

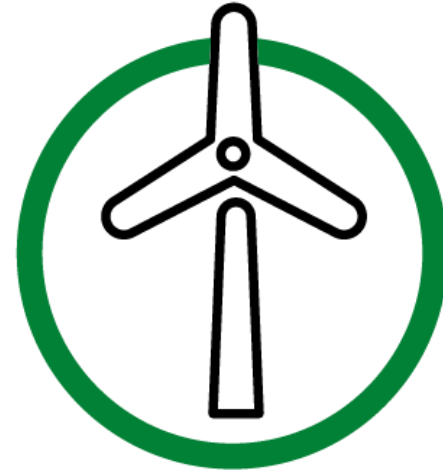
# 3. Sitzung der AG 1 der PKNS – Sicherung der Finanzierung von Erneuerbaren Energien (AG EE)

22.06.2023

09:00 bis ca. 16:00 Uhr

# Begrüßung und Einführung

Dania Röpke  
RefL'in IIIBAS, Analyse und Strategie  
BMWK



# Rückblick auf die AG-Sitzung vom 11.5.

## 1. Zentrale Zielsetzungen

- Preisabsicherung
- Schließen einer möglichen Wirtschaftslücke
- Welche Handlungsoptionen schaffen den meisten Zubau am schnellsten (Chancen und Absicherung) und am kosteneffizientesten?

## 2. Sammlung möglicher AG-Fokusthemen für die Arbeit bis zum Sommer (Auswahl)

- Genauere Darstellung produktionsunabhängiger CfD (z.B. mit Blick auf Volumenrisiko, Definition der Referenz)
- Auswirkungen der Modelle auf Gebote und Höchstpreise und auf volkswirtschaftliche Kosten
- Systemintegration (Ost-West, Schwachwind, Speicher), Vermeidung von Marktverzerrung bei Ausgestaltung der CfDs
- Auswirkungen der Instrumente auf Märkte (z.B. Interaktionen, z.B. zwischen PPA & CfDs und zwischen den Instrumenten)
- Potenziale für PPAs (Nachfrageseite mit betrachten, HKN-Werte)

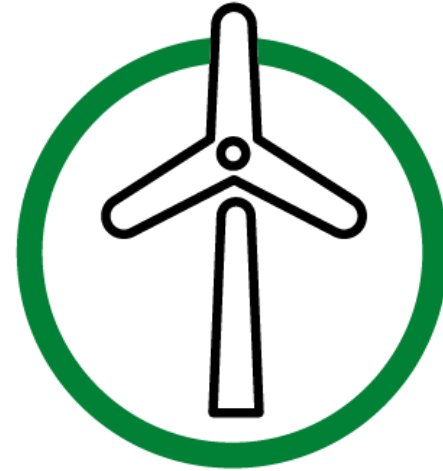


# Agenda

Uhrzeit	Tagesordnungspunkt
09:30 – 09:45	<b>Begrüßung und Einführung in die AG-Sitzung</b> Dania Röpke, RefL'in IIIBAS Analyse und Strategie
09:45 – 10:00	<b>Rückblick auf die letzte Sitzung und Vorstellung der Tagesordnung</b> Robert Lorentz, IIIB1 und Ralf Christmann, IIIB3
10:00 – 10:40	<b>Betrachtung von Handlungsoptionen und ihrer Wirkungsbereiche: Contracts for Differences</b> Dr. Malte Gephart, Guidehouse, Dr. Vasilios Anatolitis, Fraunhofer ISI
10:50 – 11:10	<b>Kurze Erfrischungspause</b>
11:10 – 12:40	<b>Diskussion in Kleingruppen: Erste Bewertung von Contracts for Differences</b> Robert Lorentz, IIIB1 und Ralf Christmann, IIIB3
12:40 – 13:10	<b>Mittagspause</b>
13:10 – 13:50	<b>Zusammenfassung der Diskussion und Festhalten von Take Aways</b> Robert Lorentz, IIIB1 und Ralf Christmann, IIIB3
13:50 – 14:20	<b>PPAs und mögliche Wechselwirkungen insbesondere mit Contracts for Differences</b> Dr. Anne Held, Fraunhofer ISI, Dominik Peper, Guidehouse
14:20 – 15:00	<b>Diskussion im Plenum zu PPAs und möglichen Wechselwirkungen mit CfDs</b> Robert Lorentz, IIIB1 und Ralf Christmann, IIIB3
15:00 – 15:20	<b>Kurze Erfrischungspause</b>
15:20 – 15:35	<b>Zusammenfassung der Diskussion und Festhalten von Take Aways</b> Robert Lorentz, IIIB1 und Ralf Christmann, IIIB3
15:50 – 16.00	<b>Wrap-up und Ausblick auf die nächste Sitzung</b> Dania Röpke, RefL'in IIIBAS Analyse und Strategie



# Betrachtung von Handlungsoptionen und ihrer Wirkungsbereiche: Contracts for Differences



Dr. Vasilios Anatolitis, Fraunhofer ISI  
Dr. Malte Gephart, Guidehouse





consentec



ISI



neon neue energieökonomik

# Förderinstrumente zur Finanzierung Erneuerbarer Energien

## Ausgestaltungsvarianten von CfD im Vergleich zur gleitenden Marktprämie

22.06.2023



# Ziele und Vorgehen

- 1 Beschreibung der Funktionsweise und Wirkung der CfD-Modelle
- 2 Darstellung der wesentlichen Unterschiede zwischen den Ausgestaltungsvarianten, insb. mit Blick auf zentrale Wirkungsbereiche
- 3 Diskussion der zentralen Merkmale und Herausforderungen der Instrumente

# Zentrale Wirkungsbereiche der Elemente

## Wirkungsbereiche maßgeblich für Effektivität der Instrumente

### Schließung Wirtschaftlichkeitslücke

- Voraussetzung für Investitionen:  
Einnahmen > LCoE
- Einschätzung, zukünftig Wirtschaftlichkeitslücke ohne Förderung wahrsch einlich
- Risikoverteilung wirkt sich auf Schließung der Wirtschaftlichkeitslücke aus.

### Risikoabsicherung

- Effiziente Verteilung der Risiken zwischen Staat und Investoren zur Reduktion Kapitalkosten/LCOE
- Preisrisiko
- Mengenrisiko
- Abweichungsrisiko gegenüber Referenzwerten
- Liquiditätsrisiko

### Marktintegration

- Marktintegration kann zu Systemeffizienz beitragen
- Bietet Anreize zum systemdienlichen Verhalten (Invest und Dispatch)
- In Förderinstrumenten können Preissignale weitergegeben oder verzerrt werden.

### Erforderliche Systemumstellung


- Systemänderungen müssen für Marktteilnehmer machbar sein
- Maß an Systemumstellung, das Förderinstrument erfordert, wichtig für Bewertung des Instruments

Alle hier aufgezeigten Instrumente adressieren die Schließung der Wirtschaftlichkeitslücke



# Vorstellung Instrumente

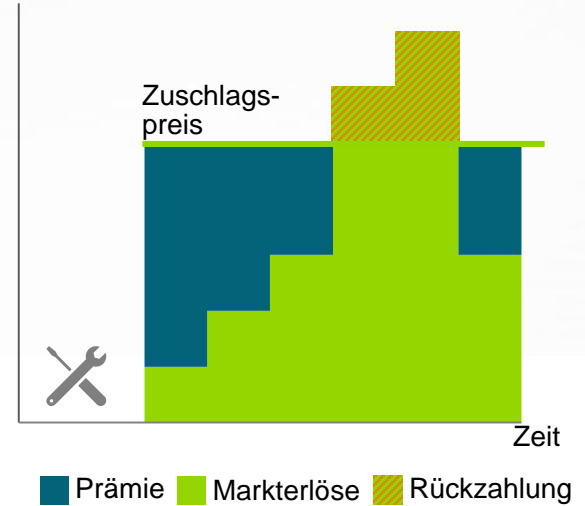
## Gleitende Marktprämie (Status Quo)

Funktionsweise	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Vermarktung EE-Strom mit Zahlung variabler Prämie, die vom anzulegenden Wert und Referenzpreis abhängt</li><li>▪ Keine Förderzahlung in Stunden negativer Preise (bei mind. x Stunden)</li><li>▪ Keine Rückzahlung</li></ul>	
Wirkung	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ <b>Risikoabsicherung:</b><ul style="list-style-type: none"><li>▪ gute Preisabsicherung (abhängig von Referenzperiode)</li><li>▪ Erhöhtes Erlörisiko bei Geboten &lt; LCOE</li><li>▪ keine Absicherung des Mengenrisikos (Wetter, negative Preise)</li><li>▪ Ggf. Ausgleich zusätzlicher Kosten (z.B. DV-Kosten, Refin.-kosten)</li></ul></li><li>▪ <b>Marktintegration:</b><ul style="list-style-type: none"><li>▪ abhängig von Referenzperiode, bei jährlicher Referenz werden saisonale Preisschwankungen für Anlagenbetreiber relevant</li><li>▪ mögliche Verzerrungen zwischen DA und Intraday</li></ul></li><li>▪ <b>Systemumstellung:</b> nicht notwendig</li></ul>	 <p>Zuschlagspreis</p> <p>Zeit</p> <p>■ Marktprämie ■ Markterlöse</p>
Herauf.	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Asymmetrische Kosten-Nutzen-Verteilung zwischen Staat und Gesellschaft</li><li>▪ Erlösabschöpfung im Falle hoher Marktpreise</li></ul>	

# Wirkungsbereiche der Elemente

## CfD mit stündlichem Referenzpreis

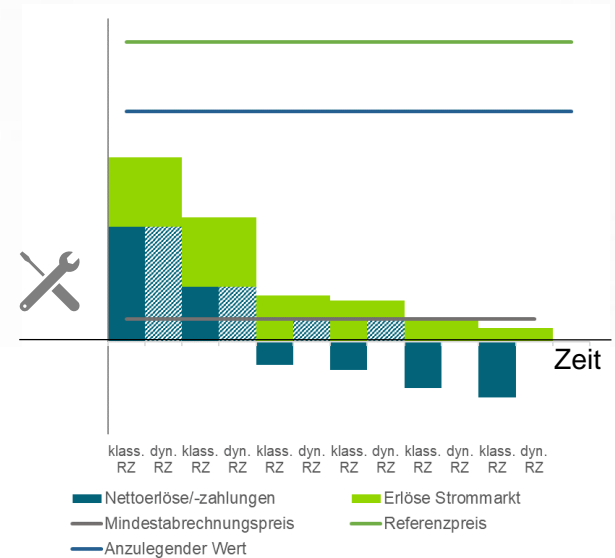
Funktionsweise	<ul style="list-style-type: none"><li>■ Förderung, wenn stündlicher Referenzmarktpreis &lt; anzulegender Wert</li><li>■ Rückzahlung, wenn stündlicher Referenzmarktpreis &gt; anzulegender Wert</li><li>■ Wechsel in sonstige Direktvermarktung einschränken, um Umgehen der Rückzahlung zu verhindern (für alle CfD-Varianten gültig)</li></ul>
Wirkung	<ul style="list-style-type: none"><li>■ <b>Risikoabsicherung:</b><ul style="list-style-type: none"><li>■ Absicherung gegen kurz-, mittel- und langfristige Preisrisiken</li><li>■ keine Absicherung gegen Mengenrisiken</li><li>■ kein relevantes Basisrisiko (Risiko der Abweichung von der Referenz)</li><li>■ kein erhöhtes Liquiditätsrisiko gegenüber Status Quo</li></ul></li><li>■ <b>Marktintegration:</b> kaum Anreize für Marktintegration</li><li>■ <b>Systemumstellung:</b> voraussichtlich eher geringe Marktanpassungen, außer ggf. hinsichtlich Gebots- und Finanzierungsstruktur</li></ul>
Herausforderung	<ul style="list-style-type: none"><li>■ Keine wesentlichen Herausforderungen bei Implementierung, jedoch starker Rückschritt im Hinblick auf Marktintegration</li></ul>



# Wirkungsbereiche der Elemente

## CfD mit jährlichem Referenzpreis und dynamischer Rückzahlung

Funktionsweise	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Rückzahlung wie stündlicher CfD mit jährlicher Referenzperiode</li><li>▪ Fehlanreize, wenn Börsenstrompreis &gt;0 und Rückzahlung fällig, die höher ist als Börsenstrompreis, deshalb Begrenzung der Rückzahlung in Stunden mit niedrigen positiven Preisen</li></ul>
Wirkung	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ <b>Risikoabsicherung:</b><ul style="list-style-type: none"><li>▪ Absicherung langfristiger Preisrisiken</li><li>▪ keine Absicherung der Mengenrisiken</li><li>▪ Abweichung vom Referenzwert als Basisrisiko</li><li>▪ geringeres Erlösrisiko als bei gMP bei Gebot &lt; LCOE</li></ul></li><li>▪ <b>Marktintegration:</b> jährlicher Referenzzeitraum Anreiz für Marktintegration, DA-Intraday-Verzerrungen möglich</li><li>▪ <b>Systemumstellung:</b> geringe systemische Anpassungen notwendig, Gebots- und Finanzierungsstruktur, Umsetzung dyn. Rückzahlung</li></ul>
Herausf.	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Konkrete Festlegung und administrative Umsetzung des Mindestabrechnungspreises</li></ul>



# Wirkungsbereiche der Elemente

## CfD mit Marktwertkorridor oder Cap-and-Floor (jährl. Referenz)

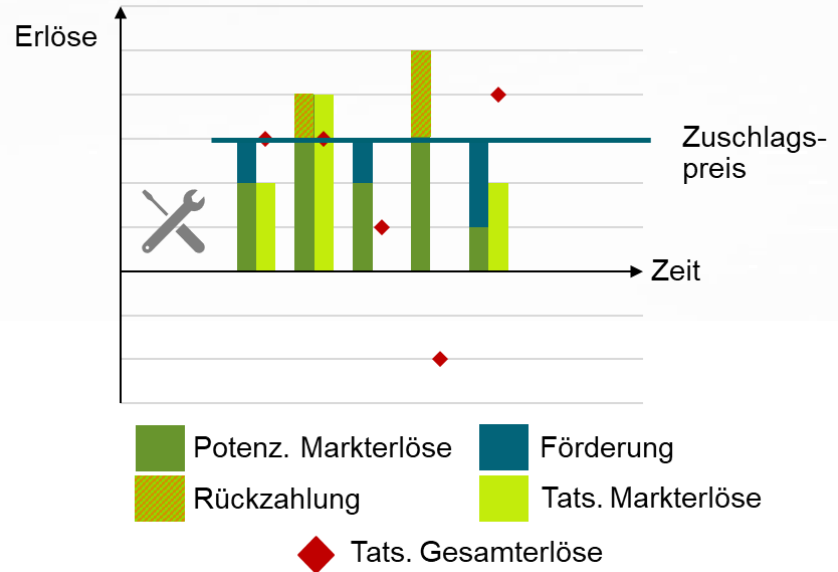
Funktionsweise	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Ausgestaltung des anzulegenden Wertes als Korridor<ul style="list-style-type: none"><li>▪ Symmetrischer Korridor (+/- 10 EUR/MWh oder +/- 10%)</li><li>▪ Anzulegender Wert als floor mit cap fix oder prozentual addiert</li><li>▪ Anzulegender Wert als floor und cap unabhängig vom Gebot</li></ul></li></ul>	<p>Cap</p> <p>Floor</p> <p>Zeit</p> <p>■ Prämie ■ Markterlöse ■ Rückzahlung</p>
Wirkung	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ <b>Risikoabsicherung:</b><ul style="list-style-type: none"><li>▪ erhöhte Exposition gegenüber Marktpreisrisiko (kurz/mittel/lang) innerhalb des Korridors</li><li>▪ keine Absicherung von Mengenrisiken</li><li>▪ Basisrisiko durch jährliche Referenzperiode</li><li>▪ begrenztes Liquiditätsrisiko</li></ul></li><li>▪ <b>Marktintegration:</b> ähnlich wie CfD mit jährlicher Referenz</li><li>▪ <b>Systemumstellung:</b> geringe Systemumstellung, aber: verändertes Gebotsverhalten zu erwarten</li></ul>	
Herausforder.	<ul style="list-style-type: none"><li>▪ mit dynamischer Anpassung der Rückzahlung: administrative Umsetzung des Mindestabrechnungspreises</li></ul>	

# Wirkungsbereiche der Elemente

## Capability-based CfD (vorgeschlagen von Elia)

Funktionsweise

- Förderzahlungen/Rückzahlungen gekoppelt an Produktionspotenzial einer Anlage und nicht an reale Einspeisung
- Abweichungen zwischen Potenzial und Erzeugung spiegelt Abregelungen, Wartung, etc. wider
- Möglichkeit Referenzperiode >1 Std. einzuführen (technologiespezifischer Referenzpreis)
- Mögliche Berechnungsmethoden  
Produktionspotenzial: Bestimmung Ausfallarbeit (Spitzarbeit) basierend auf gemessenen Wetterdaten an Anlage und Leistungskennlinie



# Wirkungsbereiche der Elemente

## Capability-based CfD (vorgeschlagen von Elia)

### Wirkung

- **Risikoabsicherung:**
  - Absicherung kurz-, mittel- und langfristiger Preisrisiken (je nach Referenzperiode)
  - Absicherung Mengenrisiko im Hinblick auf negative Preise/Abregelung, jedoch keine Wetterrisiken
  - Zusätzliches Basisrisiko im Vergleich zu erzeugungsabhängigen CfDs; z.B. Potenziell Rückzahlung trotz Produktionsausfall → erhöhtes Liquiditätsrisiko, insgesamt aber gering, da Abweichungsrisiko symmetrisch
- **Marktintegration:**
  - Vermeidung von Dispatchverzerrungen, da Förderzahlungen unabhängig von realer Einspeisung
  - Anreize für Marktwertoptimierung (Standortwahl und Anlagendesign) bei jährlicher Referenzperiode
- **Systemumstellung:** Erhebliche Umstellungen, einschließlich Monitoringsysteme (Manipulationsvermeidung)

### Herausforderung

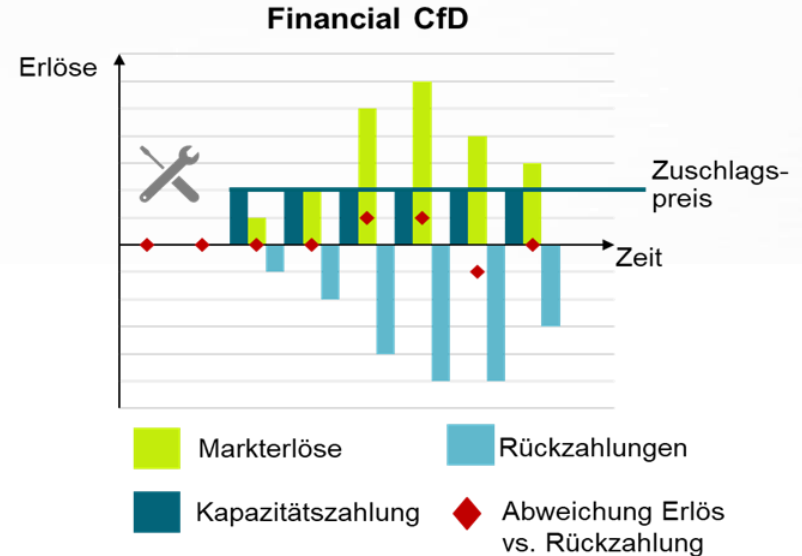
- Berechnungsmethode für Bestimmung des Produktionspotenzials zentral und weiter zu prüfen
- Mögliche Abweichungen zwischen Produktionspotenzial und realer Einspeisung durch Verschattung, etc.

# Wirkungsbereiche der Elemente

## Financial CfD (vorgeschlagen von Schlecht et al.)

### Funktionsweise

- Staat zahlt an Betreiber eine feste stündliche Kapazitätsprämie, während Betreiber an Staat stündliche Spotmarkterlöse aus Referenzerzeugung zahlt
- Rückzahlungen entsprechen den fiktiven Erlösen der Anlage, d.h. den stündlichen DA-Spotmarktpreisen multipliziert mit der Erzeugung des Referenzmodells
- Nettoerlöse entsprechen im Prinzip der Kapazitätsprämie
- Abweichungen von Referenzmodell können zu Mehr- oder Mindereinnahmen führen
- Definition des Referenzmodells noch offen, jedoch ausschlaggebend für Höhe der Nettoerlöse
- Grad der Technologie- und Standortspezifität der Referenz bestimmt Abweichungsrisiko



# Wirkungsbereiche der Elemente

## Financial CfD (vorgeschlagen von Schlecht et al.)

### Wirkung

- **Risikoabsicherung:**
  - Absicherung von Preis- und Mengenrisiko (Wetter und negative Preise)
  - Höheres (symmetrisches) Abweichungsrisiko von Referenz als beim Capability-based CfD
  - Rückzahlungsverpflichtung bei Ausfällen können zu Liquiditätsproblemen führen
- **Marktintegration:** Vermeidung von Dispatchverzerrungen, Strompreissignale werden vollständig an Betreiber weitergegeben, keine Marktverzerrungen DA versus Intraday, Anreize für Standortwahl & Anlagendesign, je nach Definition Referenzmodell (symmetrische) Abweichungsrisiken
- **Systemumstellung:** Umfangreichste Systemumstellung im Vergleich zur gMP, abhängig von Wahl des Referenzmodells mit zu erwartenden Anpassungen der Gebotsstrategien und Direktvermarktungsmodelle.

### Herausforderung

- Definition der Referenz
- Klärung, ob FCfD Finanzderivat ist und der Finanzmarktregulierung unterliegen
- Anforderungen an finanzielle Future-Produkte: Sicherheit (Collateral), die bei Future-Produkten nur als liquides Kapital akzeptiert werden. Mögliche Alternative: EE-Anlage als Sicherheit, hier ist praktische Umsetzung zu klären



# Wirkungsbereiche der Elemente

## Instrumentenvergleich

1

Trade-off insbesondere zwischen Risikoabsicherung und Marktintegration

2

Behebung der Fehlanreize im Dispatch kann zu höherem Abweichungsrisiko führen

3

Nötige Systemumstellung, sowie weitere Herausforderungen der einzelnen Instrumente, sollten mitbedacht werden

4

Neue Vorschläge (capability-based und financial CfD) zeigen Vorteile bei Absicherung des Mengenrisikos und bei Marktintegration, machen jedoch eine signifikante Systemumstellung erforderlich

# Your Guides

**Dr. Corinna Klessmann**

Director

[corinna.klessmann@guidehouse.com](mailto:corinna.klessmann@guidehouse.com)

---

**Dr. Anne Held**

Geschäftsfeldleitung

[Anne.Held@isi.fraunhofer.de](mailto:Anne.Held@isi.fraunhofer.de)

---

**Dr. Malte Gephart**

Associate Director

[malte.gephart@guidehouse.com](mailto:malte.gephart@guidehouse.com)

---

**Dominik Peper**

Managing Consultant

[dpeper@guidehouse.com](mailto:dpeper@guidehouse.com)

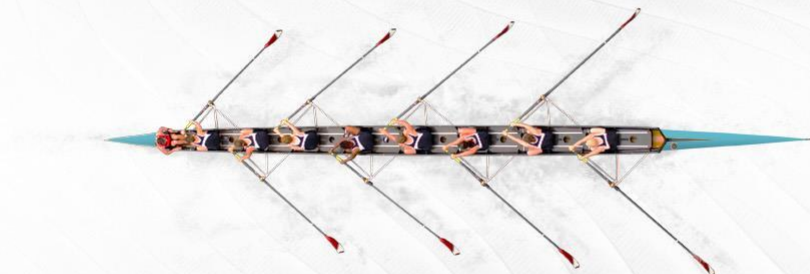
---

**Dr. Vasilios Anatolitis**

Wissenschaftlicher Mitarbeiter

[Vasilios.Anatolitis@isi.fraunhofer.de](mailto:Vasilios.Anatolitis@isi.fraunhofer.de)

---



©2022 Guidehouse Inc. All rights reserved.

This content is for general information purposes only, and should not be used as a substitute for consultation with professional advisors.

# Rückfragen und Feedback



Robert Lorentz, IIB1  
Ralf Christmann, IIB3



# Einführung in die Diskussion in Kleingruppen



Philine Wedell, dena





Kurze Erfrischungspause  
bis 11:00 Uhr

# Diskussion in Kleingruppen



## Gruppe 1

- Produktionsabhängige Contracts for Differences

## Gruppe 2

- Produktionsunabhängige Contracts for Differences

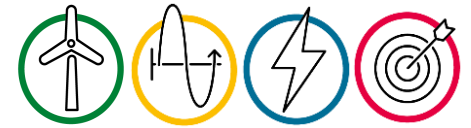
*Ca. 12:00 Uhr: Wechsel der Kleingruppen*



# Leitfragen

1. *Welche Ausgestaltungsvarianten eignen sich besonders, um die EE-Ausbauziele zu erreichen?*
2. *Welche Vor- und Nachteile haben die unterschiedlichen CfD-Varianten?*
3. *Weitere Fragen:*
  - *Anreize für eine System- und Marktintegration?*
  - *Beihilferechtliche Anforderungen?*
  - *Herausforderungen durch eine etwaige Systemumstellung?*
  - *Beteiligung von Letztverbrauchern an günstigen Stromgestehungskosten?*





Mittagspause  
bis 14:10 Uhr



# Vorstellung der Diskussionsergebnisse und Festhalten von Take Aways (Teil 1)



Robert Lorentz, IIB1  
Ralf Christmann, IIB3



# Wesentliche Take Aways (1)

- Die Diskussion fokussierte auf CfD-Varianten. Auch vor dem Hintergrund, dass Marktprämien ohne Rückzahlung europäisch nicht mehr zulässig sein könnten und CfDs eine Möglichkeit der Umsetzung wären.
- Alle dargestellten Varianten adressieren grundsätzlich die Schließung der Wirtschaftlichkeitslücke sowie unterschiedlichen Grade der Preisabsicherung.
- CfDs eröffnen die Möglichkeit, in Zeiten hoher Marktpreise, Erlöse an Letztverbraucher weiterzugeben.
- Müsste bei der Einführung von CfDs muss der Wechsel zwischen Fördersystem/CfD und PPA regulatorisch weitgehend unterbunden oder pönalisiert werden, damit die Rückzahlungspflicht nicht umgangen werden kann?



# Wesentliche Take Aways (2)

- CfDs sollten nicht verpflichtend für alle Anlagen sein (Möglichkeit marktgetriebenen Zubaus erhalten).
- Für alle Ausgestaltungsvarianten wurden Vor- und Nachteile gesehen und unterschiedlich bewertet. Es gab keine klare Präferenz für eines der Modelle.
- Es gab unterschiedliche Auffassungen zu den mit den Instrumenten verbundenen Risikobereichen (Preis-, Prognose-/Mengen- und Abweichungs-/Basisrisiko)
- Die Länge der Referenzperiode (jährlich/monatlich/stündlich) ist ein wichtiges Designelement. Bei den produktionsabhängigen Varianten gab es eine Tendenz für eine jährliche oder monatliche Referenzperiode.



# Wesentliche Take Aways (3)

- Die Komplexität und der Umsetzungsaufwand einer möglichen Systemumstellung ist zu berücksichtigen:
  - Instrument muss verständlich sein, um vielfältige Investoren mitzunehmen, gleichzeitig ist auch der Zeitraum für die Implementierung eines neuen Instruments wesentlich.
  - Insbesondere bei den produktionsunabhängigen CfD gibt es einen Trade-off zwischen Komplexität der Umstellung und zusätzlicher Marktintegration.
- Der Anwendungsbereich (Anlagengröße / Akteure) eines Instruments müsste weiter diskutiert werden.

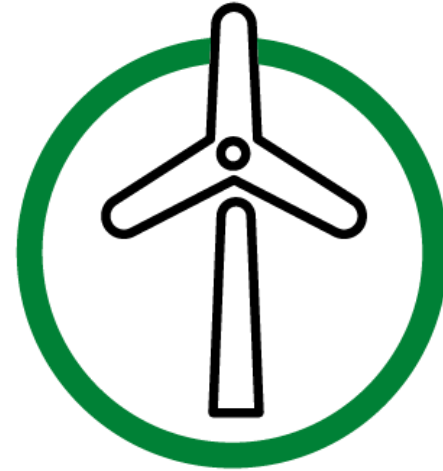


# Wesentliche Take Aways (4)

- Die Ausgestaltungsvarianten der CfD-Modelle und ihre Auswirkungen auf Vermarktungsmöglichkeiten am Terminmarkt sind weiter zu untersuchen, z.B. bei Cap und Floor-Modellen.
- Es sollte untersucht werden, ob produktionsunabhängige Modelle ähnliche Probleme wie klassische Kapazitätzahlungen mit sich bringen (geringe Einspeisung pro Kapazität).
- Produktionsunabhängige CfDs führen in unterschiedlichem Maß zu neuen Basisrisiken.
- Insbesondere beim Financial CfD sind entscheidende Ausgestaltungsfragen offen. Seine Wirkung ist extrem abhängig von der Ausgestaltung der Referenz.



# PPAs und mögliche Wechselwirkungen insbesondere mit Contracts for Differences



Dominik Peper, Guidehouse  
Dr. Anne Held, Fraunhofer ISI





consentec



ISI



neon neue energieökonomik

# Marktumfeld von PPA in Deutschland

Segmentierung, Potenziale und Wechselwirkungen

22.06.2023

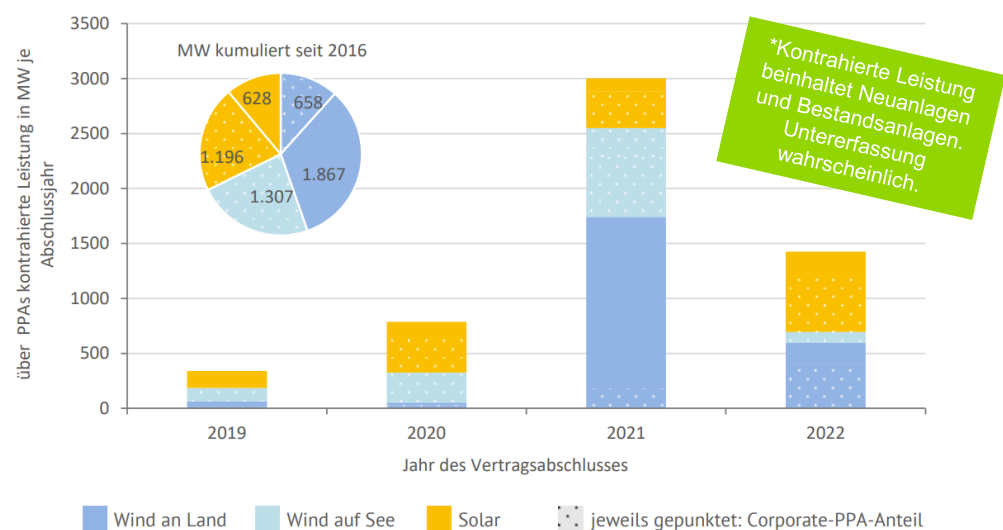


# Marktsegmente für PPA in DE

## PPA werden aktuell vorrangig von Unternehmen für PV-Neuanlagen und ausgeförderte Windkraft abgeschlossen

- Photovoltaik:
  - Große Neuanlagen an guten Standorten (in Kombination mit EEG ≤ 20MW/ 2023 ≤100 MW)
  - Bestandsanlagen: Wechsel in die sDV zur Fixierung hoher Marktwerte
- Wind an Land
  - Fast ausschließlich ausgeförderte Bestandsanlagen (Ü-20)
- Wind auf See
  - Ausschließlich Corporate PPA
  - 0-cent Gebote in Rahmen der gleitenden Marktprämie (zukünftig auch Anlagen auf zentral voruntersuchten Flächen)
- Allgemeine Trends 2022:
  - Veröffentlichte PPA mehrheitlich Corporate PPA
  - Mehr als 50% der Leistung entfällt auf Bestandsanlagen
  - Verkürzung der Laufzeit Utility-PPA, heute nur noch durchschn. 2 Jahre (in 2020 durchschn. Laufzeit von 10 Jahre)
  - Langfristige PPA nur bei Corporate PPAs: Durchschn. 7 Jahre

Jährlich kontrahierte inst. Leistung\* veröffentlichter PPA in DEU



Quelle: Energy Brainpool (2023): [Monitoring der Direktvermarktung](#)



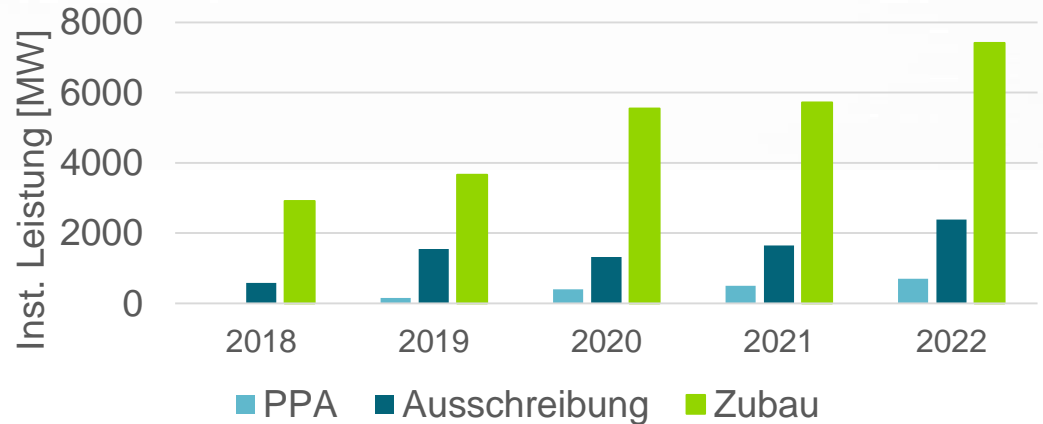
# Marktpotenzial für PPA

## Einordnung des Anteils von PPA am Zubau

- Seit 2020 beträgt das veröffentlichte PV-PPA-Volumen ca. 30 % im Vergleich zur Ausschreibungsmenge (>1 MW)
- Verglichen mit dem Gesamtzubau im darauffolgenden Jahr\* liegt der Anteil des PV-PPA-Volumens am Zubau bei weniger als 10%
- Bislang kein Zubau durch PPA im Bereich Wind an Land
- Bei Wind Offshore liegt das Verhältnis von inst. Leistung zu PPA Volumen aktuell bei 16%

PPA-finanzierte Anlagen haben aktuell nur einen kleinen Anteil am Leistungszubau.

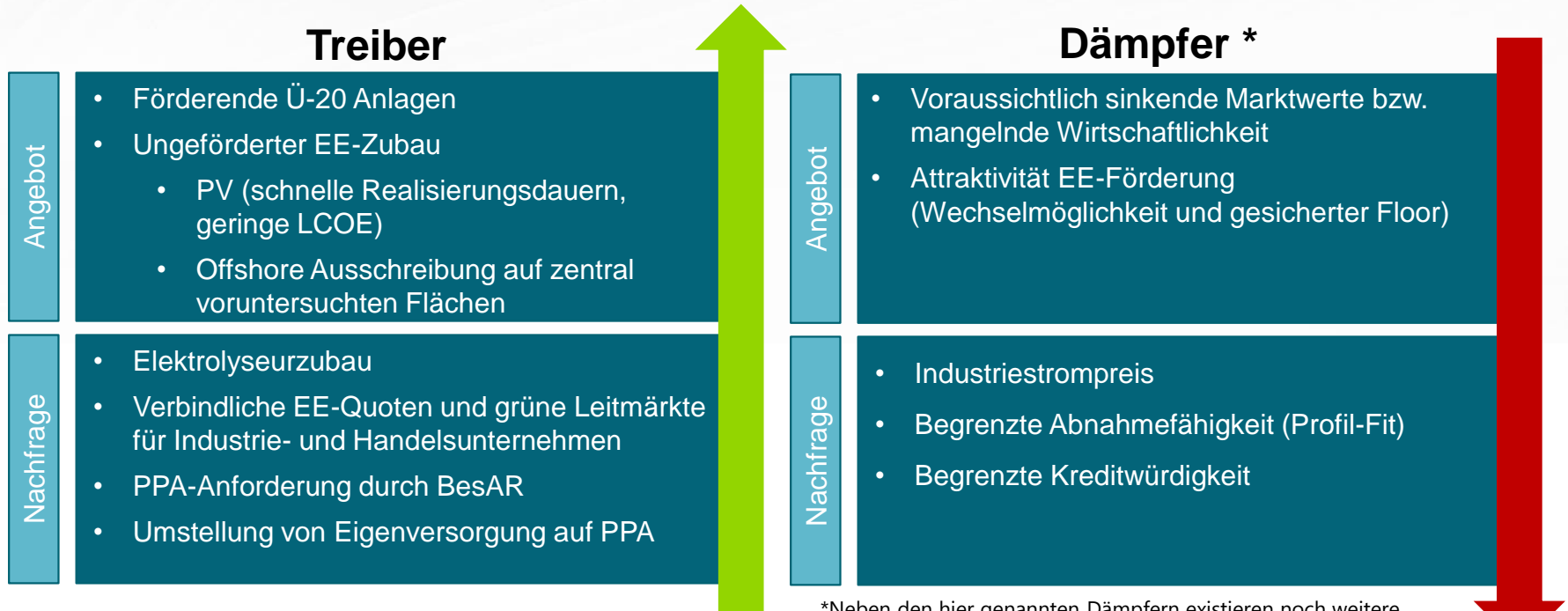
Jährlich kontrahiertes PV-PPA-Volumen (öffentlich) verglichen mit bezugschlagter PV-Leistung in Ausschreibungen und PV-Leistungszubau\*



\*PPA-Volumen bezieht sich fast ausschließlich auf Neubauprojekte. Verzögerung zwischen Abschluss PPA/Bezuschlagung in Ausschreibung und Inbetriebnahme 1-2 Jahre.

# Marktpotenzial für PPA

## Treiber und Dämpfer

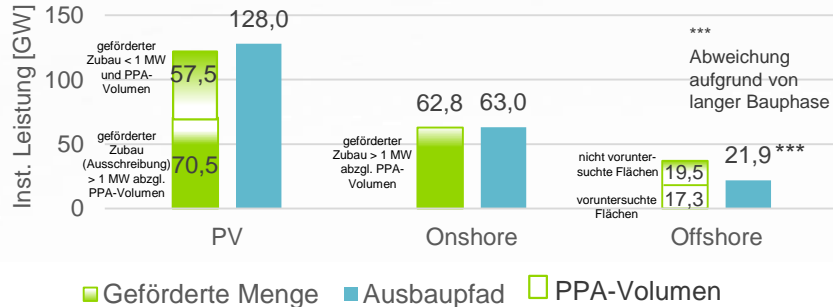


\*Neben den hier genannten Dämpfern existieren noch weitere PPA-Barrieren, die jedoch keinen direkten Bezug zum Strommarkt haben (z.B. Matchmaking, Transaktionskosten, Vertragsstandardisierung, etc.)

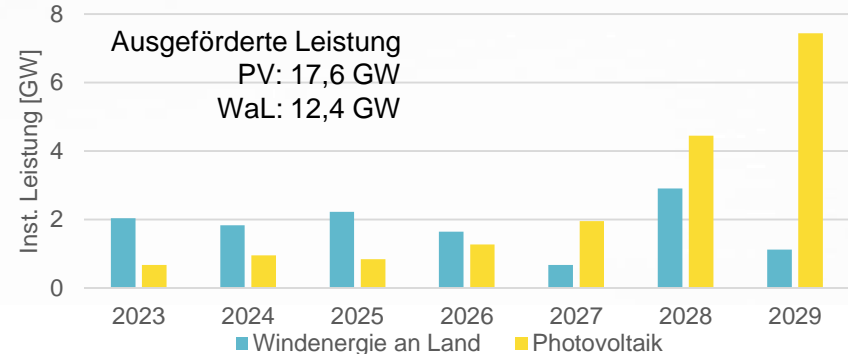
# Marktpotenzial für PPA

## Ungeförderter Zubau und Fördernde Ü-20 Anlagen

EEG geförderter Zubau vs. Ausbaupfade bis 2030



Ausgeförderte Leistung bis 2030



### Relevant für langfristige PPA:

- ungeförderte PV-Neuanlagen > 1 MW
- ungeförderte Offshore WEA (stark von Regulatorik abhängig)
  - ≤ 0-cent Gebote auf nicht zentral voruntersuchten Flächen bis zu 19,5 GW (gleitende Marktprämie)
  - zentral voruntersuchte Flächen ~ 17,3 GW (nur PPA)

### Relevant für kurzfristige PPA:

- Bei gleich. Marktprämie geförderte Neuanlagen aller Technologien (Möglichkeit zur Ertragsoptimierung)

### Relevant für kurzfristige PPA:

- ausgeförderte Bestandsanlagen
  - Bis 2027 vorrangig WKA (geringe Leistung PV und wenig große PV-FFA)
  - Ab 2027 vorrangig PV (größere Leistungen und mehr PV-FFA)
- relevant für **kurzfristige PPA** (Restlaufzeit begrenzt PPA-Laufzeit)

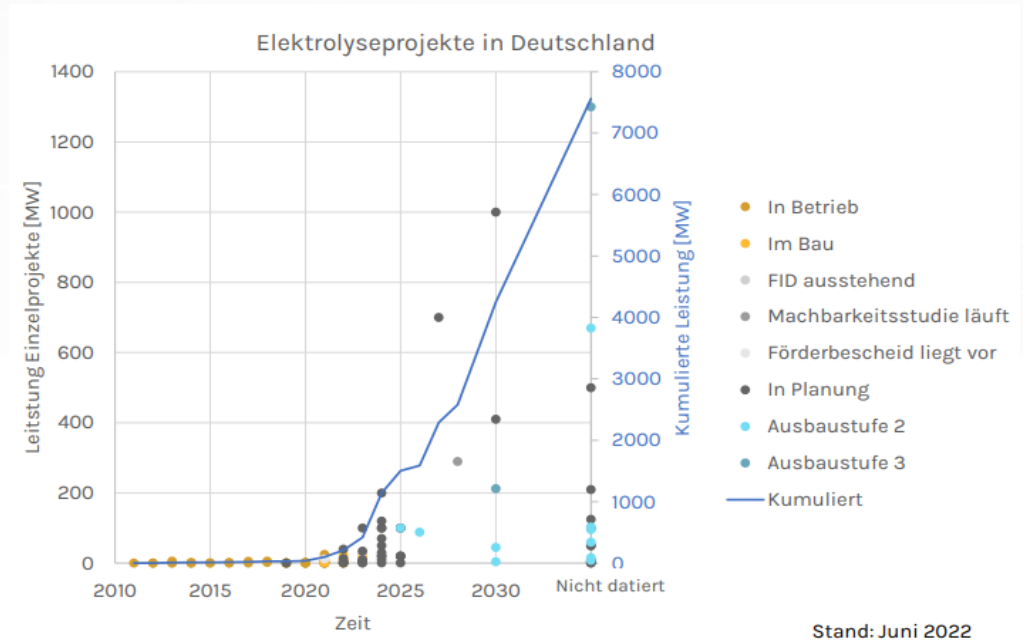
➤ **kein unmittelbarer Beitrag zum EE-Ausbau**

# Marktpotenzial für PPA

## Ausbauziele für Elektrolyseure

- Ausbauziel für Elektrolyseure in DE bis 2030 (Nationale Wasserstoffstrategie): 10 GW
- Grüner Wasserstoff: Direktleitung oder mittels EE-PPA mit einer Neuanlage (ab '28, vorher auch Altanlagen)
- Versorgung der Ely: ca. 23-35 GW EE benötigt (je nach Anteil Wind auf See, 3000-4000 VLH)
- PPA-Potential: Stromversorgung wahrscheinlich zu sign. Anteil über das Stromnetz / via PPAs

Elektrolyseurzubau wird Nachfrage nach PPA stark steigern.

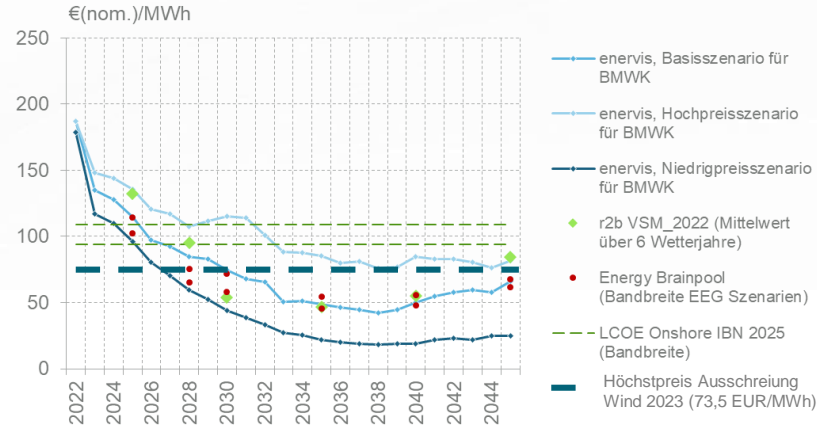


Quelle: Wasserstoff-Kompass (2022)

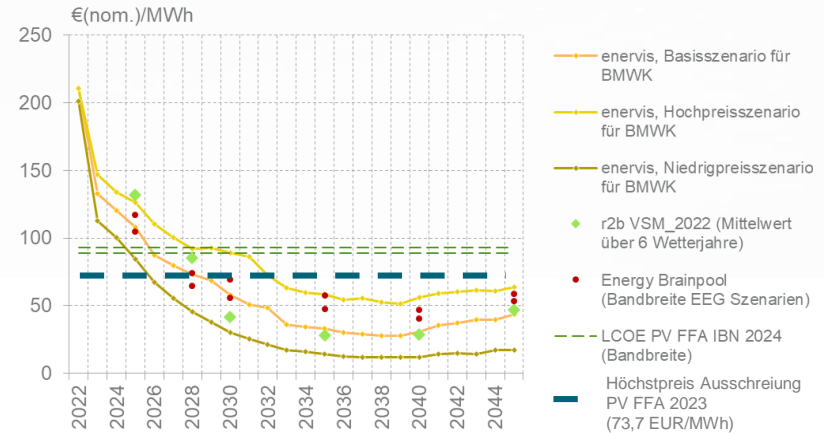
# Marktpotenzial für PPA

## Marktwertentwicklung und LCOE

### Marktwarterwartung Wind an Land



### Marktwarterwartung Photovoltaik FFA

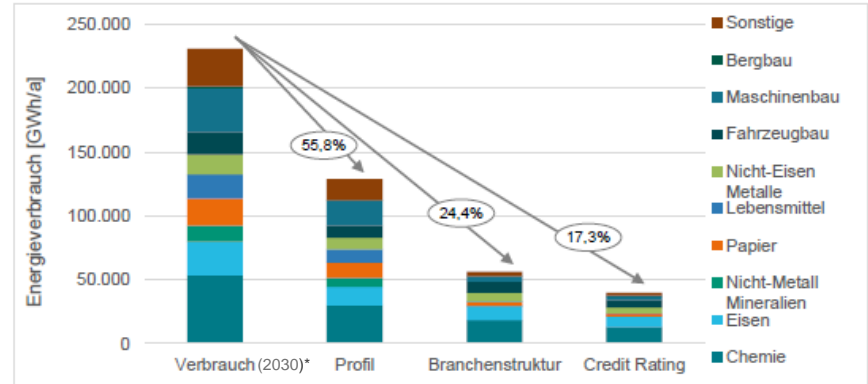


- Marktwerte in Zukunft mit hoher Wahrscheinlichkeit unterhalb durchschnittlicher LCOE
- Wirtschaftliche PPA-Finanzierung wahrscheinlich begrenzt auf große Anlagen an (sehr) guten Standorten

# Marktpotenzial für PPA

## Grünstromnachfrage Industrie

- **Unterschiedliche Verbrauchs- und Erzeugungsprofile** reduzieren Nachfrage für PPA in der energieintensiven Industrie in DE auf **50% ihrer Stromnachfrage** in 2030
- Die **Struktur einzelner Branchen (kleine Akteure)** verringert die Nachfrage auf fast 25% des ind. Stromverbrauchs
- **Fehlende Kreditwürdigkeit** einzelner Unternehmen reduziert das Nachfragepotenzial auf **unter 20%** des Stromverbrauchs
- Die Nachfrage kann bei entsprechender Zahlungsbereitschaft zu einem EE-Ausbau von bis zu **17 GW in 2030** und ca. **22 GW in 2045** führen, bei Nutzung von Speichern auch mehr
- Mangelnde **Wirtschaftlichkeit** kann das realisierbare PPA-Potenzial weiter begrenzen



\* EWI (2021) und Prognos et al. (2021)

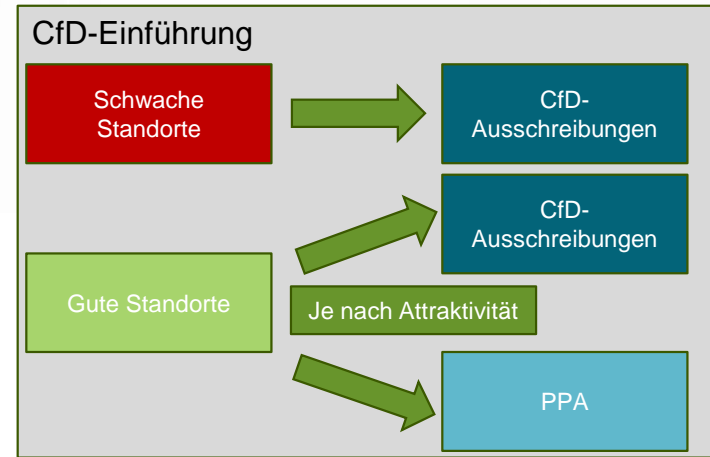
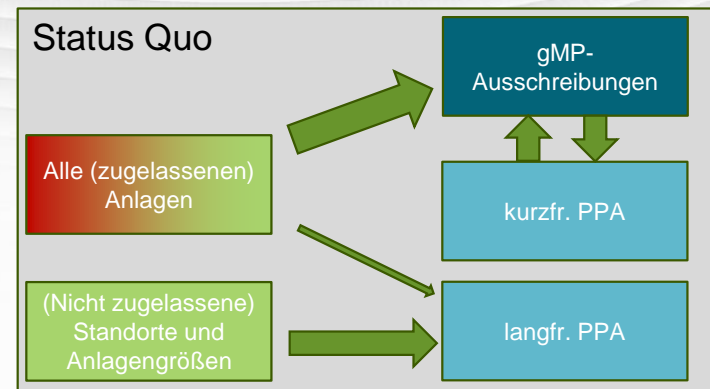
Quelle: Blömer, R. (2022): Bewertung verschiedener Markt koordinationen zur Zusammenführung der Dekarbonisierung der Industrie und dem Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland

- PPA-Nachfrage der Industrie begrenzt durch EE-Erzeugungsprofil, Branchenstruktur, Kreditwürdigkeit und Zahlungsbereitschaft
- Dennoch signifikanter Beitrag zum EE-Ausbau möglich

# Wechselwirkungen CfDs und PPA

## Auswirkungen der CfD-Einführung

- Wechsel zwischen Fördersystem/CfD und PPA sollte regulatorisch eingeschränkt werden (Rückzahlungspflicht)
  - Kurzfristige PPA innerhalb der Förderung nicht mehr möglich, keine kurzfristige Ertragsoptimierung möglich
  - Stärkere Segmentierung von PPA- vs. CfD-getriebenen Ausbau
- Anlagen müssen sich für ein Segment entscheiden – ausschlaggebend ist hierbei die Attraktivität von CfD vs. PPA
  - Für Anlagen an schwachen Standorten ( $LCOE > \text{erwartete Markterlöse/PPA-Preise}$ )
    - Ausschreibungen einzige Möglichkeit, rentabel zu sein
  - Für Anlagen an guten Standorten ( $LCOE < \text{erwartete Markterlöse/PPA-Preise}$ )
    - Je nach Preisgestaltung entweder CfD oder PPA
    - Ggf. erhöhte Attraktivität der PPA ggü. CfD-Ausschreibungen aufgrund höherer Renditemöglichkeiten (Risiko)
    - Erhöhter Anreiz durch PPA (je nach Wettbewerbsniveau und LCOE der teureren Bieter) in den Ausschreibungen über den eigenen LCOE zu bieten



- PPA-Markt fokussiert sich auf Anlagen, welche außerhalb der Förderung wirtschaftlich sind (tendenziell eher gute Standorte)
- Markt für kurzfristige PPA verschiebt sich von Anlagen in der sDV hin zu ausgeförderten Anlagen

# Vorläufiges Fazit

1

Ziele für Erneuerbare Energien voraussichtlich nicht ausschließlich mit PPA bzw. marktgetriebenem Ausbau zu erreichen. Wirtschaftliche PPA-Finanzierung im gegenwärtigen Marktdesign wahrscheinlich begrenzt auf große Anlagen an (sehr) guten Standorten. Kurzfrist-PPAs leisten gegenwärtigen Marktdesign keinen Beitrag zum EE-Ausbau.

2

PPA-Markt wird voraussichtlich in den nächsten Jahren stark anwachsen - auch bei Einführung von CfDs

3

Zentrale Säulen für PPA-Angebot: Ausgeförderte Anlagen (Kurzfrist-PPA) und ungeförderter EE-Zubau (Langfrist-PPA: PV, Offshore auf zentral voruntersuchten Flächen oder auf nicht voruntersuchten Flächen mit 0-cent/negativen Geboten in Abhängigkeit der weiteren Ausgestaltung der Regulatorik hinsichtlich CfD)

4

Zentrale Säulen für PPA-Nachfrage: Elektrolyseurzubau (Langfrist-PPA), EE-Quoten/grüne Leitmärkte für Industrie und Handel, PPA-Anforderungen BesAR, Umstellung Eigenversorgung auf PPA (Langfrist-PPA und Kurzfrist-PPA)

5

Bei Einführung von CfD sollte Wechsel in die sonstige Direktvermarktung eingeschränkt werden, um Umgehung der Rückzahlungspflicht zu verhindern.



# Your Guides

**Dr. Corinna Klessmann**

Director

[corinna.klessmann@guidehouse.com](mailto:corinna.klessmann@guidehouse.com)

---

**Dr. Anne Held**

Geschäftsfeldleitung

[Anne.Held@isi.fraunhofer.de](mailto:Anne.Held@isi.fraunhofer.de)

---

**Dr. Malte Gephart**

Associate Director

[malte.gephart@guidehouse.com](mailto:malte.gephart@guidehouse.com)

---

**Dominik Peper**

Managing Consultant

[dpeper@guidehouse.com](mailto:dpeper@guidehouse.com)

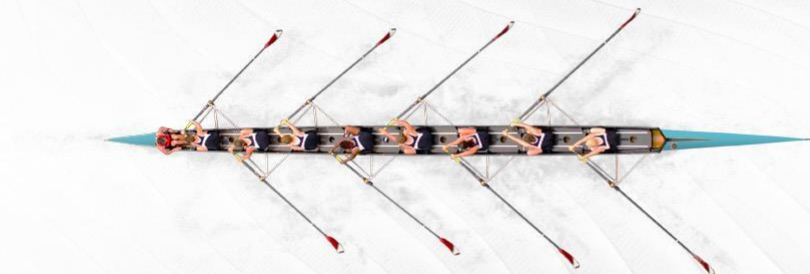
---

**Dr. Vasilios Anatolitis**

Wissenschaftlich Mitarbeiter

[Vasilios.Anatolitis@isi.fraunhofer.de](mailto:Vasilios.Anatolitis@isi.fraunhofer.de)

---



# Diskussion im Plenum zu PPAs und möglichen Wechselwirkungen mit CfDs



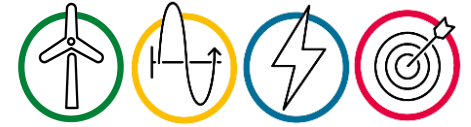
Robert Lorentz, IIB1  
Ralf Christmann, IIB3



# Leitfragen

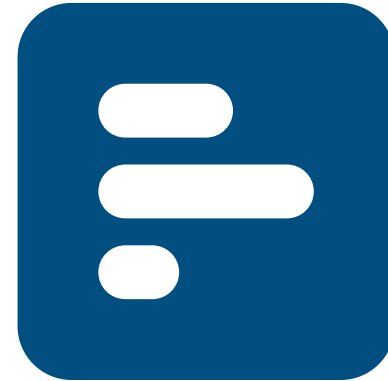
1. *Was sind die zentralen Treiber und Dämpfer für den PPA-Markt?*
2. *Kann die Einführung von CfDs die Märkte stärker segmentieren und speziell das Angebot an ungeforderten Neuanlagen für PPAs stärken?*
3. *Welche Funktion hat die Möglichkeit zum kurzfristigen Wechsel aus der gleitenden Marktprämie in PPAs im Rahmen der sonstigen Direktvermarktung für die Energiewende?*
4. *Gibt es weitere zentrale Einflussfaktoren auf die PPA-Marktgröße, die bislang nicht präsentiert/besprochen wurden?*





Kurze Erfrischungspause  
bis 15:20 Uhr

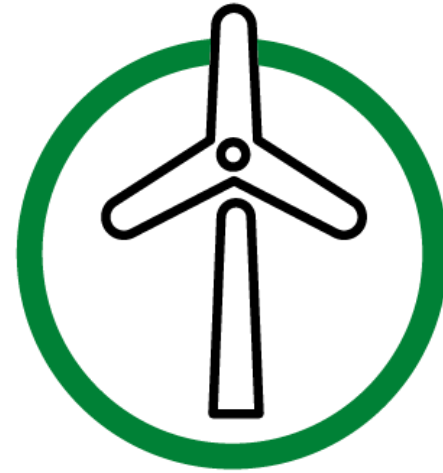
# Vorstellung der Diskussionsergebnisse und Festhalten von Take Aways (Teil 2)



Robert Lorentz, IIB1  
Ralf Christmann, IIB3



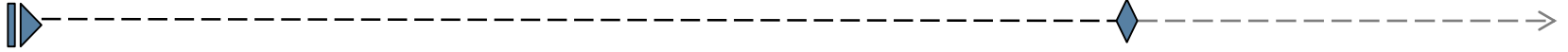
# Wrap-up und Ausblick auf die nächste Sitzung



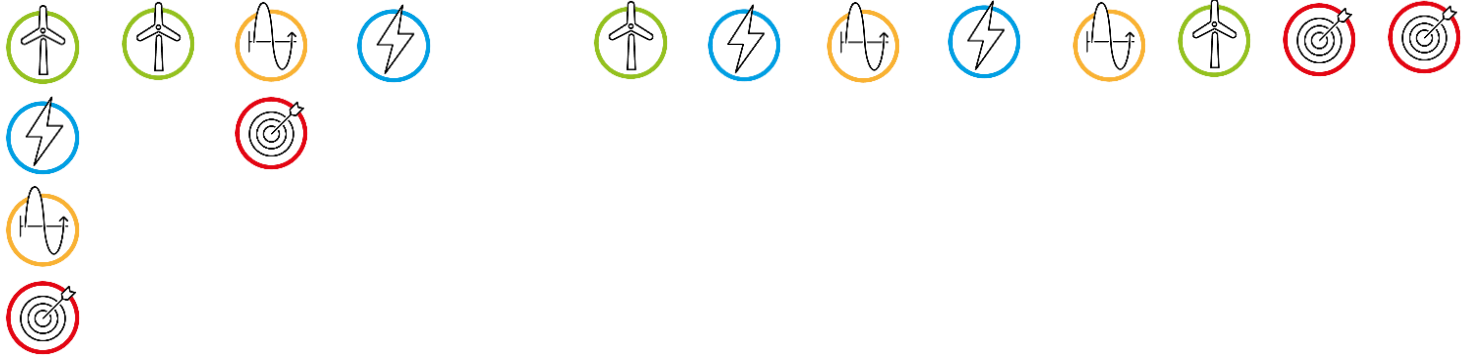
Dania Röpke, RefL'in IIBAS, Analyse und Strategie, BMWK



# Wo stehen wir im Zeitplan?



20.2.	31.3.	25.4.	26.4.	3.5.	8.5.	11.5.	31.5.	1.6.	7.6.	21.6.	22.6.	27.6.	28.6.	5.7.
Plenum	AG	AG	AG	AG	Plenum	AG	AG	AG	AG	AG	AG	AG	AG	Plenum



# Erster Bericht der PKNS

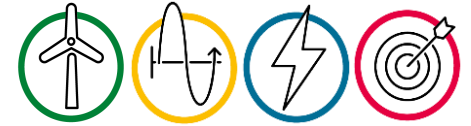
## Was?

- **Erster Bericht** gibt **Stand der Diskussion wieder**
- Beschreibender Ansatz: Kurzbeschreibung jeder Sitzung, Darstellung der **diskutierten Optionen** sowie Pros und Cons
- „Take-Aways“ als zentrales Ergebnis jeder Sitzung

## Wann?

- Veröffentlichung im Sommer





# Vielen Dank für Ihre Teilnahme!

Mehr Informationen zur PKNS: [www.bmwk.de/pkns](http://www.bmwk.de/pkns)