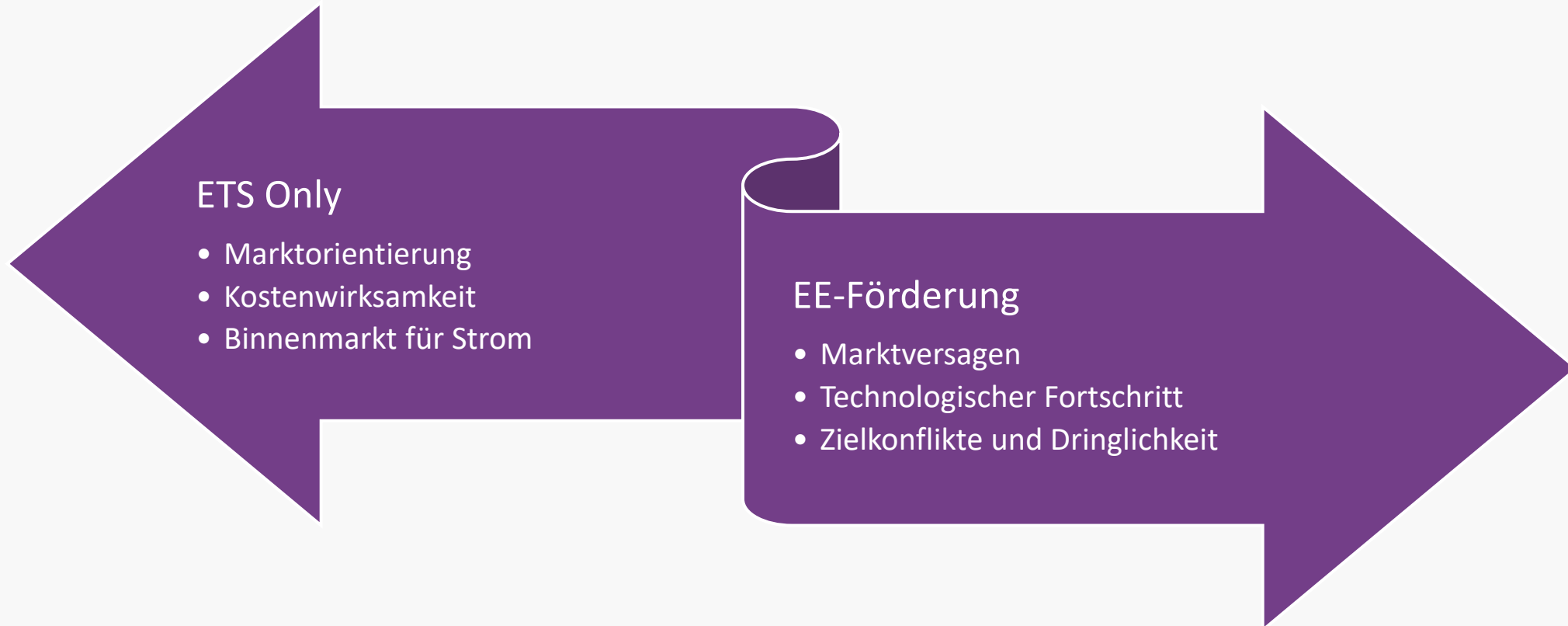

Das EEG und Europa

25 Jahre Wechselwirkungen

Frauke Thies

2. April 2025

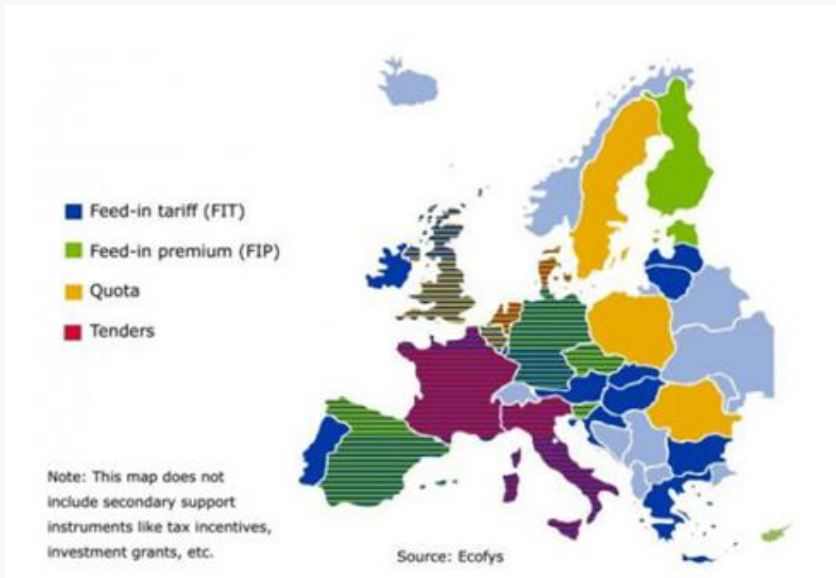
Die Anfangsphase: EEG versus „ETS only“



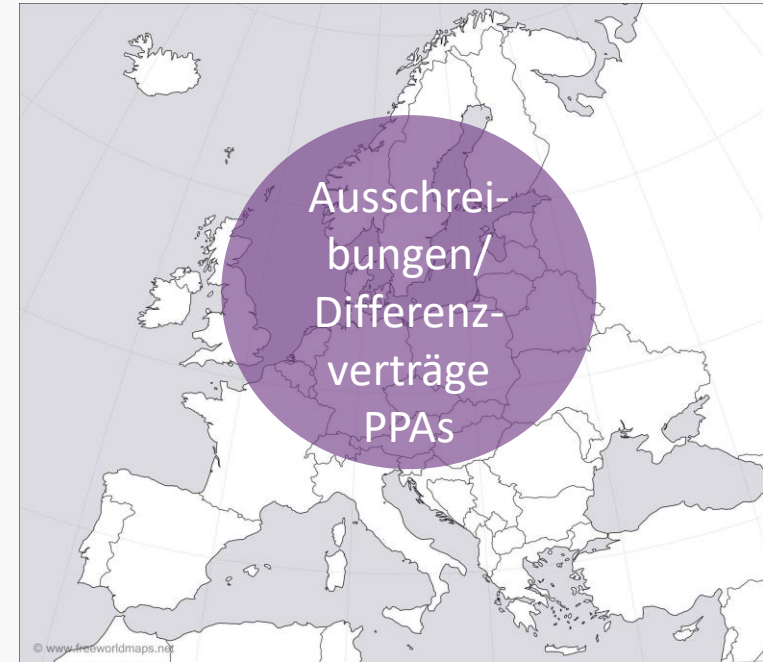
2008 Climate & Energy Package:

Emissionshandel zur marktbasierteren CO₂ Reduktion *und* Förderung erneuerbarer Energien durch nationale Instrumente

Graduelle Angleichung der Fördersysteme



Wettbewerbsrecht
Weiterentwicklung RED; EMD



Schritt für Schritt Richtung Binnenmarkt

Erneuerbare-Energien-RL 2001:

- nationale Ziele für 2010; keine Vorgabe für nationale Fördersysteme

Erneuerbare-Energien-RL 2009:

- 20 % Ziel EE bis 2020; nationale Aktionspläne, Ursprungszertifikate

Elektrizitätsbinnenmarkts-RL Novellierung 2014:

- Förderung eines gemeinsamen Strommarkts, Integration von EE; Übergang zu marktbasieren Mechanismen

EU-Beihilferechtsvorgaben 2014:

- staatliche Beihilfen unter Bedingungen der Minimierung von Marktverzerrungen

Erneuerbare-Energien-RL 2018:

- 32 % Ziel für EE bis 2030, Förderung grenzüberschreitender Projekte und Integration der Märkte

EU-Innovationsfonds & Green Deal (2020):

- 42.5% + 2.5% Ziel für EE bis 2030, Ausbau grenzüberschreitender Projekte

Erste
Weichenstellungen

EU Klimaziele &
Anpassungen

Marktorientierung

Kooperation & EU
Vorgaben

EEG 2000:

- Einführung des ersten Feed-in-Tarifs (feste Einspeisevergütungen für 20 Jahre)

EEG 2009:

- Anpassung der Einspeisevergütungen, Stärkung der Marktintegration, aber weiterhin Garantie von stabilen Einnahmen.

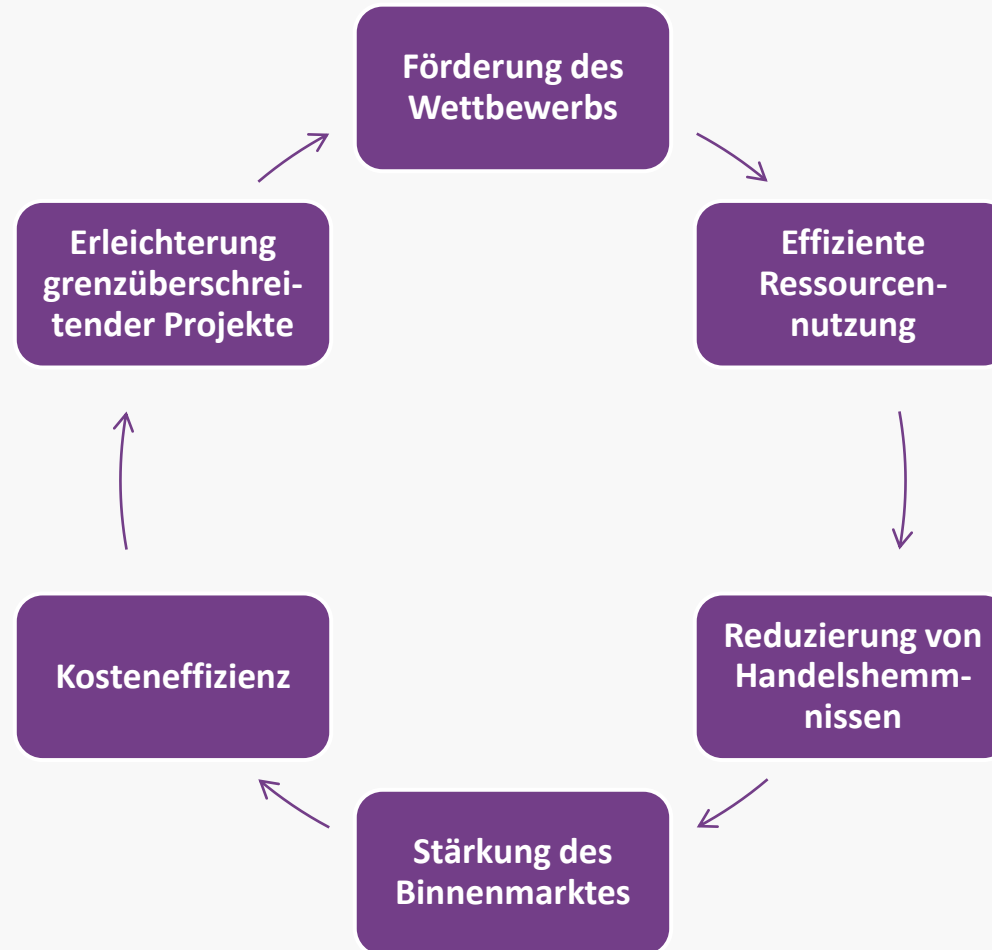
EEG 2014:

- Ausschreibungen als Wettbewerbsmethode für die Förderung, Einführung eines marktorientierten Fördersystems.

EEG 2017/2020:

- Weiterentwicklung der Ausschreibungsverfahren; Öffnung für grenzüberschreitende Projekte und verstärkter Marktmechanismus.

Vorteile einander angleichender Förderregeln



EU-Regulierung aus 2024: neue Anforderungen an Investitionsrahmen für EE

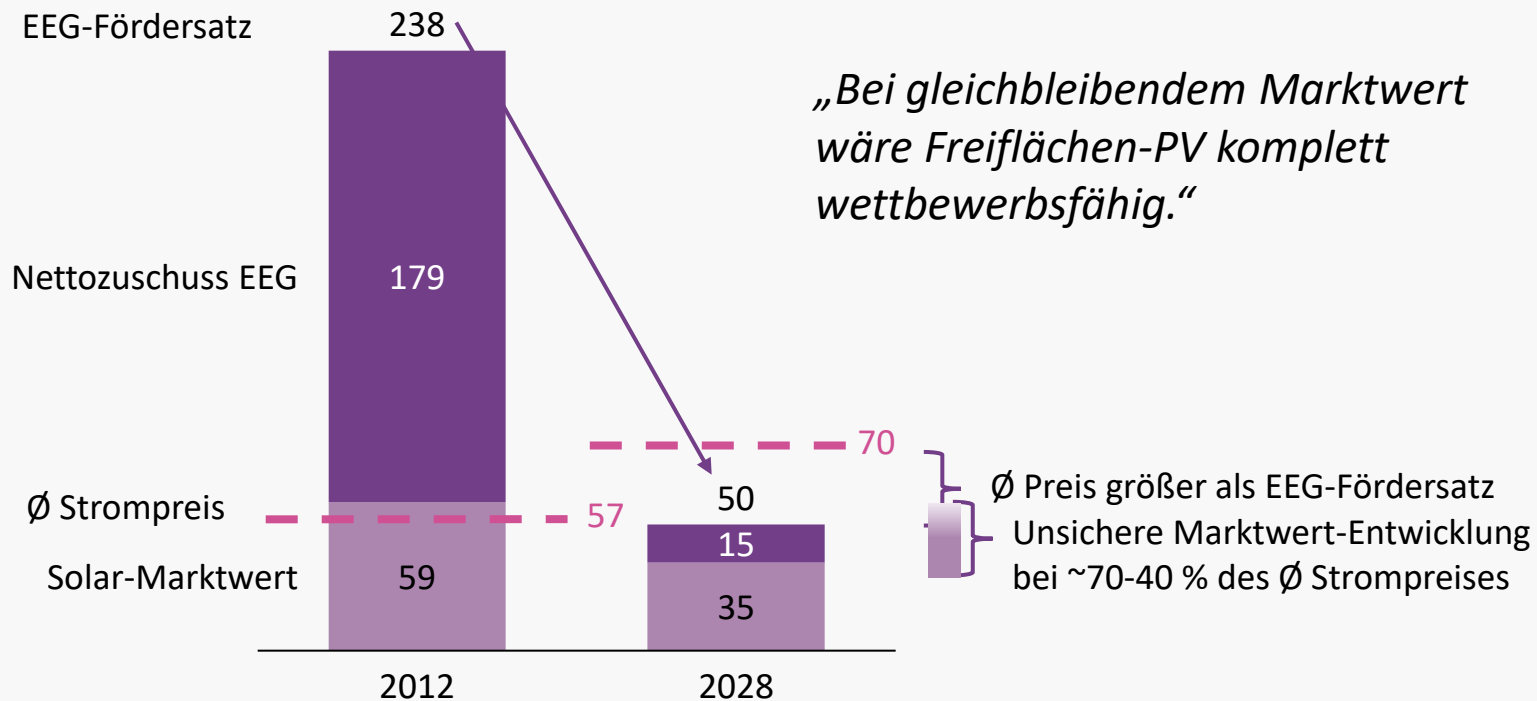


- Neue Investitionsinstrumente, die **PPAs** flankieren, sind genehmigungsfähig, inklusive “guarantee schemes”.
- **CfDs** (Differenzverträge) oder wirkungsgleicher Mechanismus verpflichtend*
 - Ende EEG-Marktprämie in heutiger Form für Neuanlagen ab den Ausschreibungen 2027
- Spotlight auf **zwei der CfD-Details** aus Artikel 19d der VO (EU) 2019/943:
 1. Anreiz einer effizienten Teilnahme am europäischen Strommarkt, sodass der **Betrieb die Marktbedingungen reflektiert**
 2. Vermeiden **jeglicher Verzerrungen** durch CfD-Zahlungen im Day-Ahead-, Intraday-, Regelleistungsmarkt sowie den Systemdienstleistungen

Brauchen große EE-Anlagen überhaupt noch Beihilfe? Beispiel Solar

EEG-Förderung einer Freiflächen-Solaranlage 2012 und 2028 differenziert nach Erlösen durch den Solar-Marktwert und den Zuschussbedarf.

[EUR₂₀₂₃/MWh]



Strompreise übertreffen bereits seit einiger Zeit EEG-Fördersätze

Aber: Mangelnde Flexibilität des Stromsystems führt in Verbindung mit deutlich mehr PV-Strom zu stark sinkenden Marktwerten

Investitionen können verstärkt marktbasierend erfolgen, tragen jedoch das Risiko künftig mangelnder Flexibilität

→ EEG sichert Marktwert-Risiko ab und reduziert dadurch Kapitalkosten

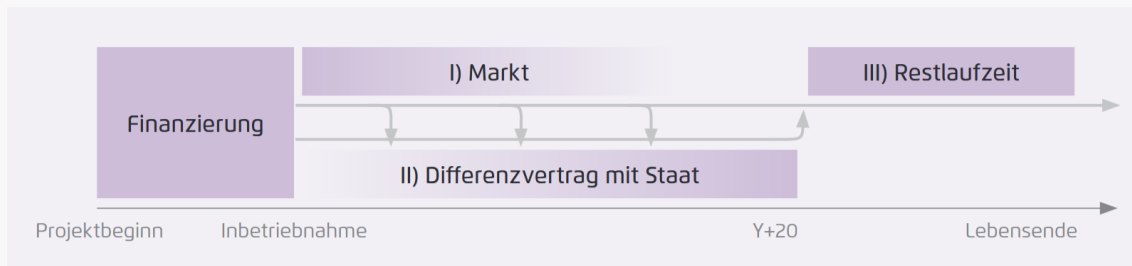
Agora-Vorschlag für ein neues Investitionsinstrument für Wind & PV (große Anlagen)

Vorschlag 1) Marktliche Anreize

Kernidee: Zunächst Marktphase, gefolgt von staatlicher Absicherung, dazu Ausschreibung von Preis *und Laufzeit*

Motivation:

- Stromnachfrage steuert EE-Ausbau über PPA
- höhere EEG-Kosteneffizienz (höher Volumen, geringere Preise)
- Möglichkeit zur Grünstromvermarktung über PPA (-> grüner H2)



Vorschlag 2) Reform der staatlichen Absicherung

Anlass: CfDs (Differenzverträge) oder wirkungsgleicher Mechanismus ab 2027 verpflichtend*

Kernidee: Fixzahlung als Absicherung (Ausschreibung), aber Abzug der Erlöse einer Referenz**

Motivation:

- Abschöpfung bei hohen Strompreisen
- Negative Preise: Verstetigung der Einnahmen unabhängig von künftiger EE-Abregelung
- Beseitigung der Marktverzerrung durch staatliche Zahlungen je eingespeister kWh

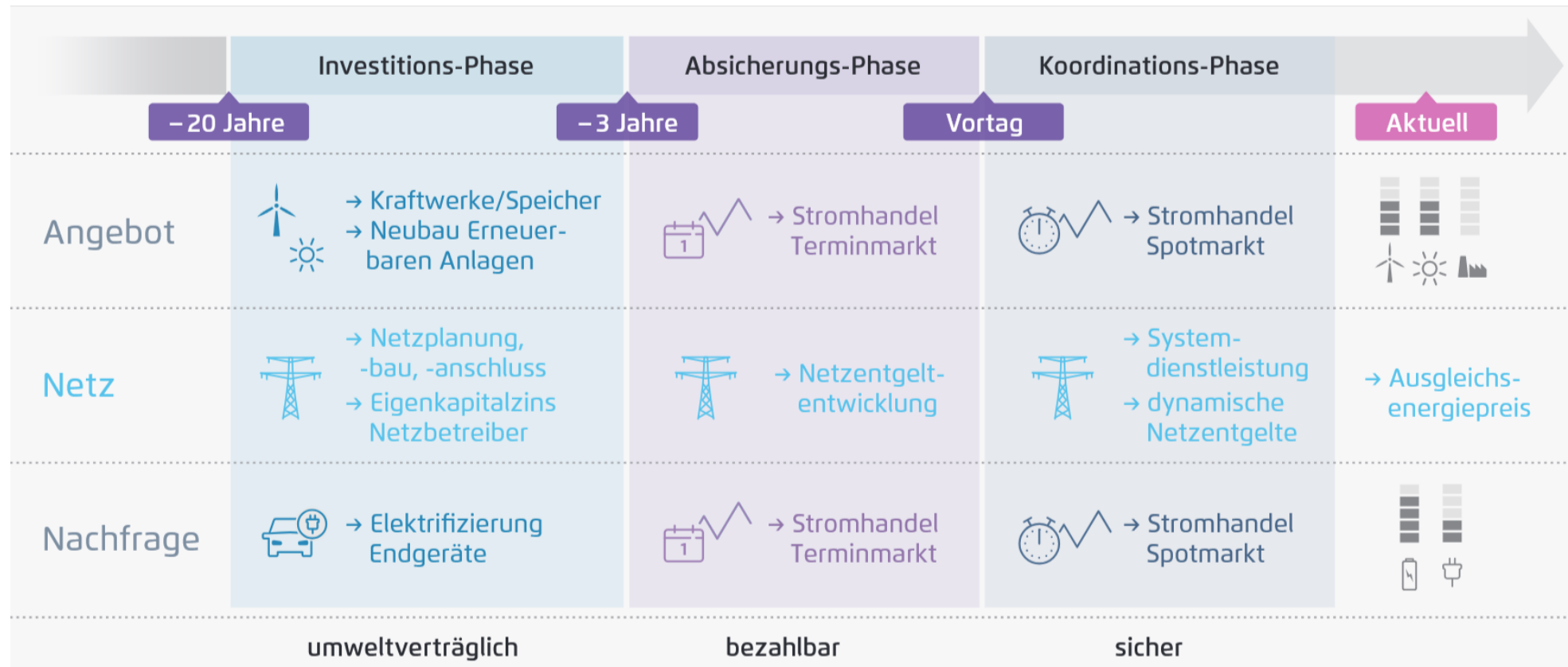
Herausforderung: Definition der Referenzerlöse, sodass keine Investitionsrisiken durch Zahlungen an Staat aber auch kein Missbrauch entsteht.

Ein integriertes Strommarktdesign für ein klimaneutrales Energiesystem im europäischen Binnenmarkt

Strommarkt für ein klimaneutrales Energiesystem

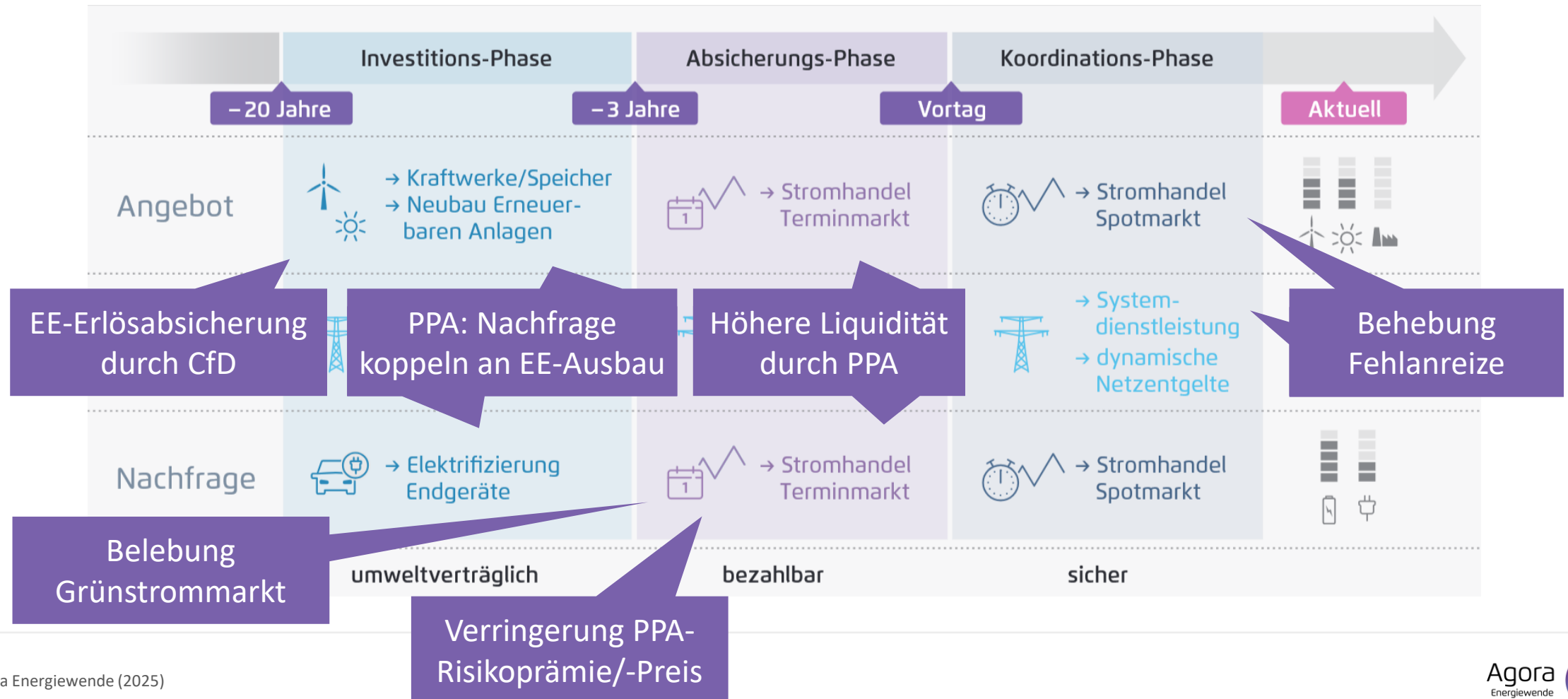
Ein integriertes Strommarktdesign für ein klimaneutrales Energiesystem im europäischen Binnenmarkt

Strommarkt für ein klimaneutrales Energiesystem



Ein integriertes Strommarktdesign für ein klimaneutrales Energiesystem im europäischen Binnenmarkt

Strommarkt für ein klimaneutrales Energiesystem



Danke!

Haben Sie Fragen oder Anmerkungen?

Name

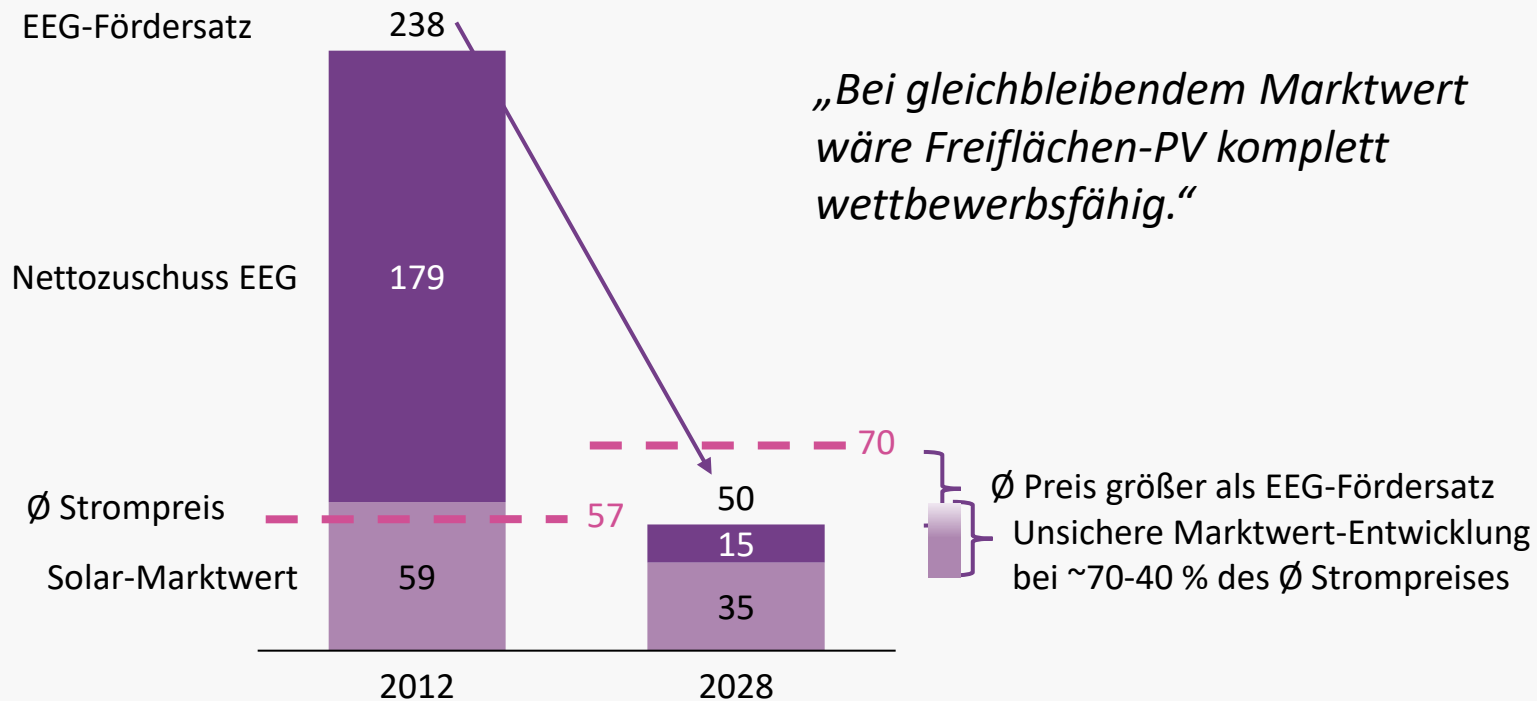
firstname.lastname@agora-energiewende.de

www.agora-energiewende.de

Brauchen große EE-Anlagen überhaupt noch Förderung? Beispiel Solar

EEG-Förderung einer Freiflächen-Solaranlage 2012 und 2028 differenziert nach Erlösen durch den Solar-Marktwert und den Zuschussbedarf.

[EUR₂₀₂₃/MWh]



Strompreise übertreffen bereits seit einiger Zeit EEG-Fördersätze

Aber: Mangelnde Flexibilität des Stromsystems führt in Verbindung mit deutlich mehr PV-Strom zu stark sinkenden Marktwerten

Investitionen können verstärkt marktbasierend erfolgen, tragen jedoch das Risiko künftig mangelnder Flexibilität

→ EEG sichert Marktwert-Risiko ab und reduziert dadurch Kapitalkosten

Absicherung des Ausbaus über RED/ EEG bleibt sinnvoll

Warum ist für EE eine Erlösabsicherung über das EEG trotz Kostensenkungen weiterhin sinnvoll?



→ **Marktgleichgewicht:** Klimaneutralität benötigt massives Plus an Erzeugung *und* Stromnachfrage -> Henne-Ei-Problem.



→ **Flexibilität** ist für Erlöse und Abregelungen von Wind- und Solarenergie entscheidend - für einzelne Akteure aber nicht beeinfluss- und schwer prognostizierbar.



→ **Resilienz und geringe Strompreise:** Schneller EE-Zubau reduziert die Abhängigkeit von Gasimporten, senkt Strompreise und macht Elektrifizierung schneller wirtschaftlich.



→ **Gesellschaftliche Präferenzen und Akzeptanz** (z.B. PV-Dachanlagen statt Freifläche) können zu Mehrkosten führen, die über das Marktdesign nicht refinanzierbar sind.



→ **Tempo und Klimaziele:** Zeitdruck der Klimakrise spiegelt sich nur unvollständig in Marktpreisen wider.

Die Vorteile staatlicher Absicherungsinstrumente und Stromlieferverträge (PPAs) lassen sich gewinnbringend kombinieren.

Vorteile zweiseitiger, staatlicher Instrumente

- Niedrige Kapitalkosten durch Bonität des Staates
- Vermeidung bzw. Abschöpfung von „Windfall profits“
- Steuerung des Zuwachses über Ausschreibungsvolumen
- Berücksichtigung gesellschaftlicher Präferenzen: Technologie, Standort, Flächen
- Anreiz einer gewünschten markt- und systemdienlichen Anlagenauslegung sowie Standortentscheidungen

Vorteile marktbasierter Finanzierung, z.B. PPAs

- Marktliche Effizienz: Grünstromeigenschaft, Druck auf Marktwertigkeit, direkte Verknüpfung mit Verbrauchern
- In Niedrigpreisphasen keine Haushaltsbelastung, in Hochpreisphasen Zubauanreiz
- Übernahme (auch) aller produktiven Risiken durch Vertragsparteien
- Dynamik: Bilaterale Verträge / PPAs lernfähiger als CfD.

Kombination: weitgehender Erhalt der Vorteile beider Systeme

- Dynamik je nach Marktlage: so viel Markt wie möglich, so wenig Staat wie nötig. Marktintegration ohne Brüche.
- Viele kürzere PPAs, sinkende PPA-Risikoprämien und Bilanzwirksamkeit, steigende Liquidität