

BMW&K

enervis

tettau  
Partnerschaft

suena



**BMW&K-Optionen für CfD: Förderungskontinuität oder Fadenriss?**

**Batteriespeicher gehen durch die Decke! Begründet?**

**06.11.2024 | 4 Fäuste | Windenergietage 2024, Linstow**

# enervis: energiewirtschaftliche Beratung seit 2001



## enervis:

- Daten + Modelle + Markterfahrung
- 70 Mitarbeitende, management-owned

## enervis Beratungsprodukte:

- Strompreis-, Marktwert- und HKN-Prognosen für alle EU-Strommärkte
- Online-Tools: PPA-Atlas, Marktvaloratlas
- PPA Sourcing, Bewertung, Verhandlung
- EEG-Auktionsstudien / Auktionsmodelle
- 51-Studien
- Batteriespeicher-Bewertung
- Direktlieferung für die Industrie
- Strategische Beratung



# Die drei Säulen unserer Tätigkeit

**Planungsrecht  
Genehmigungs-  
recht  
Umweltrecht**

**Nutzungsvertrags-  
und Immobilienrecht  
Spezialvertragsrecht  
Energierecht**

**Transaktionen  
Strukturierungen  
Kooperationen**



# Das anwaltliche Team der **tettau Partnerschaft**

Entschieden für Erneuerbare!



**Philipp v. Tettau**



**Marion Westphal-Hansen**



**Anja Purwins**



**Tamara Scherer**



**Dr. Michael Rolshoven**



**Dominik Hanus**



**Dr. Max Malchow**



**Katharina zu Solms-Laubach**



**Lasse Kieft**



# **BMWK-Optionen für CfD: Förderungskontinuität oder Fadenriss? Gliederung**

I

tP, Philipp v. Tettau: Vorstellung des Optionenpapiers

II

enervis, Eckhard Kuhnenne: Wirkungsweisen sowie Vor- und Nachteile der Optionen

III

BMWK, Dr. Sebastian Pieper: Strommarktdesign der Zukunft – Hintergründe und weiteres Vorgehen



# Einleitung / Zeitrahmen / Prämisse



Der Stein im Wasser mit den vielen, vielen Kreisen ...



Bundesministerium  
für Wirtschaft  
und Klimaschutz

# Strommarktdesign der Zukunft

*Optionen für ein sicheres, bezahlbares und  
nachhaltiges Stromsystem*

... und uns beschäftigt heute Abschnitt 3.1.3:



3 Handlungsfelder und Optionen für das Strommarktdesign der Zukunft .....	24
3.1 Ein Investitionsrahmen für erneuerbare Energien.....	26
3.1.1 Bedeutung und Perspektive der erneuerbaren Energien im klimaneutralen Stromsystem .....	26
3.1.2 Der zukünftige Investitionsrahmen für erneuerbare Energien.....	30
3.1.3 Mögliche Handlungsoptionen für einen Investitionsrahmen für erneuerbare Energien.....	36

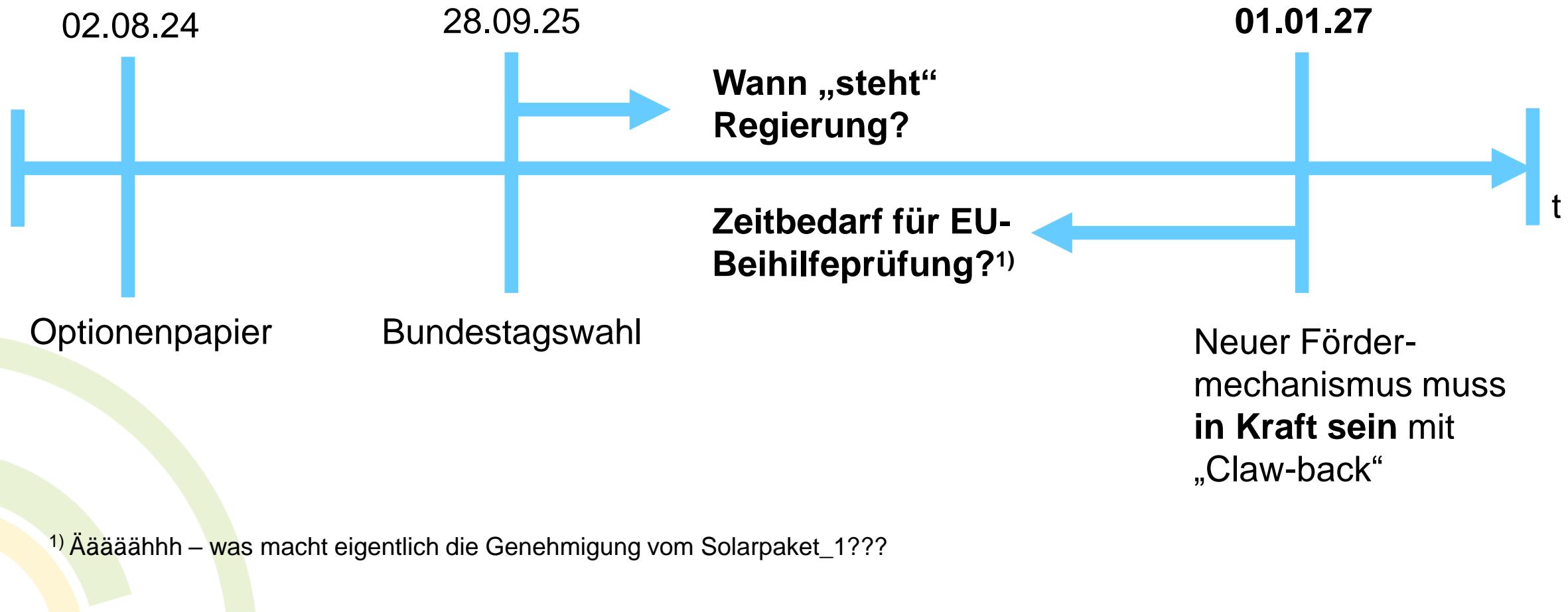




# Revision des Förderrahmens: „Harte“ Prämisse und „harter“ Zeitrahmen

**Harte Prämisse:** Rückzahlungsmechanismus/  
„Claw-Back“ EU-rechtlich erforderlich

MITTEILUNG DER KOMMISSION  
Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2022  
(2022/C 80/01)



# Revision des Förderrahmens: Ausgewählte Prämissen des BMWK und der EE-Branche



## BMWK

„Der Hochlauf der erneuerbaren Energien (benötigt) einen **zukunftsähigen, verlässlichen und kosteneffizienten** Investitionsrahmen,

während gleichzeitig die Stromerzeugung (aus EE) (...) weiter **in den Markt integriert** werden muss.

Die **Markterlöse** (Anm.: als solche) sind (...) mit zu hohen **Unsicherheiten** verbunden, als dass die (...) Investitionen mit hinreichender Sicherheit und (...) Tempo realisiert werden können.“

(Optionenpapier, S. 5)

## EE-Branche

- **Flexibilität** muss das „Leitmotiv“ sein
- Systembrüche **vermeiden**
- **Finanzierbarkeit** und **Akteursvielfalt** als wesentliche Prüfsteine
- Ausreichende **Differenzierung** zwischen unterschiedlichen EE
- Zeitliche Prämisse aus EU-Vorgaben drängt zudem zur Vorsicht => **Zeitdruck** darf nicht zu „**Fadenriss**“ führen
- Eigener Vorschlag: **Option 1 plus mengenbasierte Absicherung**

(BEE-Stn., S. 4f.)



# Vorfestlegung der Bundesregierung?

5. Juli 2024

## Wachstumsinitiative – neue wirtschaftliche Dynamik für Deutschland

„(...) Mit dem Ende der Kohleverstromung wird die Förderung der Erneuerbaren Energien auslaufen. Der Ausbau neuer EE soll auf **Investitionskostenförderung** umgestellt werden (eigener **Kapazitätsmechanismus**), insbesondere um Preissignale verzerrungsfrei wirken zu lassen. (...)“ (S. 27)

**u.E. keine Vorfestlegung:** Der weitere Text betont den Prüfungsbedarf (Reallabore) und die Bedeutung der **Beibehaltung** einer „hohen Ausbaudynamik“

Zudem wichtige Aussage:

„Perspektivisch werden EE keine Förderung mehr erhalten, sobald der Strommarkt ausreichend **flexibel** ist und ausreichend **Speicher** zur Verfügung stehen.“



# Die vier Optionen

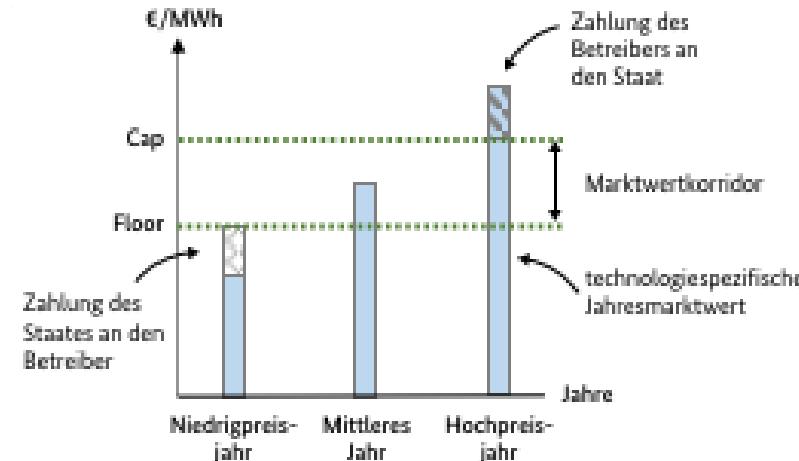




# Sooo unterschiedlich sehen sie doch gar nicht aus, oder???

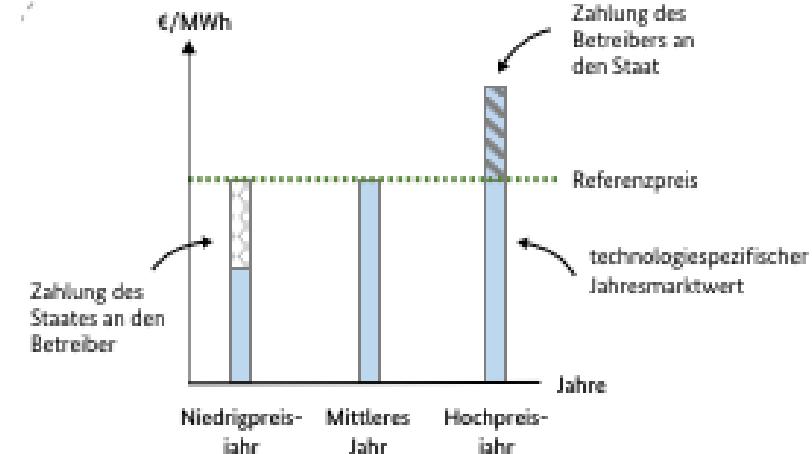
## Jährliche Ermittlung der Zahlung

Drei beispielhafte Jahre mit unterschiedlichen Preisniveaus:



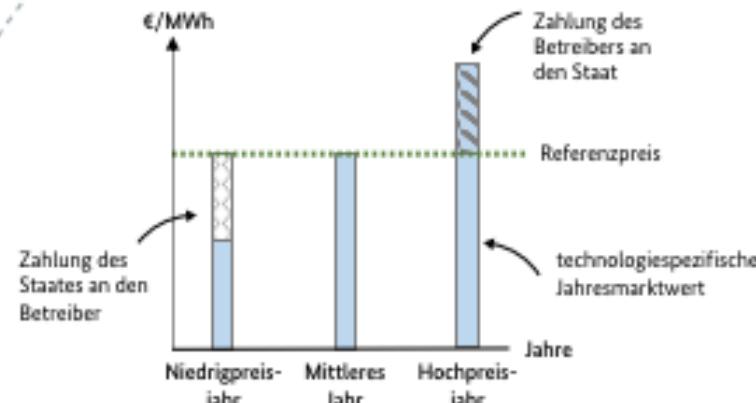
## Jährliche Ermittlung der Zahlung

Drei beispielhafte Jahre mit unterschiedlichen Preisniveaus



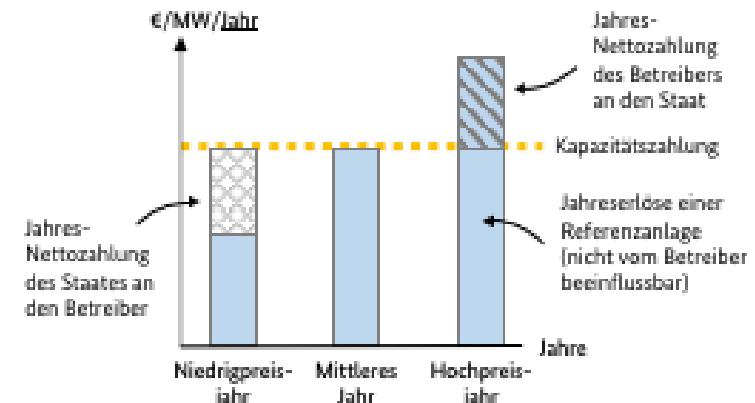
## Jährliche Ermittlung der Zahlung

Drei beispielhafte Jahre mit unterschiedlichen Preisniveaus



## Jährliche Ermittlung der Zahlung

Die Jahresnettozahlung ist die Differenz aus Kapazitätszahlung und Jahreserlös der Referenzanlage





Es gibt aber doch erhebliche Unterschiede:

Abbildung 8: Handlungsoptionen für einen Investitionsrahmen für erneuerbare Energien

OPTION 1	OPTION 2	OPTION 3	OPTION 4
Produktionsabhängige Modelle		Produktionsunabhängige Modelle	
Gleitende Marktprämie mit Refinanzierungsbeitrag (zweiseitiger Differenzvertrag mit Marktwertkorridor)	Produktionsabhängiger zweiseitiger Differenzvertrag ohne Marktwertkorridor	Produktionsunabhängiger zweiseitiger Differenzvertrag	Kapazitätszahlung mit produktionsunabhängigem Refinanzierungsbeitrag

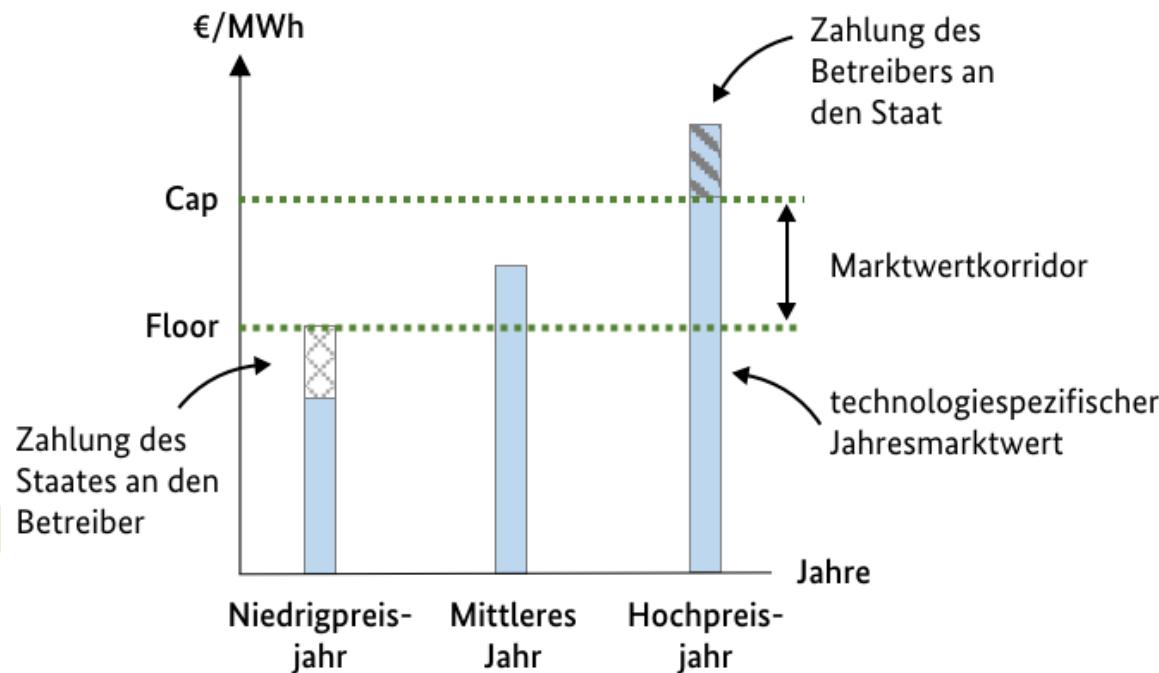


# Option 1: Produktionsabhängig

„Gleitende Marktpremie mit Refinanzierungsbeitrag (zweiseitiger Differenzvertrag mit Marktwertkorridor)“ => Ist-Zustand plus Claw-Back

## Jährliche Ermittlung der Zahlung

Drei beispielhafte Jahre mit unterschiedlichen Preisniveaus



Diese Option wird vom BMWK derzeit weiter geprüft, aber voraussichtlich nicht weiter verfolgt.



# Beispiel für CfD-Regelung

## Entwurf der §§ 46 / 47 Windenergie-auf-See-Gesetz aus 2022

- Zuschläge ab 01.01.2023 sollten (1) **Anspruch** auf **Vergütung** und (2) **Verpflichtung** zu **Zahlungen** begründen
- **Verpflichtende** Direktvermarktung für Marktprämie / keine sonstige DV für 20 Jahre
- Stetiger **Abgleich** des anzulegenden Werts (= Gebotswert) mit Jahresmittelwert des Marktwertes von Strom aus See-WEA
- **Anspruch** des ÜNB auf **Zahlung**, wenn negative Differenz zwischen anzulegendem Wert und Jahresmittelwert („negative Prämie“)
- Jahresabrechnung mit monatlichen **Abschlagszahlungen** (beidseitig)

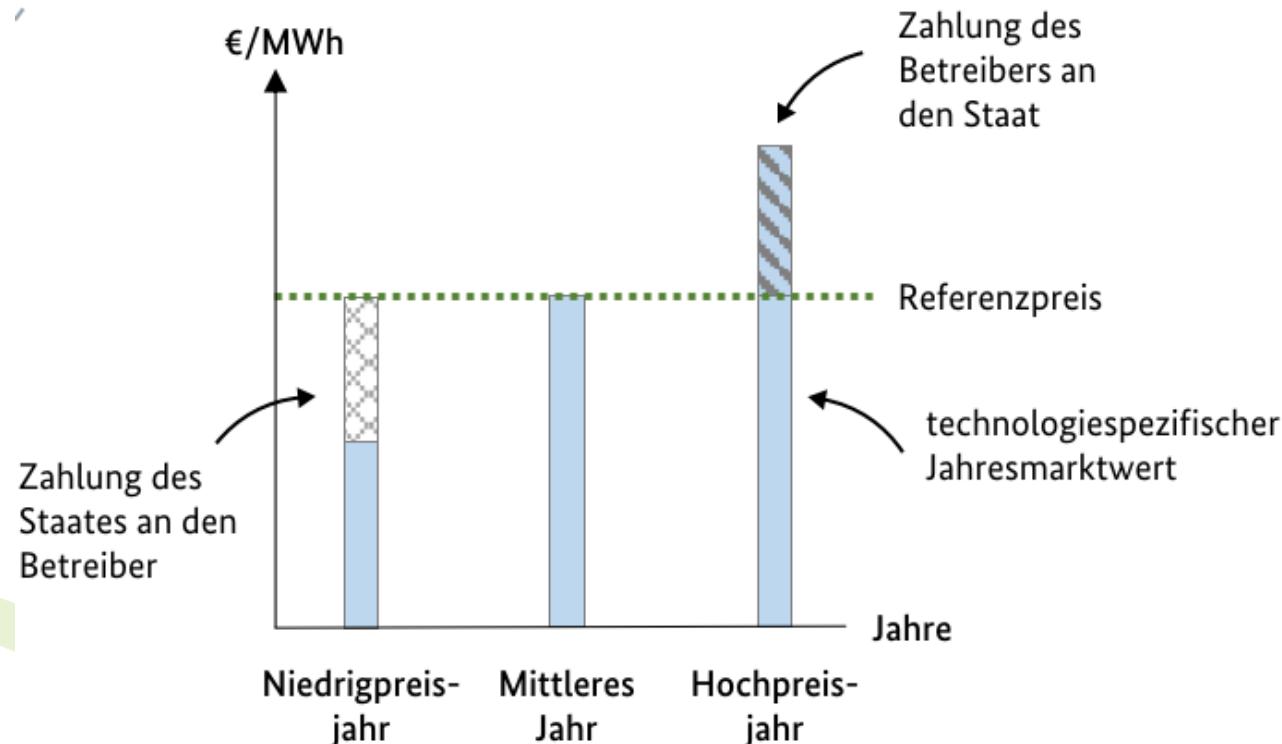


## Option 2: Produktionsabhängig

„Produktionsabhängiger zweiseitiger Differenzvertrag ohne Marktwertkorridor“

### Jährliche Ermittlung der Zahlung

Drei beispielhafte Jahre mit unterschiedlichen Preisniveaus



Diese Option wird vom BMWK derzeit noch geprüft, aber voraussichtlich nicht weiter verfolgt.

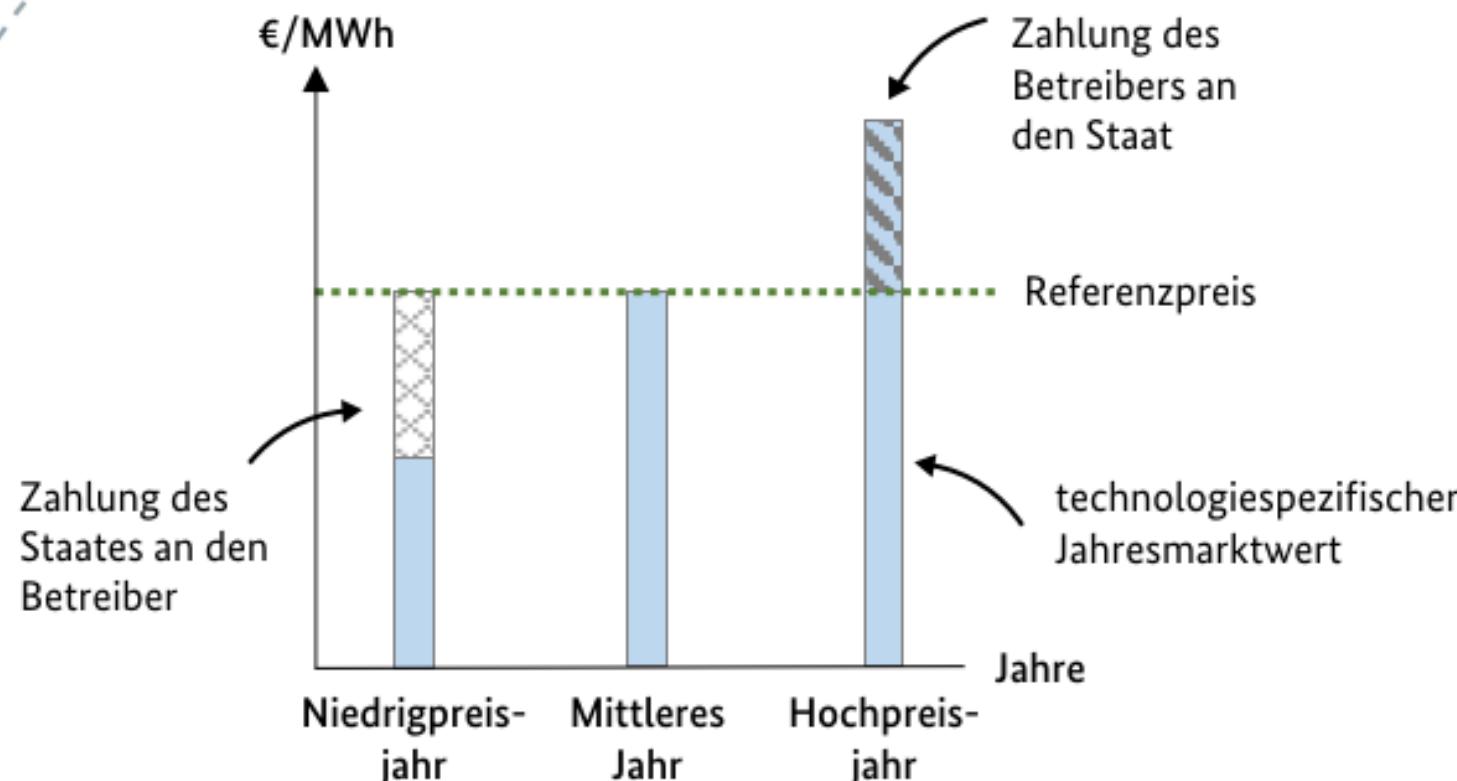


## Option 3: Produktionsunabhängig

„Produktionsunabhängiger zweiseitiger Differenzvertrag ohne Marktwertkorridor“

### Jährliche Ermittlung der Zahlung

Drei beispielhafte Jahre mit unterschiedlichen Preisniveaus



Diese Option wird vom BMWK derzeit weiter geprüft.

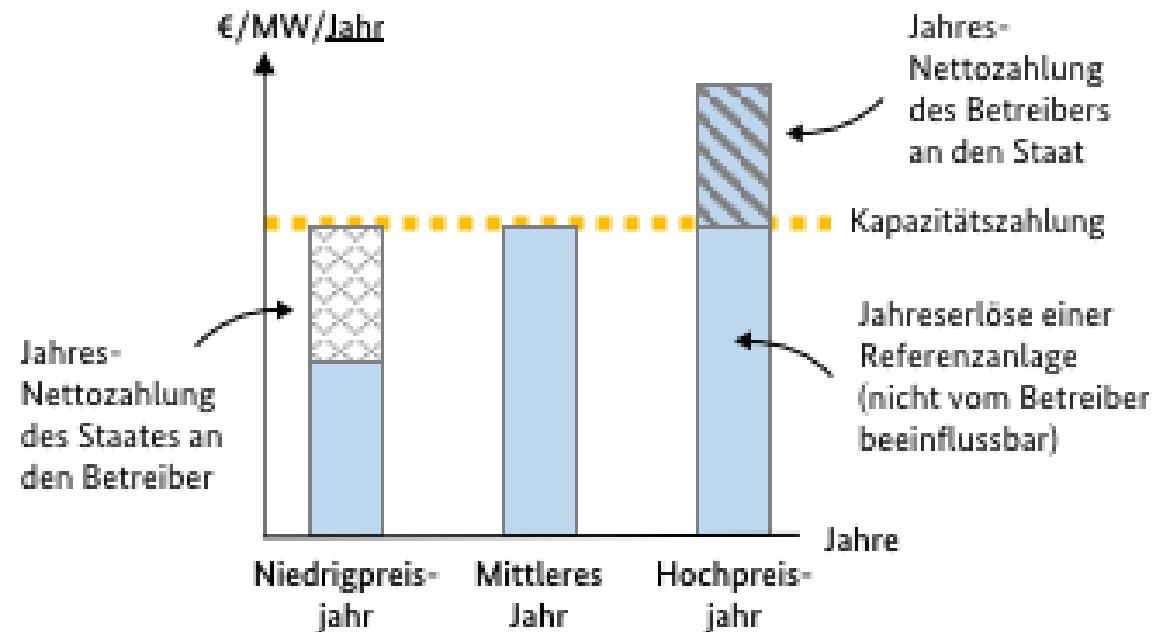


## Option 4: Produktionsunabhängig

„Kapazitätszahlung mit produktionsunabhängigem Refinanzierungsbeitrag“

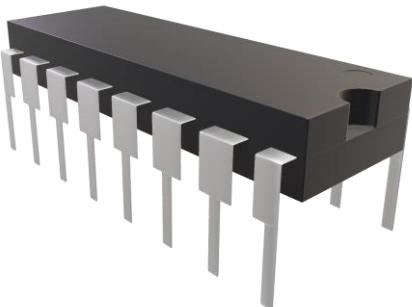
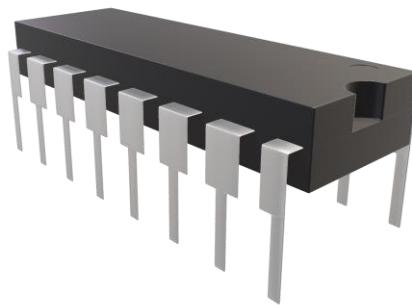
### Jährliche Ermittlung der Zahlung

Die Jahresnettozahlung ist die Differenz aus Kapazitätszahlung und Jahreserlös der Referenz



Diese Option entspricht dem in der Wachstumsinitiative skizzierten Vorgehen und wird deshalb vom BMWK weiter geprüft.

## Option 4: Produktionsunabhängig / Die „Bauteile“ für den Mechanismus:



### Bauteil 1: „Kapazitätszahlung“

- Zahlung für die installierte Leistung – **Euro / MW / Jahr**
- wird ausgeschrieben, also **wettbewerblich** ermittelt

### Bauteil 2: „Refinanzierungsbeitrag“

- Anhand des **anlagenscharf** bestimmten **Produktionspotentials** also anhand *möglicher* Strommarkterlöse, erfolgt die Berechnung einer **Zahlung an „den Staat“**.
- **Sinn**: Anreize für effizienten, systemdienlichen Betrieb
- **Höhe** : vollständiger Ertrag einer *fiktiven* Anlage am *konkreten* Standort
- Trifft der Refinanzierungsbeitrag den Istertrag, verbleibt **ausschließlich** Bauteil 1 als Erlös für den Anlagenbetrieb

### Optionenpapier, S. 50:

- Unabhängigkeit der Kapazitätszahlung von Stromerlösen schließt „**grundsätzlich**“ die Wirtschaftlichkeitslücke der Anlagen
- „**Entscheidend**“ ist (jedoch) die „**adäquate Ausgestaltung**“ von Bauteil 1 und 2



**Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!**

**Haben Sie Fragen? Sprechen Sie uns gerne an!**

[team@tettaupartners.de](mailto:team@tettaupartners.de)

[www.tettaupartners.de](http://www.tettaupartners.de)



## **Fokus 4: Neues Marktdesign - CfDs für die EE-Förderung?**

**06.11.2024 | 4 Fäuste | Windenergietage 2924, Linstow**

**enervis: Eckhard Kuhnenne-Krausmann**

# Agenda

**1. Warum reden wir über CfDs?**

**2. Optionen 1 und 2 und deren Vor- und Nachteile**

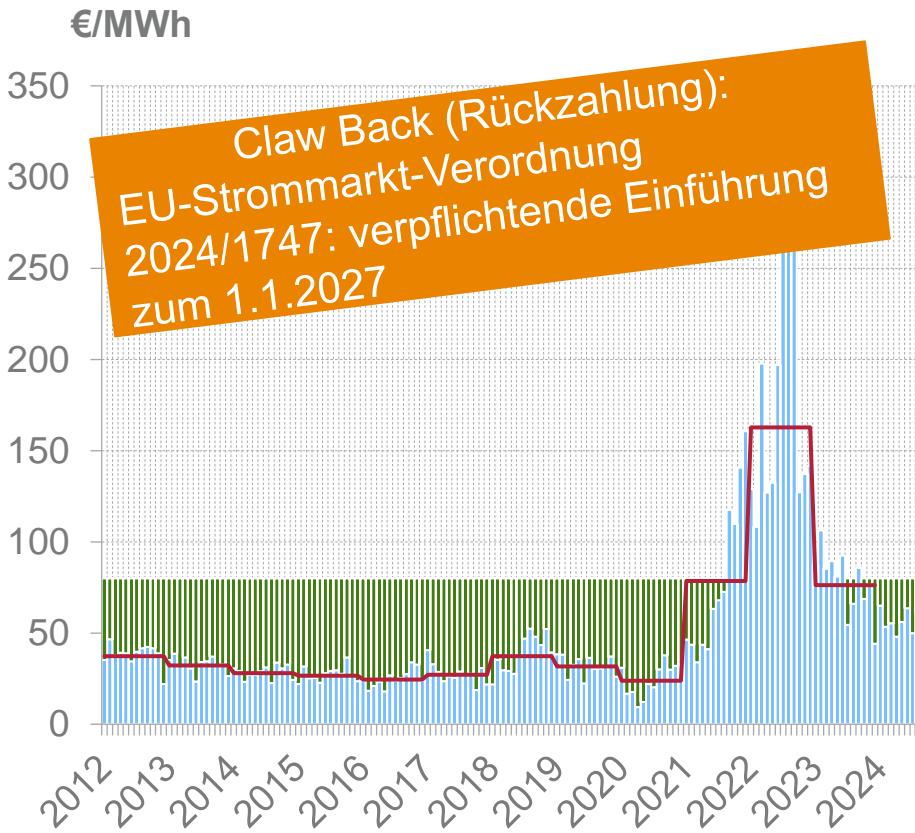
**3. Option 4 - Wirkungsweise und Herausforderungen**

**4. Fazit**

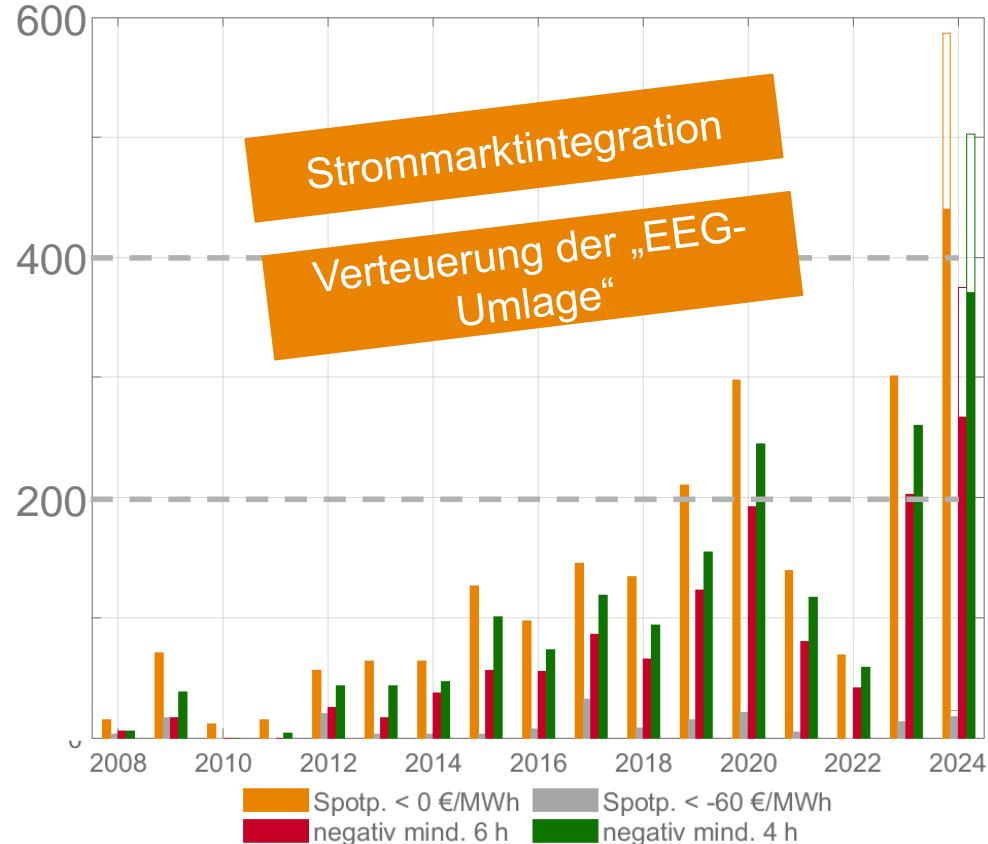
# **1. Warum reden wir über CfDs?**

# Zwei wesentliche Treiber

„Wenn Absicherung, dann auch Rückzahlung“ (Erlösabschöpfung)



Markteffizienz – keine Anreize für Produktion bei negativen Preisen

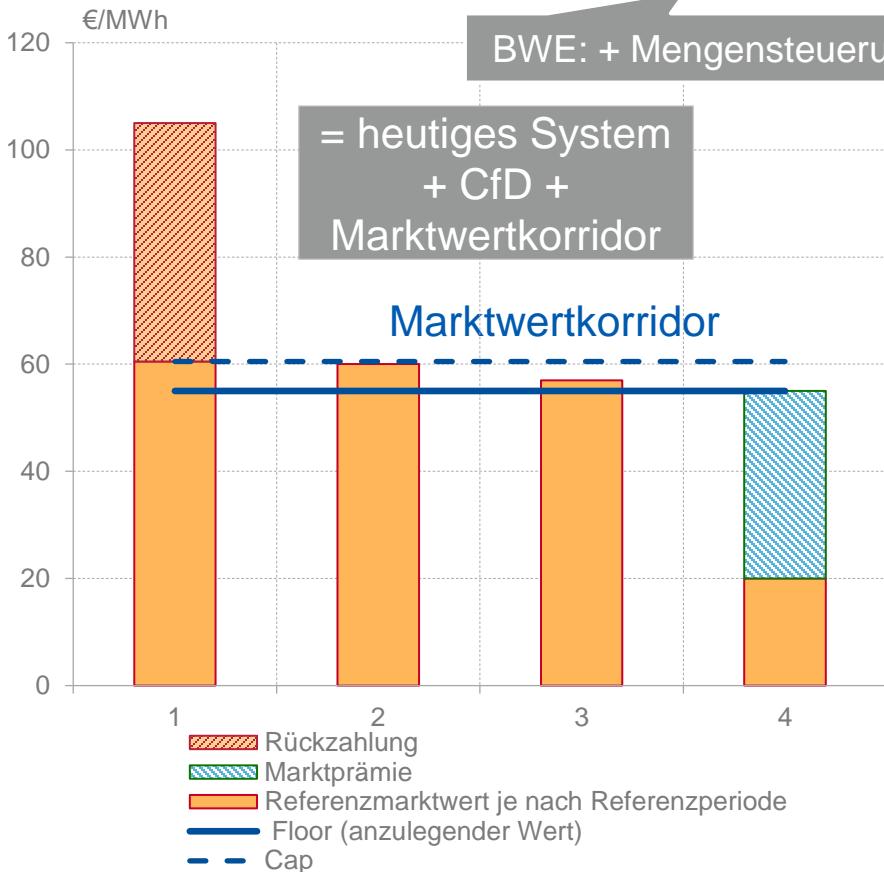


## **2. Produktionsabhängige CfDs (Option 1 & 2)**

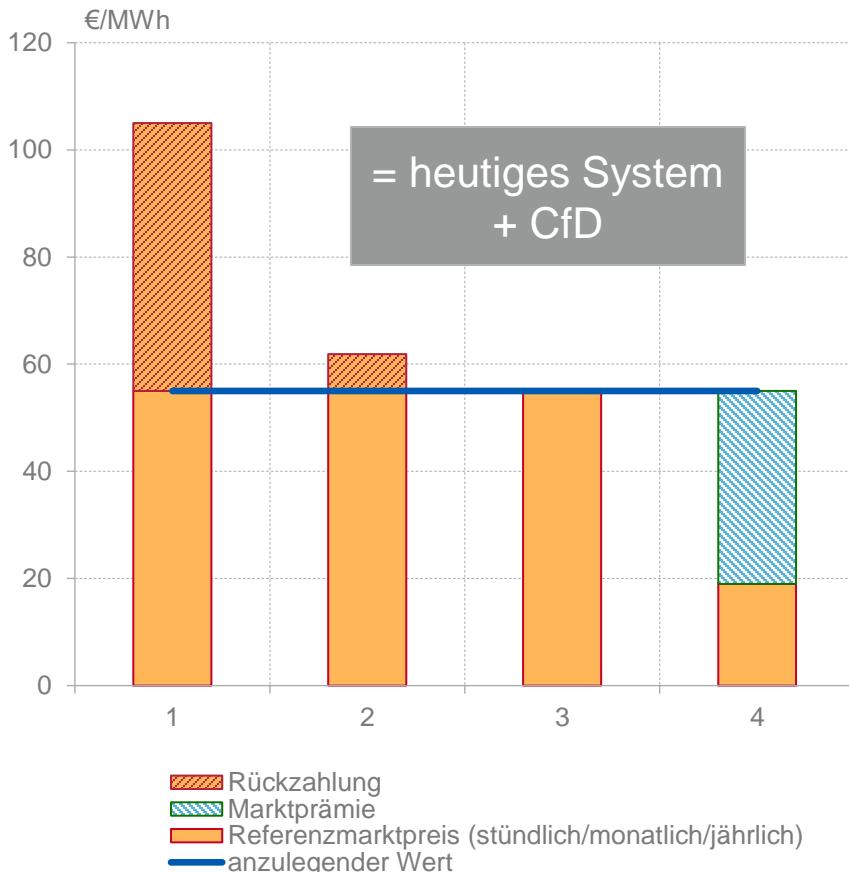
# 4 Fallbeispiele bei den Optionen 1 und 2

Abrechnungsrelevant sind immer die projektspezifischen Mengen (produktionsabhängige Optionen)

## Produktionsabhängige Option 1

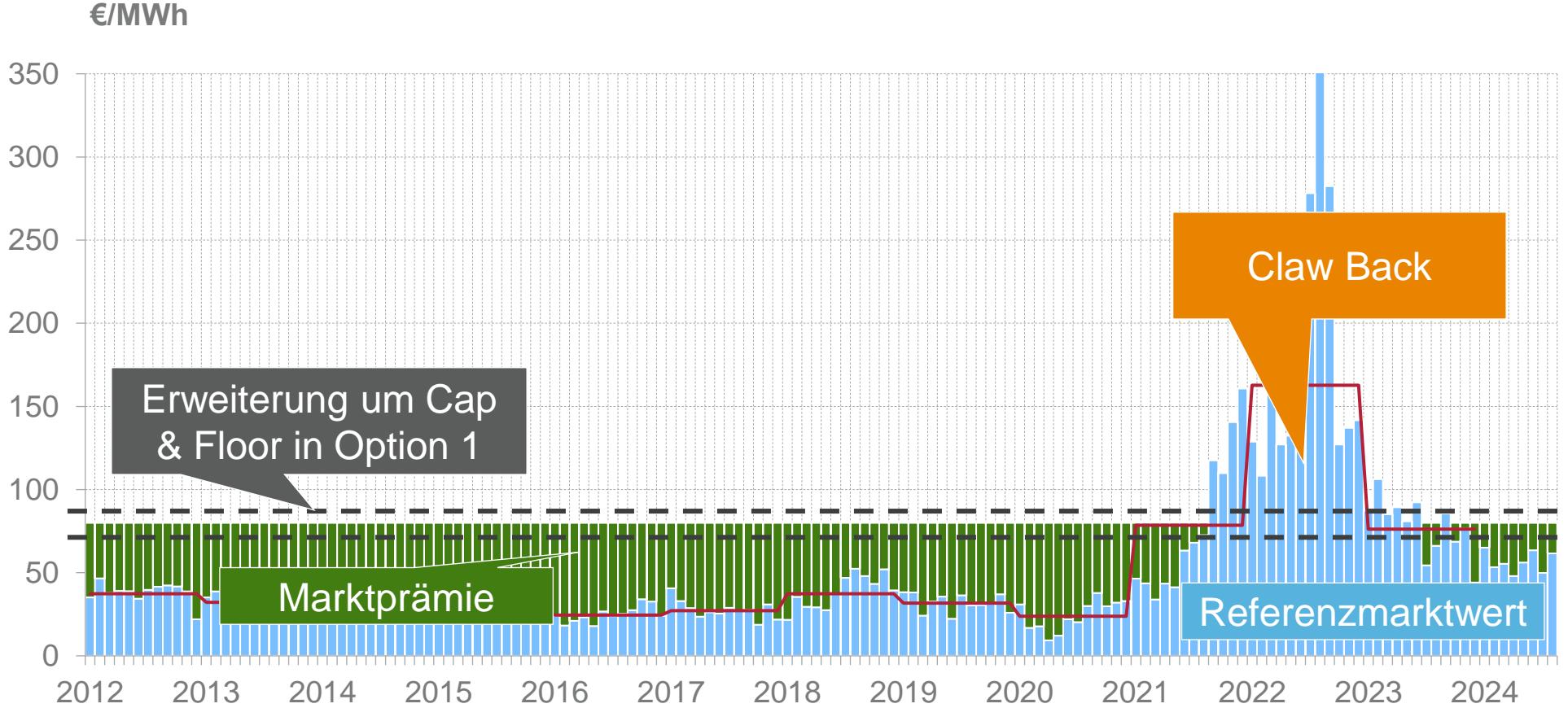


## Produktionsabhängige Option 2



# Zwei wesentliche Treiber

„Wenn Absicherung, dann auch Rückzahlung“ (Erlösabschöpfung)



# Zwischenfazit – Wirkung auf „-“ Preise und Claw Back

Reaktion auf bzw.  
Vermeidung  
„-“ Preise

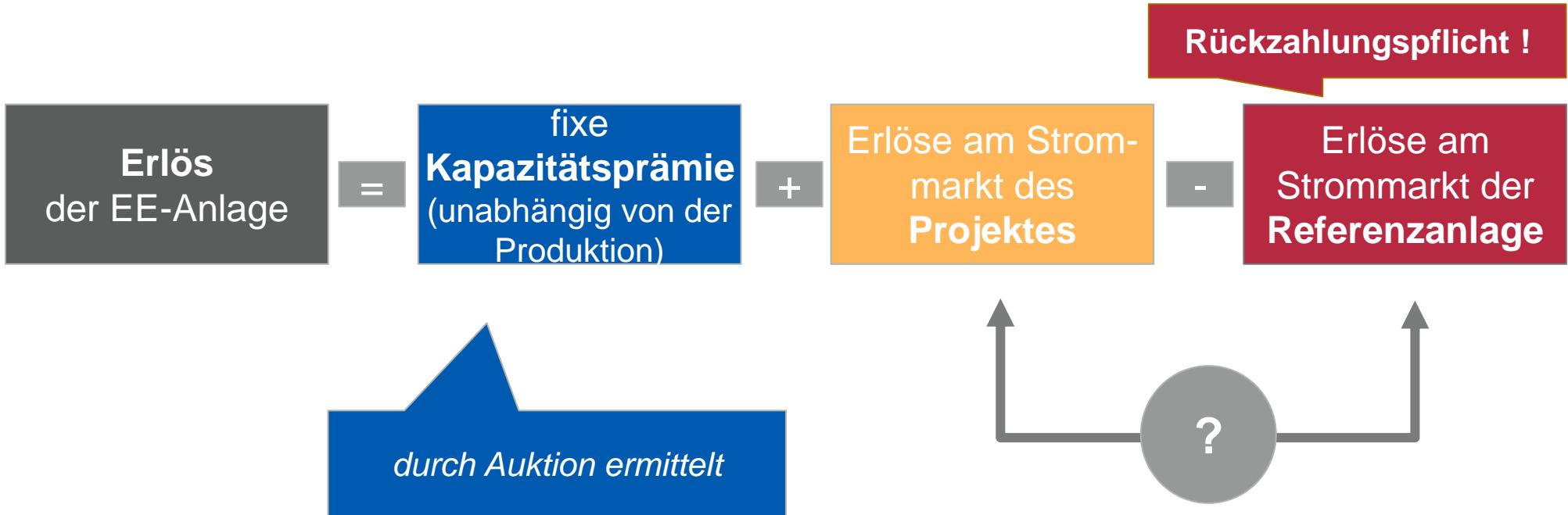
Claw Back

Konsequenzen  
(aus Sicht  
BMWK)

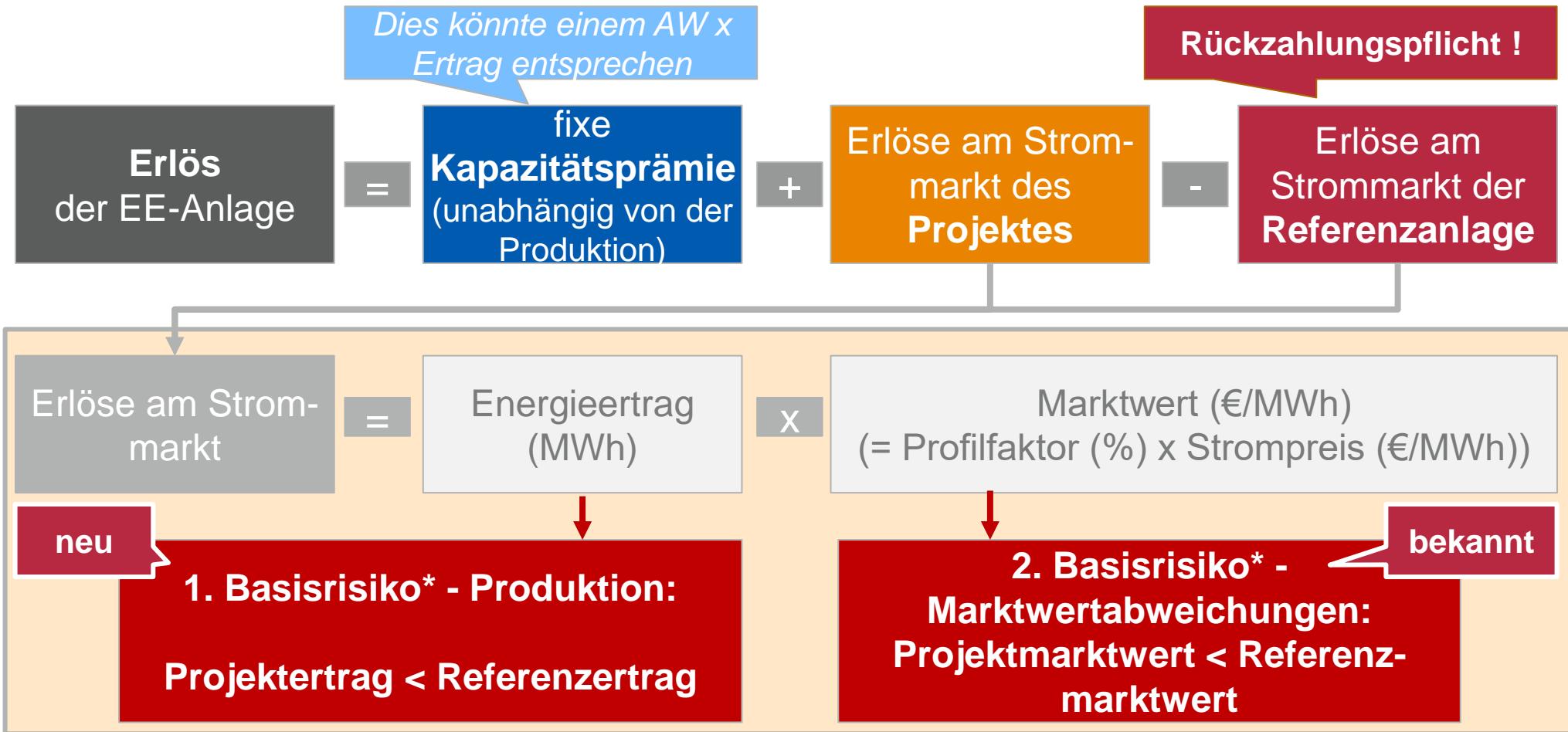
- Produktionsabhängige Optionen 1 und 2:
  - Zusatzregelungen analog § 51 notwendig
    - Wirkung einer Mengensteuerung zu prüfen
- Produktionsabhängige Optionen 1 und 2:
  - Zusätzliche Regelungen erforderlich, um ein Unterlaufen einer Claw Back Regelungen zu verhindern (siehe „Strompreisbremse“ 2022)
    - Könnte ggf. durch Abrechnungszeiträume von 1h „geheilt“ werden
- Daher Produktionsunabhängige Optionen 3 und 4
  - Zusätzliche Regelungen nicht erforderlich

### **3. Produktionsunabhängige CfDs (Option 4) - Wirkungsweise und Herausforderungen**

# Option 4 – Mechanismus und Bausteine

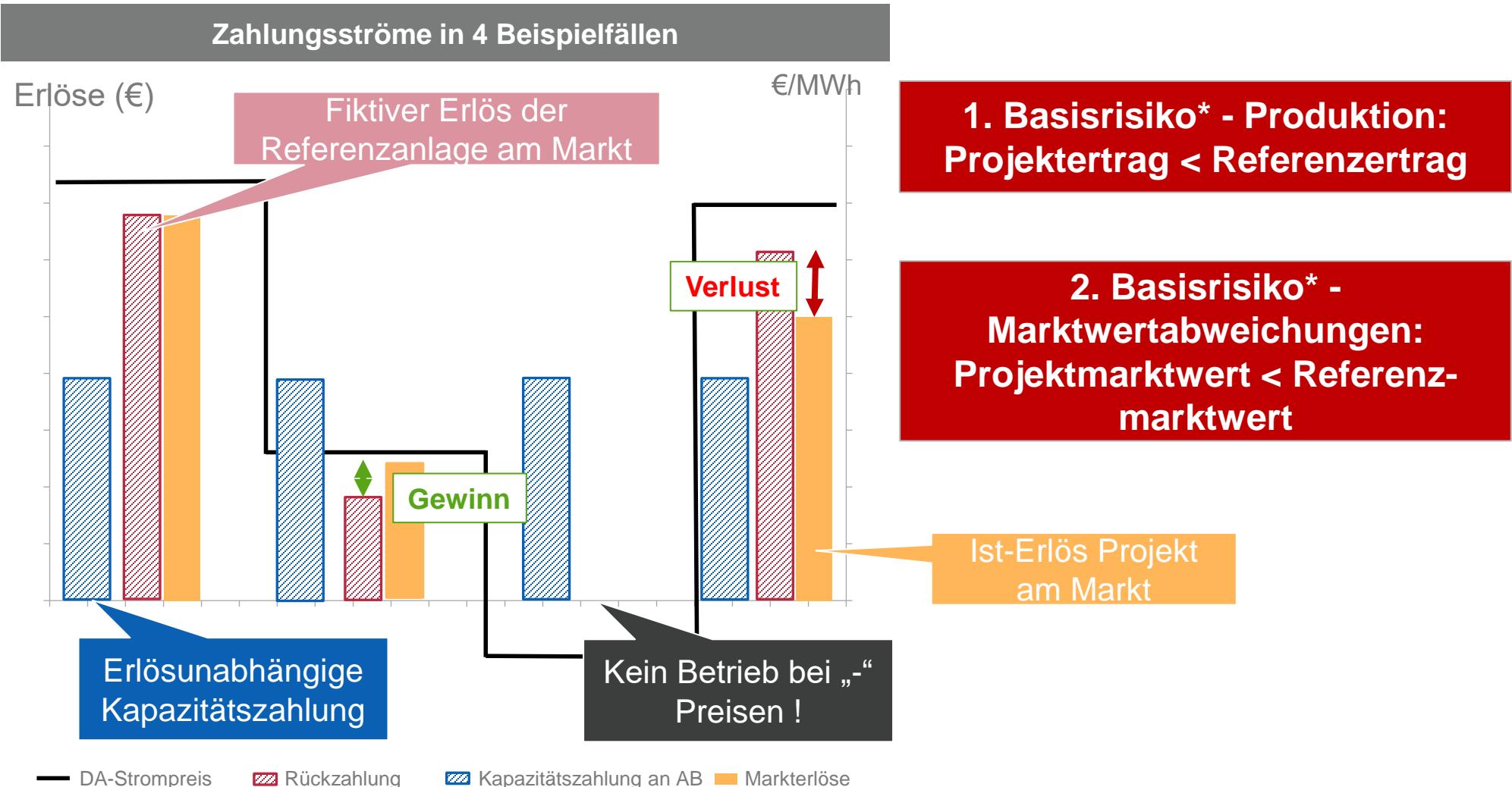


# Option 4 - Mechanismus und Bausteine



\* Hinweis: Abweichungen könnten auch nach oben gehen und damit Mehrerlöse generieren

# Option 4: Kapazitätszahlung



# Beispielhaft: Wirkung Option 4

Annahmen: Jahres-Kapazitätsprämie = Anzulegender Wert (80 €/MWh) x Jahresertrag;  
Referenzertrag 10.000 MWh

Risiko: sehr hohe  
Marktwerte (siehe 2022)

Annahme: Referenzmarktwert = 120 €/MWh

Option 4 - fixe Kapazitätsprämie Werte in €	Referenz	Beispielprojekt		
		Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
Referenzertrag in MWh	10.000			
Referenzmarktwert in €/MWh	120			
Projektertrag zu Referenzertrag		100%	90%	90%
Projektmarktwert zu Referenzmarktwert		100%	100%	95%
<b>1. Kapazitätsprämie Projekt, unabhängig von Produktion</b>		800.000	800.000	800.000
<b>2. Markterlöse</b>		1.200.000	1.080.000	1.026.000
<b>3. Rückzahlungsverpflichtung aufgrund Referenz</b>	-1.200.000	-1.200.000	-1.200.000	-1.200.000
<b>Markterlöse - Rückzahlung</b>		0	-120.000	-174.000
<b>Resultierender Erlös = 1 + 2 - 3</b>		800.000	680.000	626.000
<b>Result. Erlös in Relation zur Kapazitätsprämie</b>		100%	85%	78%

2 Treiber für  
Basisrisiko

- 1. Differenz von Projektertrag zu Referenzertrag (MWh)
  - 2. Differenz von Projektmarktwert zu Referenzmarktwert (€/MWh)
- => Hier Beispiel für Basisrisiko: Erlösverluste von 22% ggü. Kapazitätsprämie

## **4. Fazit**

# Zusammenfassung in Bezug auf Option 4



# Fazit - Gefahr einer Schieflage ist groß ...

## Basisrisiko

(Produktion & Marktwert / Profilwert)

## Wie gut wird Referenzpotenzial definiert?

Referenzanlage möglichst = Projekt

## Ausgestaltung Kapazitätsprämie

*Unsicherheit bei Investoren,  
Projektierern, Banken, ...*

## Gefahr eines Fadenrisses

## Zeitbedarf und Testphase

## Netzüberbauung noch möglich?

## Bessere Systemdienlichkeit

(Anlageneinsatz direkt am Strommarkt,  
Reaktion auf „-“ Preise)

## Claw Back möglich

## Erlöse durch Kapa-Prämie gesichert

Erlöse nicht mehr abhängig v. Verlusten  
durch „-“ Preise (u. Einspeiseverhalten  
der bisherigen EE-Kapazitäten)



Überwiegen die vermutlichen Markteffizienzvorteile die Risiken eines Fadenrisses?

Zeitbedarf notwendig; stufenweises Anpassen sinnvoll ...



enervis energy advisors GmbH  
Schlesische Str. 29-30  
10997 Berlin  
Germany  
Fon +49 (0)30 695175-0  
Fax +49 (0)30 695175-20

E-Mail [kontakt@enervis.de](mailto:kontakt@enervis.de)

# Ihre enervis-Referenten



**ECKHARD KUHNHENNE-  
KRAUSMANN**

eckhard.kuhnhenne@enervis.de  
+49 (0)173 610 97 60



**DR. NICOLAI HERRMANN**

nicolai.herrmann@enervis.de  
+49 (0)170 788 88 02



**KATJA RÖPER**

katja.roeper@enervis.de  
+49 (0)151 18559694





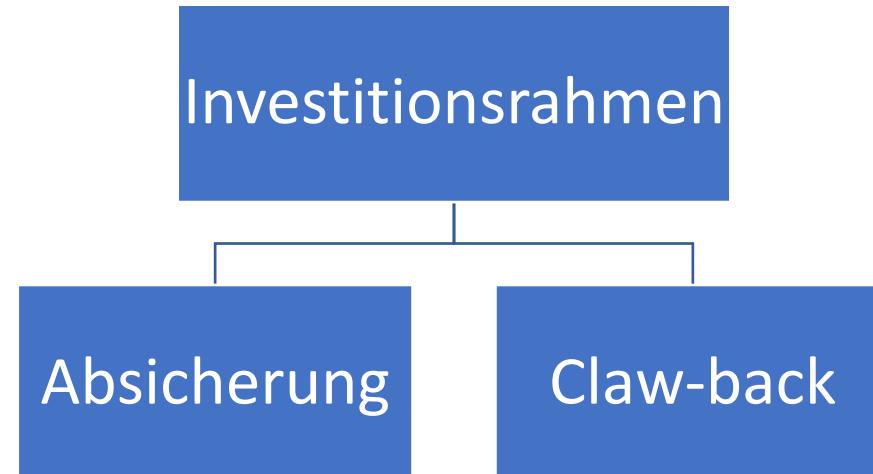
Bundesministerium  
für Wirtschaft  
und Klimaschutz

# Investitionsrahmen für Wind und PV

# Hintergrund

# Hintergrund: Ab 2027 neuer Marktrahmen erforderlich, keine Förderung ohne Claw-back

- Ab 2027 angepasster Marktrahmen nötig: EU Vorgaben zu Claw-back aus EMD und Beihilferecht.
- Claw-back kann auch energiewirtschaftlich hilfreich sein, insb.:
  - Planbarere Erlösströme führen zu mehr Erlössicherheit (unsichere Erlöse werden getauscht gegen sichere Erlöse), geringere Kapitalkosten
  - Claw-back können marktsensibles Verhalten anreizen



# Wachstumsinitiative der Bundesregierung zeigt Leitbild zur Zukunft der EE-Förderung

- Wachstumsinitiative der Bundesregierung:
  - EE schrittweise weiter in den Markt integrieren, Förderung läuft mit Ende der Kohleverstromung aus
  - Weiterer Hochlauf braucht zukunftsfähigen, verlässlichen und kosteneffizienten Investitionsrahmen
  - Alle Optionen des Optionenpapiers werden weiter betrachtet, Förderung als „Investitionskostenförderung (eigener Kapazitätsmechanismus)“
- Entspricht am ehesten Option 4 des Optionenpapiers:  
„Kapazitätszahlung mit produktionsunabhängigem Refinanzierungsbeitrag“
- Test des Instrumentes im Markt („Pilotausschreibungen“)

# Kapazitätszahlung mit Refinanzierungsbeitrag

# Produktionsunabhängige Investitionsrahmen: Risikoabsicherung und Marktintegration.

- Wind- und PV-Erzeuger sind ggü. Änderungen des Preisniveaus abgesichert.
- Wind- und PV-Erzeuger sind ggü. Mengenrisiken aus der Anzahl Stunden mit negativen Preisen abgesichert.
- Wind- und PV-Erzeuger sind ggü. Wetterrisiken abgesichert.
- Gleichzeitig vollständige Exposition ggü. allen kurzfristigen Marktpreissignalen. Anreiz, die Anlage vollständig auf die Marktpreissignale zu optimieren.
- Sonderregelungen zur Marktintegration können entfallen (z.B. bzgl. der Vergütung bei negativen Preisen).
- Höhere Erlössicherheit kann zu geringeren Kapital-, Investitions- und Förderkosten führen.

# Risiko produktionsunabhängiger Investitionsrahmen: Fadenriss und Basisrisiko

- Weitreichende Systemumstellung kann zu Fadenriss führen
- Ausgestaltung des Referenzprofils ggf. administrativ aufwändig
- Neues Basis- oder Abweichungsrisiko für Betreiber, dass die eigene Anlage anders vom Referenzprofil abweicht als erwartet (Auswirkungen auf Bankability, Finanzierungskosten etc.).
- Systemdienliche Anlagenauslegung kann durch Fokus auf reine Kapazität beeinträchtigt werden.

→ Ausgestaltung des Instruments ist zentral

# Ausgestaltungsfragen – Werkstattbericht

# Aktuell drei Themen in der Werkstatt:

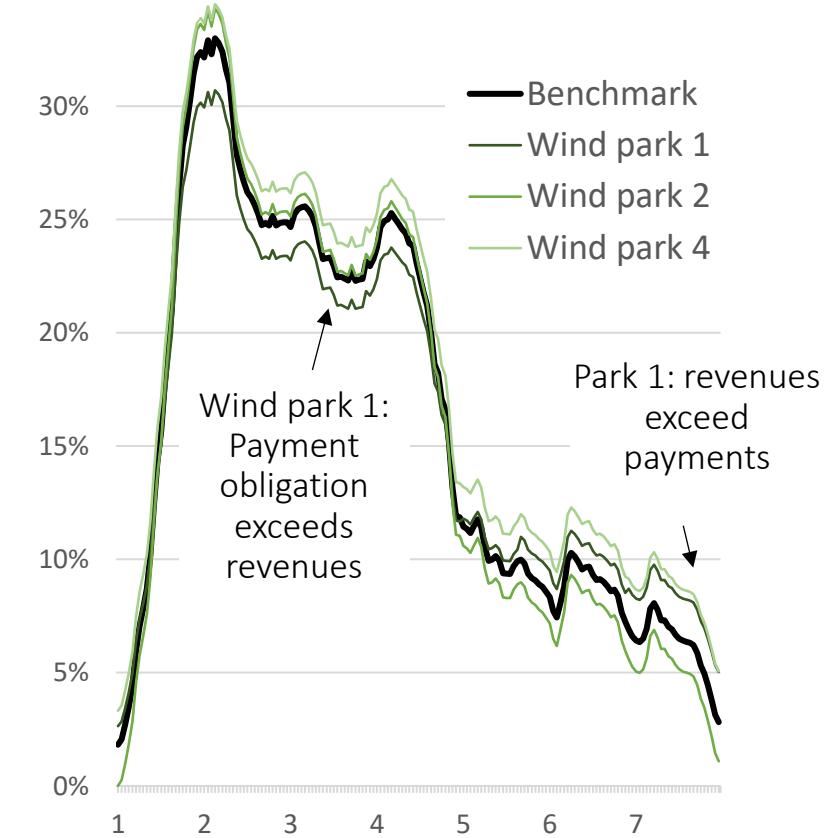
1. Definition der Kapazität: Anreize für systemdienliche Anlagen
2. Ausgestaltung des Referenzprofils
3. Standortkorrektur

# Definition der Kapazität: Fehlanreize vermeiden

- Vermeiden: Kapazitätszahlung rein je MW Nennleistung
  - Generiert Anreize, nur die Generatorleistung zu maximieren
  - Spitzenlastigkeit verursacht mehr Probleme (Netzengpässe) und schafft weniger Wert (Stromerzeugung bei Schwachwind)
- Daher Korrektur der Kapazität um relevante technische Parameter wie Rotordurchmesser und Nabenhöhe
  - De facto Skalierung mit erwarteten Volllaststunden
  - Korrekturfaktor je Turbinentyp („Typenqualifikation“), z.B. typenspezifisches TR2-Gutachten, heute für Referenzertrag genutzt
  - Projektunabhängig, standortunabhängig

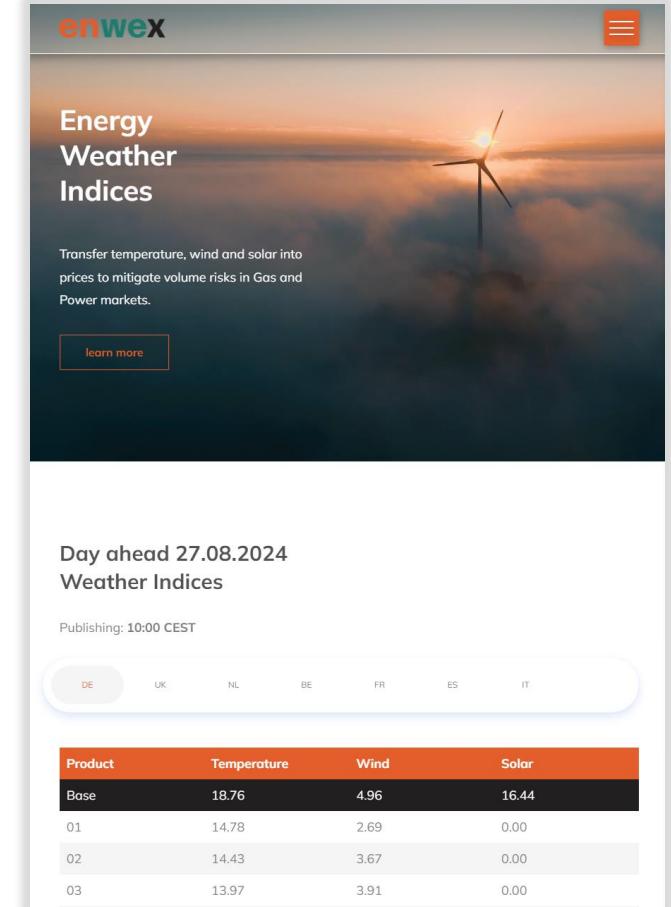
# Basis für Rückzahlung ist ein Referenzprofil (Benchmark)

- Schätzung der stündlichen Produktionsmöglichkeit des Windparks – nicht: die tatsächliche Produktion
- Idealfall: transparentes und einfaches Verfahren, dass die tatsächliche Produktionsmöglichkeit gut abschätzt, ohne vom Windpark beeinflussbar zu sein
- Drei Optionen für das Referenzprofil
  - Option 1: Anlagenscharfe Messung (Anemometer, AAP) – Parkverschattung schwer zu berücksichtigen, komplex, fehleranfällig
  - Option 2: Durchschnittliche Einspeisemenge aller Anlagen je Technologie – ändert sich im Zeitablauf
  - Option 3: Anhand eines Wettermodells



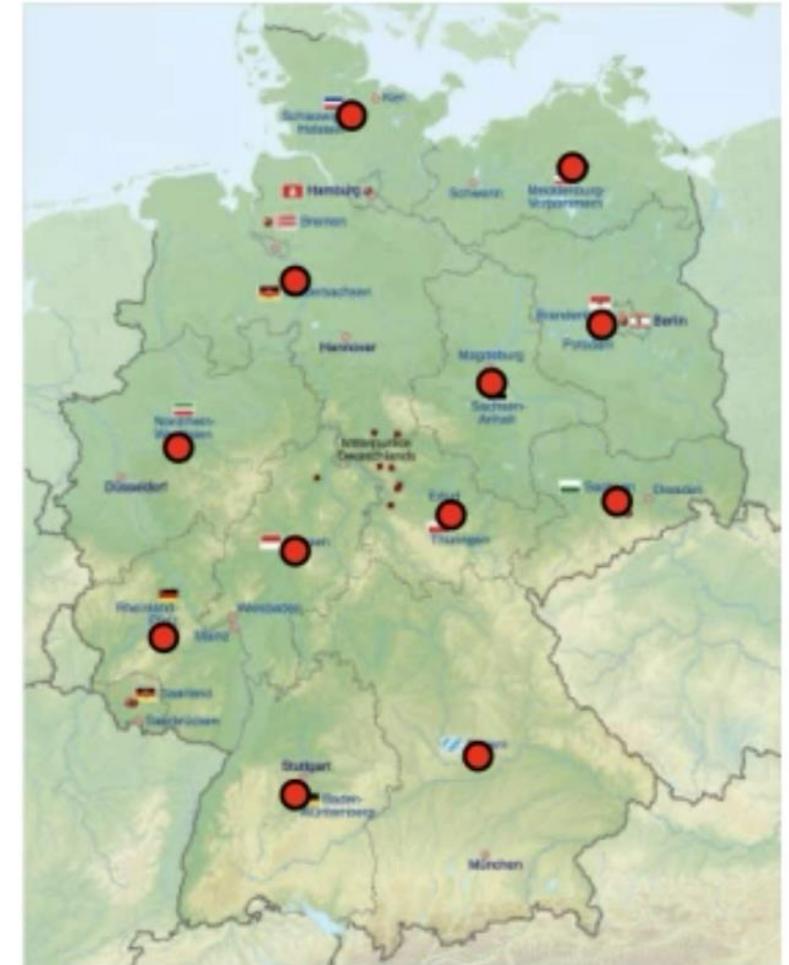
# Wettermodell kann zur Abschätzung des Referenzprofils genutzt werden

- Abschätzung der Produktionsmöglichkeiten auf Basis eines Wettermodells
  - Relevante Wetterdaten aus Re-Analyse Wettermodell, z.B. Windgeschwindigkeit
  - Umrechnung in Referenzprofil (MW) durch (ggf. generische) Leistungskennlinie(n)
- Beispiel: ERA5-Wettermodell
  - Öffentliche Daten, transparente Methodik, auf Dauer verfügbar (ECMWF)
  - Wird am Strommarkt für Prognosen und Handel verwendet
  - Vielzahl an Wetterparametern sowohl für Wind als auch Solar
- Geographische Auflösung
  - Ein nationales Referenzprofil denkbar – oder mehrere Regionalprofile



# Wettermodell: Beispiel enwex-Indizes

- Deutschlandweites Erzeugungspotenzial
  - Basierend auf ECMWF ERA5-Datensatz (~28km x ~18km)
  - Mittelwert der Erzeugungspotenziale am geografischen Mittelpunkt der Bundesländer, gewichtet mit installierter Leistung
  - Einfach nachvollziehbare Formel (in Excel implementiert und transparent veröffentlicht)
  - Wenige transparente Parameter definieren gesamten Index
- Wird für Handelsprodukte verwendet (Wind, Solar, Temperatur-Produkte)

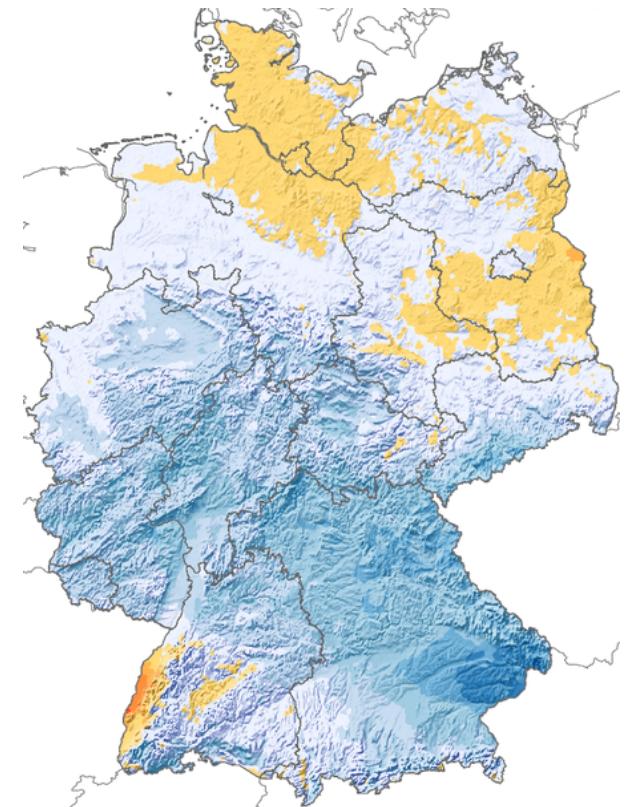


# Regionale Differenzierung zur Korrektur der Standortgüte erforderlich

- Förderung wird regional differenziert
  - Heute: Referenzertragsmodell
  - Motivation: Zubau deutschlandweit ermöglichen (daneben auch: Entlastung des Übertragungsnetz)
  - Aber: nicht vollständig egalisieren – Anreize für wind-stärkere Standorte sollen erhalten bleiben

# Zur Korrektur der Standortgüte könnte z.B. ein Windatlas verwendet werden

- Wie kann die Standortgüte objektiv, transparent und bürokratiearm bestimmt werden?
- Verschiedene Optionen zur Bestimmung der Standortgüte
  - Wettermodell (ERA5) relativ grob aufgelöst (Auflösung 30km x 30km)
  - Individuelle Gutachten (TR6) von Methodik und Wahl des Gutachters beeinflussbar – ex-post Korrektur zu vermeiden (Fehlanreize)
  - Vielversprechend: Windatlas (Beispiel Anemos 25m x 25m)



# Korrektur von Kapazitäts- und/oder Rückzahlung um die Standortgüte

- Drei Optionen zur regionalen Differenzierung
  - Höhere Kapazitätszahlung für windschwächere Standorte
  - Niedrigere Rückzahlung für windschwächere Standorte
  - Beides anpassen: windschwache Standorte erhalten weniger Kapazitätszahlung, müssen aber noch weniger zurückzahlen
- Beispiel für Korrektur von Kapazitätszahlung und Rückzahlung:
  - Rückzahlung wird voll korrigiert ( $60\%$  erwarteter Ertrag =  $60\%$  Rückzahlung)
  - Kapazitätszahlung wird teilweise korrigiert
  - So wird überall Zubau ermöglicht, aber Anreize für bessere Standorte bleiben erhalten

# Ausblick

# Weiteres Vorgehen

- „Große“ Reform muss spätestens zum 1.1.2027 in Kraft getreten sein
- Kurzfristig: Pilotausschreibungen zur Erprobung der Investitionskostenförderung (eigener Kapazitätsmechanismus), spätestens in 2026
  - Verordnungsermächtigung im EEG (wird vrsl. im weiteren Verfahren über das EnWG noch in diesem Jahr eingebracht)
  - Verordnungsgebungsverfahren 1. Hj. 2025