

# Entwurf eines ganzheitlichen Strommarktdesigns für hohe Anteile erneuerbarer Energien

Strommarkttag, 09.07.2014

Matthias Reeg

DLR Stuttgart – Institut für Technische Thermodynamik –  
Abteilung: Systemanalyse und Technikbewertung



Wissen für Morgen



# Ziele und Herausforderungen der Energiewende

**Ziel: Erreichung der Ziele der Energiewende bei Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit.**

→ Intensive wissenschaftliche und politische Diskussion: Einigkeit nur über die Notwendigkeit eines „neuen“ bzw. „angepassten“ Marktdesigns (MD).

Was sind die potenziellen Gefahren, die den Transformationsprozess blockieren könnten?

1. Aufheben der Investitionssicherheit bei den EE.
2. Zunehmende Netzengepässe auf ÜN- und vor allem VN- Ebene
  - Was passiert, wenn § 6 EEG (Härtefallregelung) wegfällt?
3. Abnehmende gesellschaftliche Akzeptanz bei Beibehaltung der EEG-Umlage als Indikator für Kostenfrage.
4. Keine ausreichenden Flexibilitäten im System (Nachfrageseite, konv. Erzeugungsseite, Speicher, Netzte).

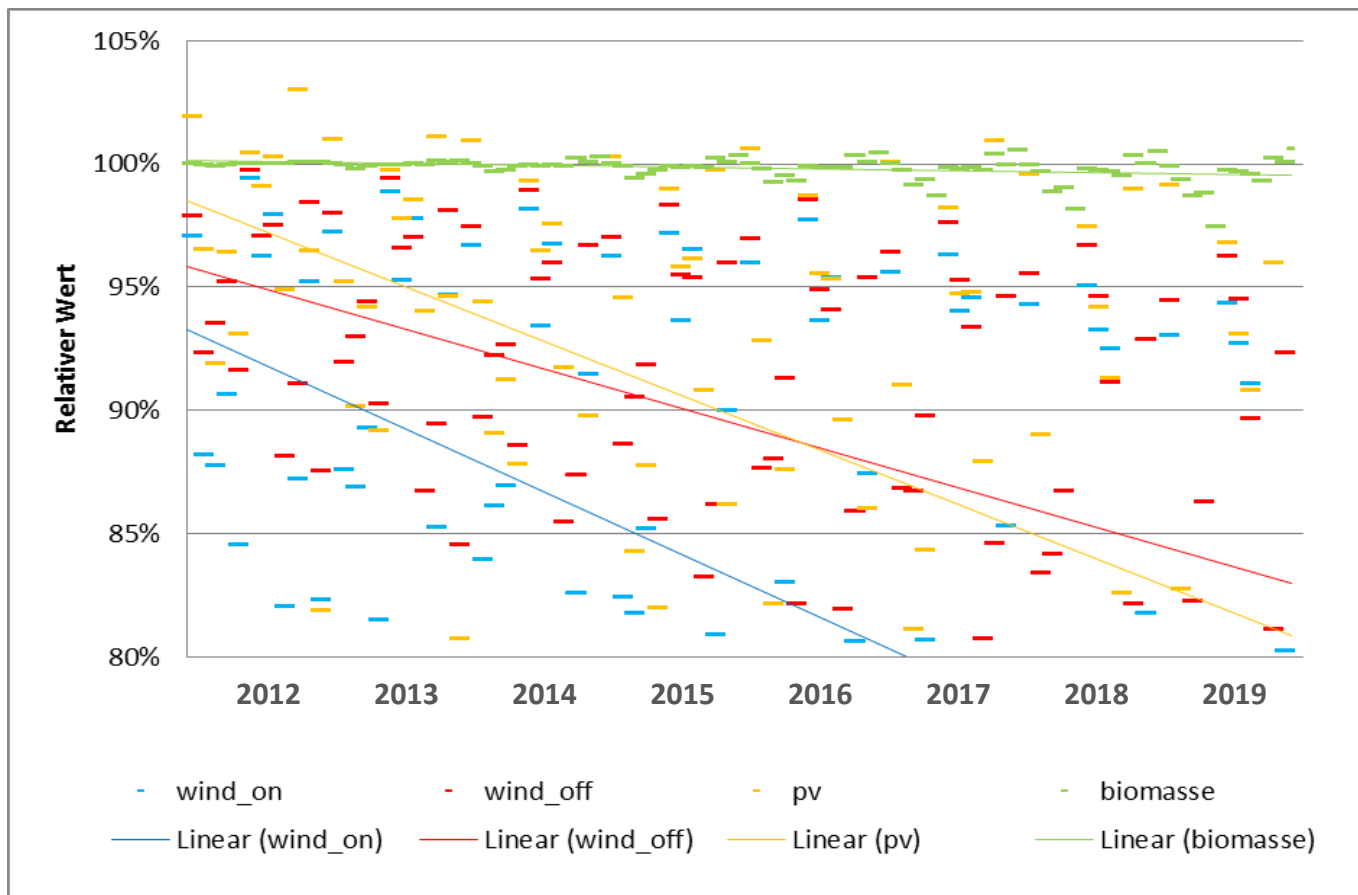


# Angenommene zukünftige Entwicklung

- Festhalten an klima- und energiepolitischen Zielen der Bundesregierung:
  - 2020: (mindestens) 35 % EE an Bruttostromverbrauch.
    - 2030: 50% / 2040: 65% / 2050: (mindestens) 80%.
    - davon über zwei Drittel fluktuierende EE (fEE).
  - 2022: vollständiger Kernkraftausstieg.
- Derzeit ausreichend Kapazitäten im System, aber Adäquatheit gesicherter Leistung (*Adequacy*) und vor allem, ob diese im Bedarfsfall auch ausreichend kurzfristig einsatzbereit ist (*Security*) zukünftig fragwürdig.
- Immer kleiner werdender konventioneller Kraftwerkspark (Volllaststunden).
- Zunehmend steilere Residuallastgradienten:
  - Notwendigkeit von mehr Flexibilität (Netzausbau, Speicher, Demand Response (DR), regelbare konv. und EE-KW).
- Neues „Missing-Money-Problem“ bei fEE - nachhaltige Refinanzierung über heute existierende Marktstrukturen – fragwürdig, da:
  - Marktwertverlust der fEE durch Gleichzeitigkeitseffekt
  - Regelenenergiemarkt wird übersättigt (alte Anbieter + EE + GT + PSW)
  - Lokales Direktvermarktungspotential begrenzt



# Entwicklung der relativen Marktwerte der EE-Einspeisung bis 2020



Quelle: eigene Simulation

→ Werden sich die fEE jemals über die Strommärkte refinanzieren können?



# Zukünftige Gestaltungsoptionen

- Es gibt vier grundsätzliche Entwicklungs- bzw. Gestaltungsoptionen die Einfluss auf beide Probleme haben: (1)

Sicherstellung der Versorgungssicherheit durch Refinanzierung der Vollkosten der konv. flexiblen KW sowie (2) wettbewerbliche Refinanzierung der EE :

**(1) Umstellung des Börsenpreismechanismus von Uniform-Clearing auf Pay-As-Bid Auktionen.**

**(2) Zubau von Speichern bzw. DSM** (da gleiche ökonomische Wirkung).

**(3) Einführung von Kapazitätsmechanismen.**

**(4) Technologiespezifische Auktionen für langfristige Lieferverträge.**

→ Die folgende Bewertung geschieht primär in Hinblick auf die wettbewerbliche Refinanzierung der EE

→ Zusammenführung mit Versorgungssicherheitsproblem erfolgt anschließend.



# Bewertungskriterien für die Gestaltungsoptionen

## (1) Langfristige Planungssicherheit:

Unsicherheit bei langen Genehmigungs-, Planungs- und Bauphasen sowie langen Kraftwerkslebensdauern schlägt sich durch Risikoaufschläge bei Kapitalkosten nieder.

## (2) Vollkostendeckung:

bei fEE-dominiertem KW-Park spielen variable Anteile eine wesentlich geringere Bedeutung zur Vollkostendeckung als fixe Investitions- und Betriebskosten.

## (3) Zeit- und ortsbezogene Investitionsanreize:

veränderte standortspezifische Anforderungen, da die Wirtschaftlichkeit von fEE entscheidend einerseits von meteorologischen Standortbedingungen abhängt und andererseits Netze zunehmend Engpässe aufweisen.

## (4) Verteilungs- und Wettbewerbswirkungen:

Zukünftiger Erzeugerpark wird von immer mehr und kleineren Akteuren geprägt sein. Fragen des Marktzugangs immer wichtiger.

## (5) Integrationstiefe und Komplexität:

potentielles MD muss die erschwerte Koordination von Handel und Verteilung geeignet unterstützen und wettbewerbliche Refinanzierung für fEE gewährleisten.



# Ergebnisse (1): wettbewerbliche Refinanzierung der EE

## (1) Umstellung des Börsenpreismechanismus auf Pay-as-Bid:

- Nicht zielführend
- Benachteiligung kleiner Akteure und Betreiber von fEE
- keine Garantie für ausreichende Versorgungssicherheit

## (2) Ausbau von Speicher / DSM:

- Teilweise zielführend für konv. Kraftwerke
- Verringerung der Börsenpreisvolatilität
- Sinkende Durchschnittspreise durch konvexen Verlauf der Merit-Order
- Nur zielführend für fEE falls ausgestaltet als Kombi-Kraftwerk

## (3) Einführung von Kapazitätsmechanismen

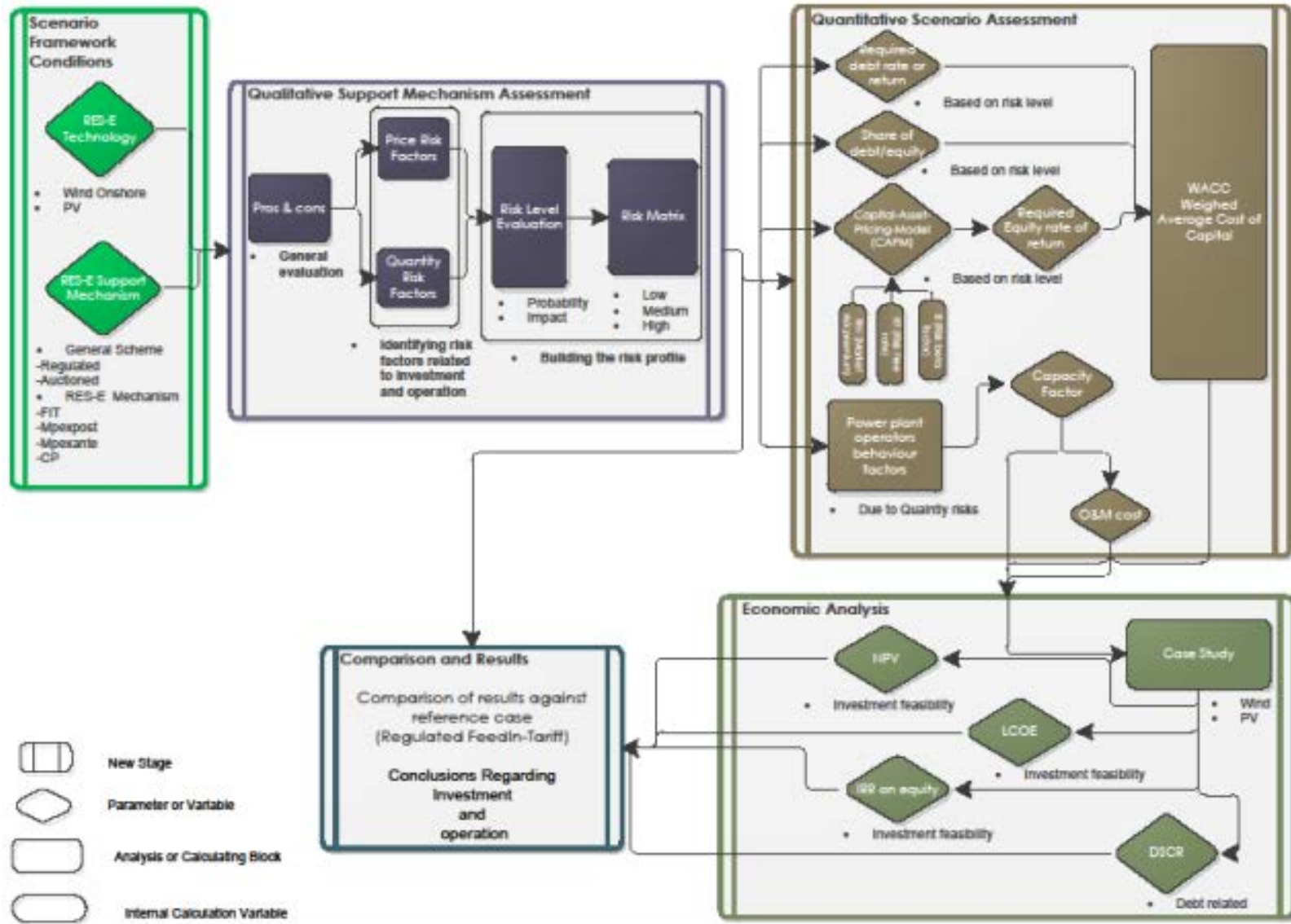
- Teilweise zielführend für Versorgungssicherheit
- Hoher Regulatorischer Eingriff → hohe Pfadabhängigkeit
- Unklar wie für fEE auszugestalten

## (4) Technologiespezifische Auktionen für langfristige Lieferverträge

- Zielführend im Sinne einer hohen Planbarkeit der Rückflüsse
- Geringe Kapitalkosten durch geringes Risiko (wie bei EEG-ESpV)
- Tarife werden wettbewerblich und nicht staatlich festgelegt
- Ortspezifische Investitionsanreize reduzieren Netzbelastung



# Das Risk-Evaluation Modell RESMIP

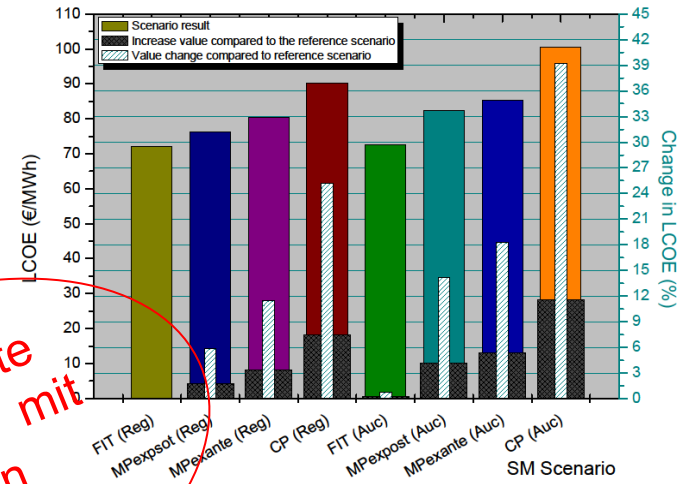
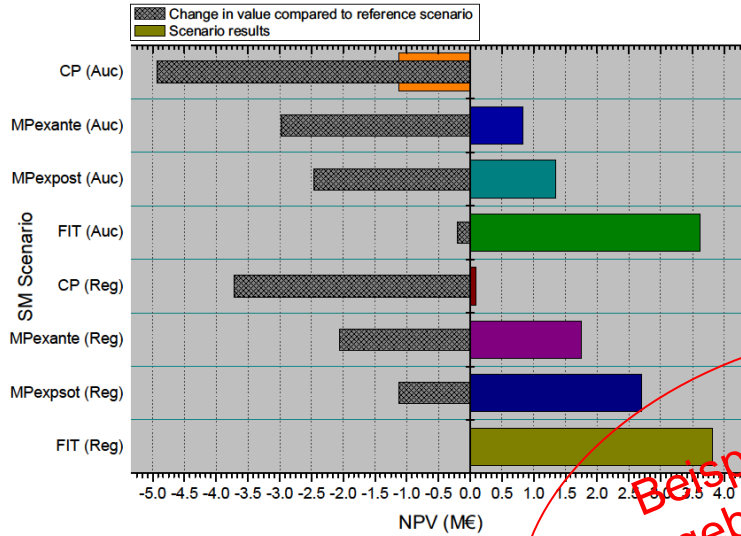


Quelle: Labib (2014)

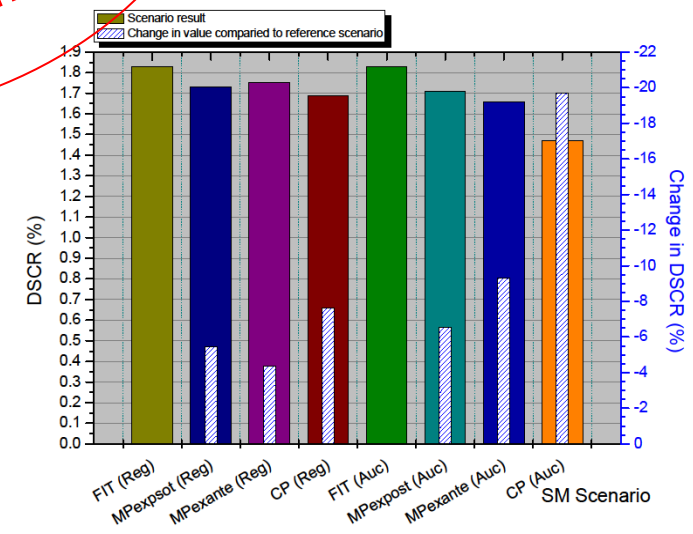
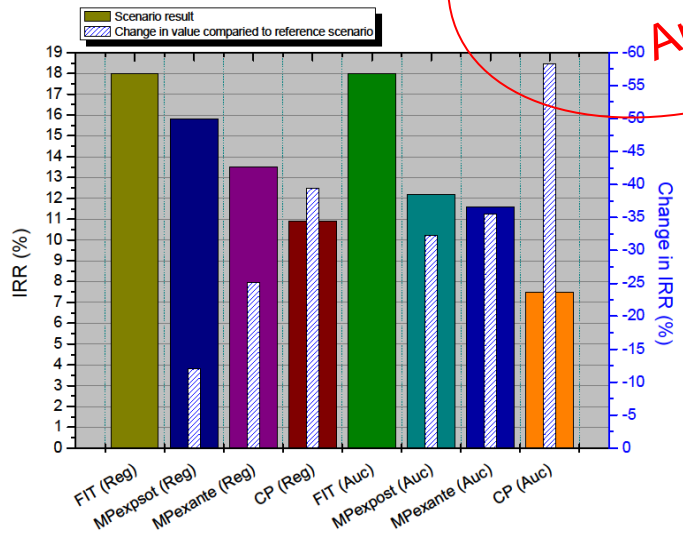




# Risikoauswirkung auf typische Finanzierungsparameter



**Beispielhafte Ergebnisse mit eigenen Annahmen**



# Ergebnisse (2): Übersicht über Bewertungsergebnisse

Gestaltungsoption	Langfristige Planungssicherheit	Vollkostendeckung	Zeit- und ortsbezogene Investitionsanreize	Verteilungs- und Wettbewerbswirkungen	Integrationstiefe und Komplexität
Veränderung der Preissetzung am Spotmarkt	●	○	●	○	○
Zubau von Stromspeichern	○	○	●	○	○
Einführung von Kapazitätsmechanismen	○	○	○	○	○
Technologiespezifische Auktionen für langfristige Verträge	●	○	●	○	○



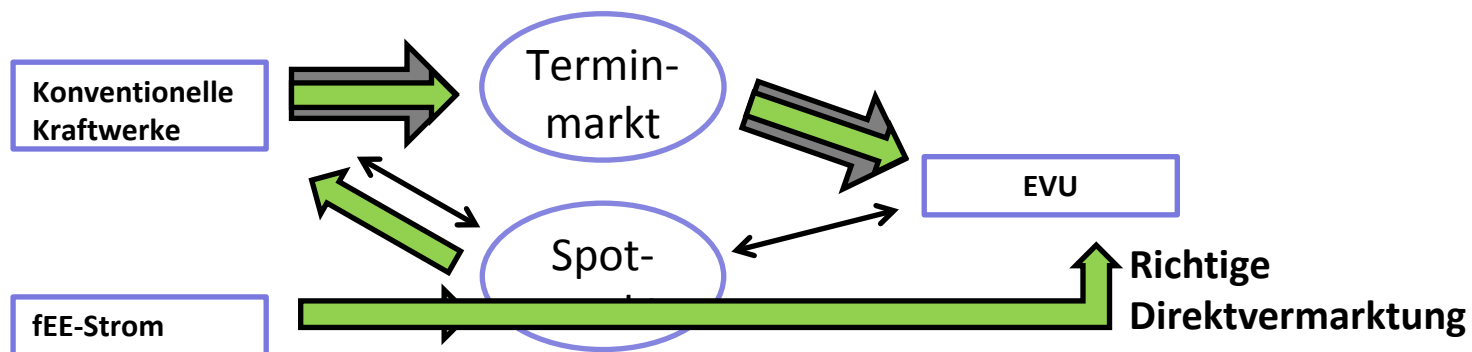
# Was sollte bei einem langfristig angelegten und ganzheitlichen Marktdesign berücksichtigt werden?

- Keine neuen Pfadabhängigkeiten schaffen  
→ offen lassen für neue Optionen.
- Liberalisierungsprozess beibehalten, aber kein unproduktiven Risiken auf Akteure übertragen.
- Auf bereits bestehende und etablierte Strukturen aufbauen:  
→ phasenweise Marktsystemevolution (inkl. Rückfalloptionen)
- Integrationsprozess für einen europä. Energiebinnenmarkt nicht behindern.
- Refinanzierungsströme sollten flexibel auf Marktbedingungen reagieren können  
→ Steigende Rohstoffpreise/ Inputfaktorkosten
- Marktdesign sollte selber flexibel auf Änderungen der Rahmenbedingungen reagieren können  
→ Markt und Wettbewerb dort, wo er sinnvoll ist, um dezentral vorliegende Informationen effizient verarbeiten zu können.
- Zentraler Aspekt sollte das Anreizen von Flexibilitätsoptionen sein:  
→ Hohe fluktuierende EE-Anteile können nur vernünftig ins System integriert werden, wenn alle Flexibilitätsoptionen effizient erschlossen werden.



## Fazit für bisherige EE-Direktvermarktung (I) - kurzfristig

- Derzeit wird fast der gesamte EEG-Strom über die Day-ahead-Auktion der Spotmärkte vermarktet:
  - fEE profitierten durch Management Prämie am meisten, regelbare weniger
  - zentral für ZWH sind Portfoliogröße und -zusammenstellung für Leistungsprognose und damit AE-Kosten → Pool-Prognose von „Single-Buyer“ sinnvoller?
  - sinkende fEE-Marktwerte führen zu steigenden „Förderkosten“
- Die Vermarktungslogik der ÜNB und der bisherigen Direktvermarktung ist dabei nahezu die gleiche (Ausnahme: Abregelung bei negativen Börsenpreisen)

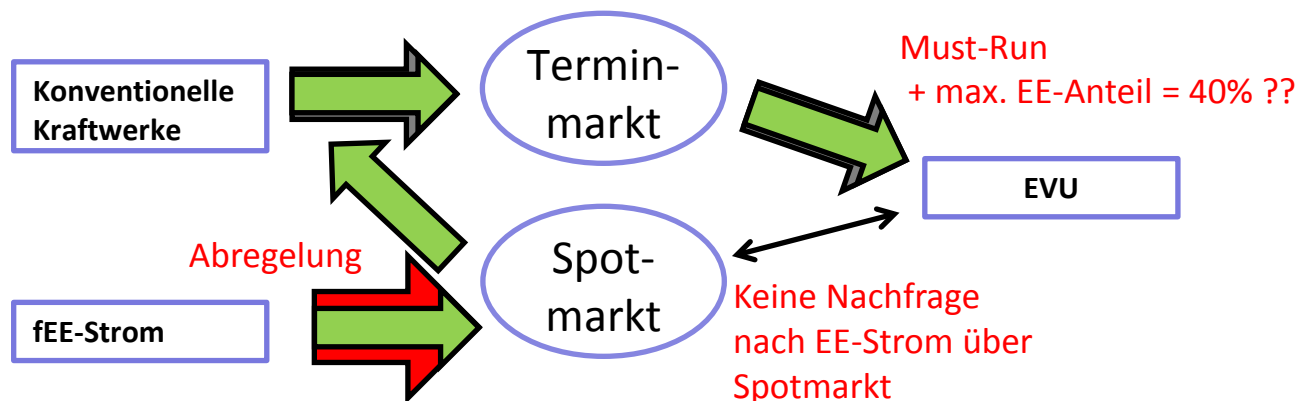


- Käufer der „billigen“ EEG-Strommengen sind in erster Linie die Kraftwerksbetreiber und nicht die Stromvertriebe, die mit der EE-Integration nichts zu tun haben
- Stromvertriebe sind aber die zentralen Akteure, die Flexibilitätsoptionen auf der Angebots- und Nachfrageseite anreizen können...



## Fazit für bisherige EE-Direktvermarktung (II) - mittelfristig

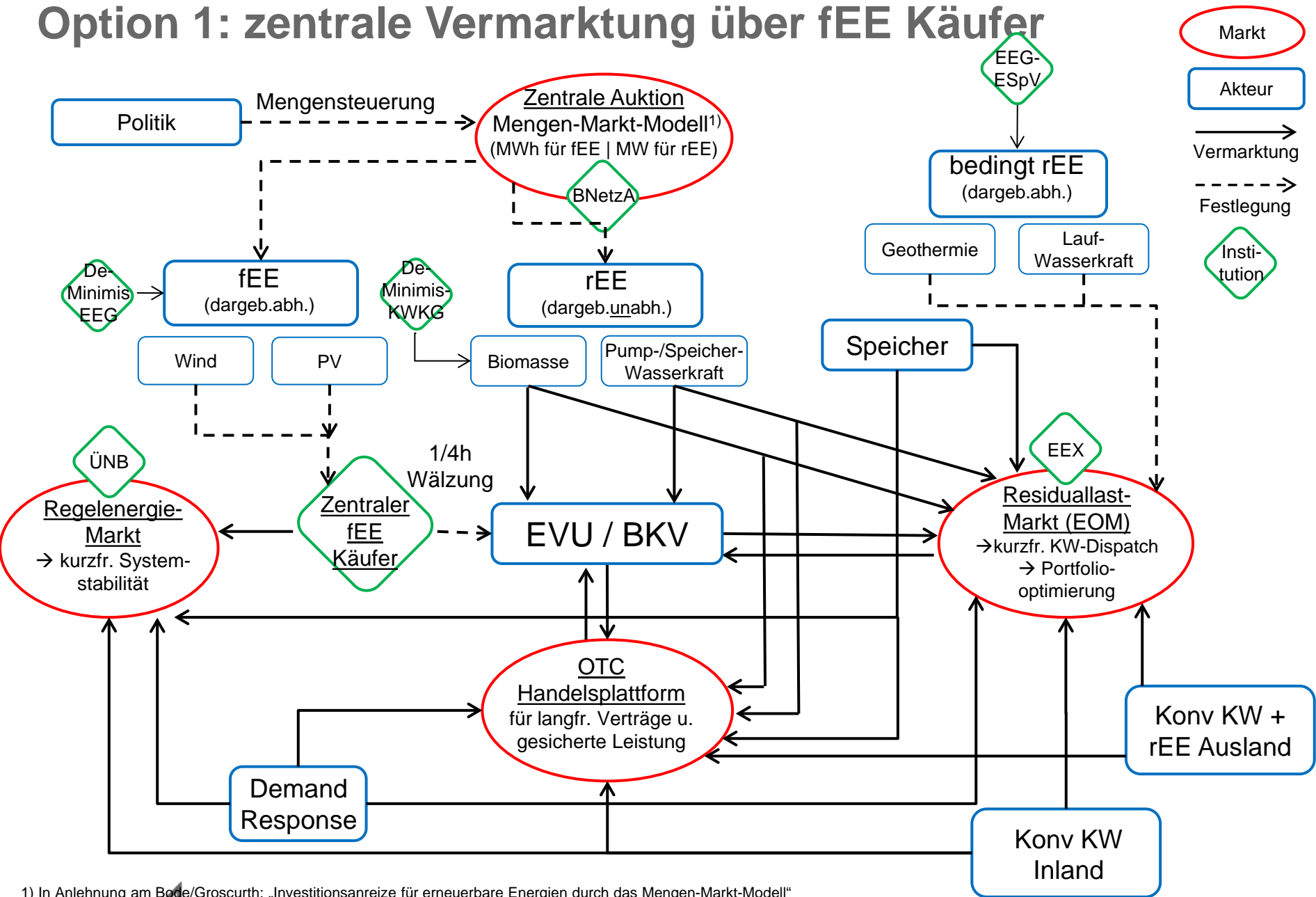
- Was passiert mit EE-Strom wenn zukünftig EE-Stromangebot > Nachfrage?



- Neue Risiken für EE-Anlagenbetreiber vor allem über **absetzbare Strommengen!**
  - Seit EEG 2010 AusglMechV gibt es für Vertriebe keine EE-Stromabnahmeverpflichtung mehr
  - § 22 (1) EEG Entwurf vom 14.02.2014:  
„Anlagenbetreiber können [...] von dem Netzbetreiber eine Marktprämie verlangen. Dies gilt nur für Strom der **tatsächlich eingespeist** und von **einem Dritten abgenommen** wurde“.
- Wir brauchen aber zukünftig EE-Überschlüsse um auf 80%-EE zu kommen  
→ **Vertriebe wieder in die Pflicht nehmen EE-Strom abzunehmen?!?**



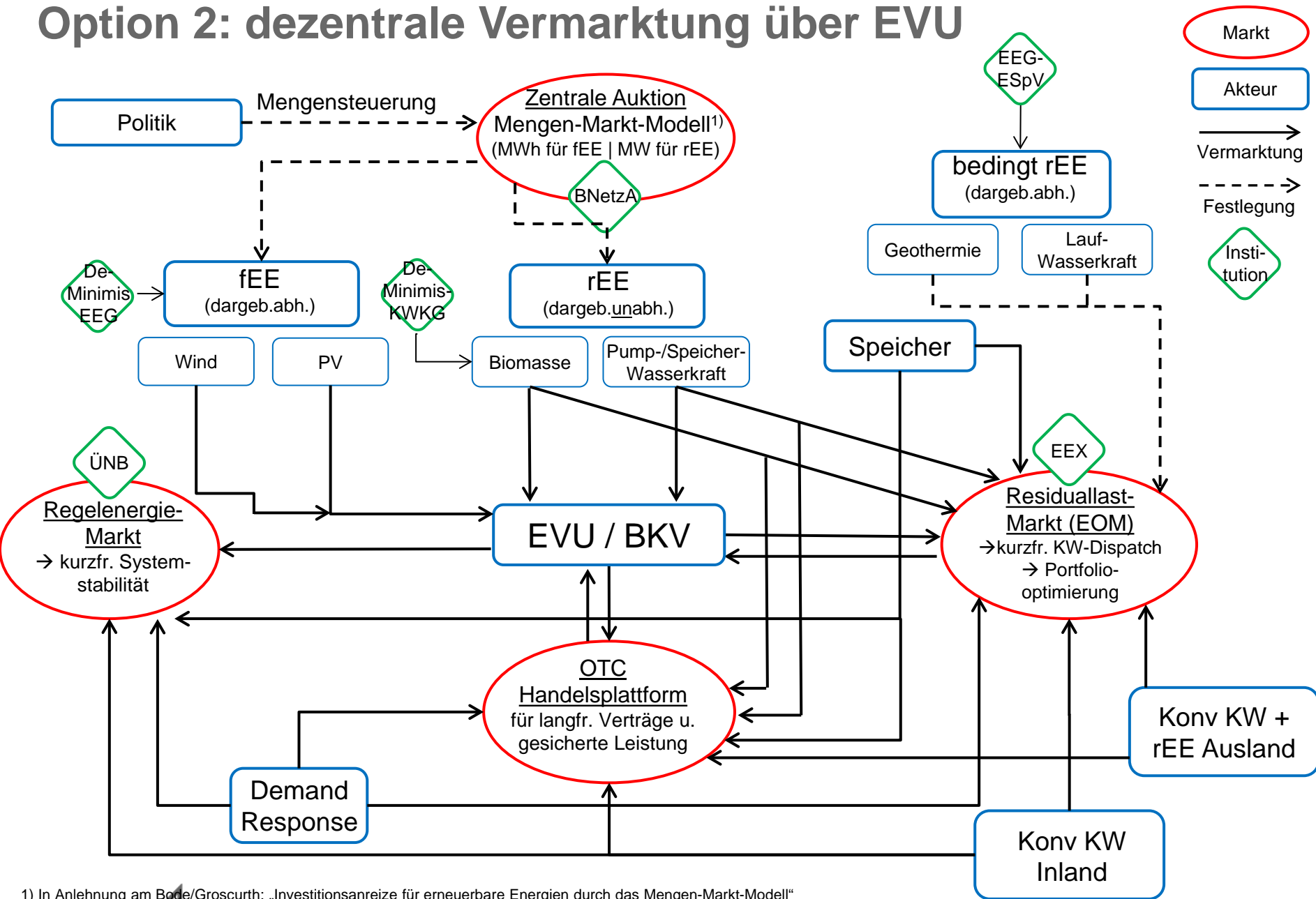
# Option 1: zentrale Vermarktung über fEE Käufer



1) In Anlehnung am Bode/Groscurth: „Investitionsanreize für erneuerbare Energien durch das Mengen-Markt-Modell“



# Option 2: dezentrale Vermarktung über EVU



1) In Anlehnung am Bode/Groscurth: „Investitionsanreize für erneuerbare Energien durch das Mengen-Markt-Modell“



# Zusammenfassung des ganzheitlichen Ansatzes

- (1) Zentrale Auktion über Strommenge (€/MWh) bei Wind, PV und Kapazitäten (€/kW) bei Biomasse:
  - De-Minimis EEG FIT für kleine Anlagen / De-Minimis-KWKG Vergütung für Biomasse
  - Ausbaupfade gesetzlich festlegen
  - Direktvermarktung auch außerhalb des zentralen Systems möglich
- (2) i) „Einsammeln“ der fEE deutschlandweit durch unabhängige Instanz (zentraler fEE Käufer):
  - zukünftige Vermarktung der fEE für Regelernergie möglich → Gewinne für Allgemeinheit
  - zentrale Abregelung erst, falls netztechnisch nötig
- (2) ii) Dezentrale Direktvermarktung mit bilateralen Verträgen zw. EVU und EE-Betreiber
- (1) Anteiliges Einstellen der fEE in die Portfolien der Lieferanten:
  - Zwang zur Flexibilisierung durch physikalische Wälzung in ¼-h Takt (Option 1) oder durch direkte DV-Abnahmeverträge zwischen Anlagenbetreiber und EVU (Option 2)
- (2) Entstehung eines Residuallastmarktes + OTC mit handelbaren langfr. Verträgen:
  - Lieferant hat als einziger Akteur Einflussmöglichkeiten auf Angebots- und Nachfrageseite
    - ✓ kostengünstiger Strom in Zeiten niedriger RL
    - ✓ Flexibilisierungsanreize konv. KW
    - ✓ regelbare EE (auch auf europäischer Ebene) → EU Binnenmarkt konform
    - ✓ Speicher (elektrisch, thermisch, chemisch)
    - ✓ Kopplung mit Wärmemarkt
    - ✓ Demand Response / Lastabschaltung
- (3) Lieferant bzw. BKV muss ausreichend gesicherte + flexible Leistung im Portfolio haben!
- (4) Spotmärkte bleiben für KW-Dispatch und Portfoliooptimierung erhalten.
- (5) Kurzfristige Netzstabilität (Regelernergie) bleibt in Verantwortung der ÜNB.





# Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

## ...Fragen?

---

**Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR)**  
Institut für Technische Thermodynamik | Systemanalyse und Technikbewertung |  
Wankelstraße 5 | 70563 Stuttgart

Dipl. Ing. (Wirtschaftsingenieur) **Matthias Reeg**  
Telefon 0711/6862-282 | Telefax 0711/6862-747 | [matthias.reeg@dlr.de](mailto:matthias.reeg@dlr.de)  
<http://www.dlr.de/tt/>

