

# Begrüßung zum finalen Stakeholder:innen-Workshop und Recap **Marktprämiен 2.0**

03.04.2025

## **Carolin Monsberger**

Research Engineer,  
Competence Unit Integrated Energy Systems

Center for Energy, AIT Austrian Institute of Technology

[carolin.monsberger@ait.ac.at](mailto:carolin.monsberger@ait.ac.at)

# Agenda des Workshops

- 13:00 – 13:20 *Begrüßung und Recap*
- 13:20 – 14:00 **PPAs und Diskussion über PPA-Anreize im Marktprämiensystem**
- 14:00 – 15:00 **Ausgestaltungsvorschläge für eine Weiterentwicklung  
des Marktprämiensystems in Österreich inkl. Diskussion**
- 15:00 – 15:30 *Kaffeepause*
- 15:30 – 16:30 **Finanzierungsaspekte und Diskussion über  
Lösungsvorschläge/Finanzierungsaspekte**
- 16:30 – 17:00 *Wrap-Up und Ende der Veranstaltung, vernetzen*

# Vorstellung Projekt Marktprämien 2.0

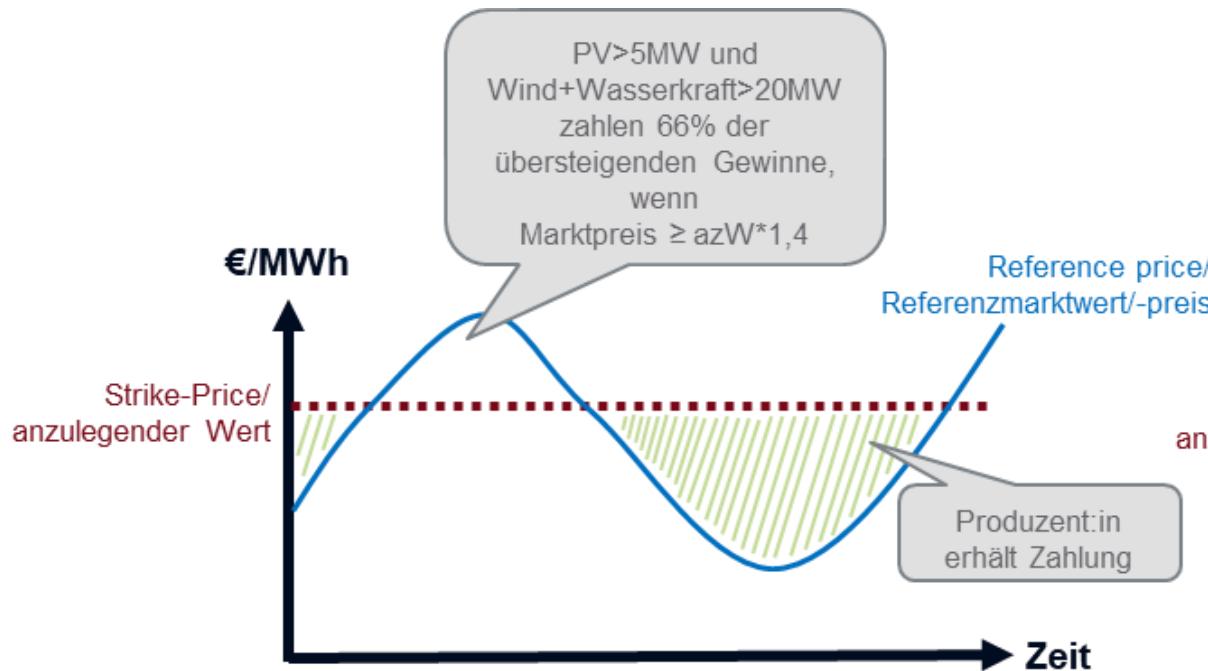
- Sondierungsprojekt der 3. Ausschreibung Energie.Frei.Raum der FFG
- **Laufzeit:** November 2023 bis April 2025
- **Projektpartner:**  
AIT Austrian Institute of Technology,  
REKK Regional Centre for Energy Policy Research (Budapest),  
Technische Universität Wien – Institut für Managementwissenschaften

- **Ziel der Sondierung „Marktprämiens 2.0“** ist, zeitnah Vorschläge für eine inhaltliche Reform und Weiterentwicklung des vor kurzem in Österreich etablierten Marktprämiensystems zur Förderung des Ausbaus erneuerbarer Energien (EE) im heimischen Strommarkt zu entwickeln.
- Das Lösen aktueller Problemfelder wie etwa die Verbesserung der Anreizelemente zur Marktintegration, der systemische Umgang mit etwaigen Übergewinnen sowie die Minimierung von Risiken seitens der Projektfinanzierung wird hierbei als zentral angesehen.
- Des Weiteren wird auch der mögliche Beitrag von PPAs in obigem Kontext eingehend beleuchtet. Hiermit soll ein zeitgerechtes und kosteneffizientes Erreichen der EAG-Ausbauziele gewährleistet werden.

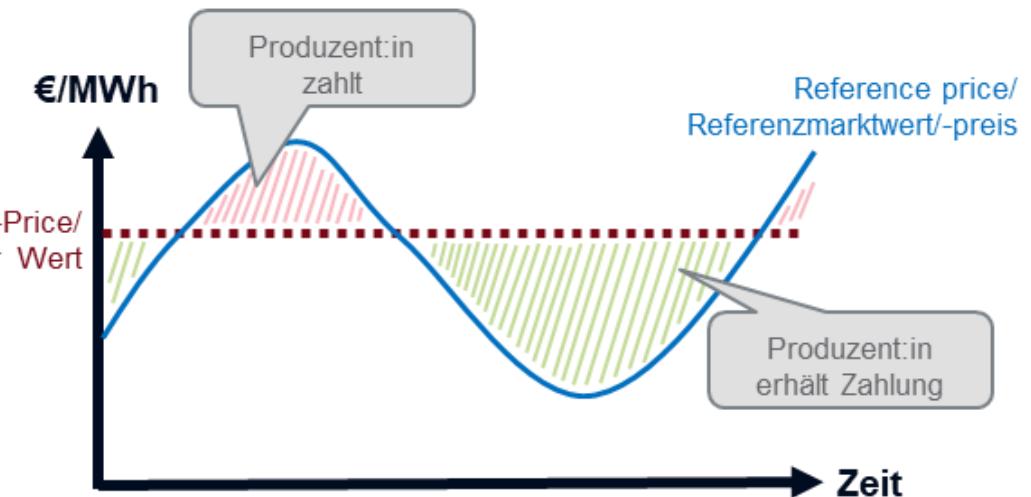
# Aufschlüsselung der Ziele

-  Systematische Analyse des **EE-Marktprämiendesigns** in mindestens **8 EU-Ländern**  
Ableitung von **Erkenntnissen und Best Practices** durch eine detaillierte Fallstudienbewertung für **3 ausgewählte Länder**
-  Analyse der **Auswirkungen der Marktprämienstruktur auf die Finanzierungsbedingungen für inländische EE-Projekte** und  
Minimierung des Finanzierungsrisikos
-  **Modellbasierte Analyse der zukünftigen Markterlöse** für erneuerbare Energien
-  Entwicklung **spezifischer Maßnahmen zur Verbesserung der Anreizelemente für die EE-Marktintegration**
-  Weiterentwicklung des österreichischen Marktprämienmodells für erneuerbare Energien für die Jahre 2030 und 2040, unter  
Berücksichtigung der zukünftigen **wachsenden Bedeutung von PPAs**  
Entwicklung detaillierter **Designvorschläge** für mind. zwei politisch umsetzbare Lösungskonzepte „Marktprämien 2.0“

# Derzeitiges Marktprämien-System in Österreich und mögliche Contracts for Difference (CfDs)



Marktpremie in Österreich



Contract for Difference (CfD)

# Derzeitiges Marktprämiens-System in **Ö**sterreich: eineinhalbseitiger CfD - Blick auf neue EU-Vorgaben

## Strommarktreform (Elektrizitätsbinnenmarktverordnung Juni 2024):

- **Direkte Preisstützungsmechanismen** für Investitionen in **neue Stromerzeugungsanlagen** müssen in Form **zweiseitige Differenzverträge (auch Contracts for Difference (CfDs))** oder gleichwertiger Modelle mit denselben Effekten erfolgen.
- **Zweiseitige Differenzverträge gelten** für neue Anlagen zur Stromerzeugung aus Wind-, Solar-, Geothermie-, Laufwasser- und Kernenergie.
- Die Vorschriften für zweiseitige Differenzverträge gelten erst **nach einer Übergangsfrist von drei Jahren nach Inkrafttreten der Verordnung**, um die Rechtssicherheit für laufende Projekte zu wahren. Mit der Verordnung wurde Flexibilität in Bezug auf die Art und Weise geschaffen, wie die Einnahmen, die der Staat durch zweiseitige Differenzverträge erzielt, umverteilt werden sollen. **Einnahmen können an die Endkund:innen umverteilt werden und können auch zur Finanzierung der Kosten von direkten Preisstützungssystemen oder von Investitionen zur Senkung der Stromkosten der Endkund:innen verwendet werden.**

Quelle: basierend auf Pressemitteilung des Rats der Europäischen Union vom 21 Mai 2024 und  
<https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2024/1747/oj/eng>

# Was bisher geschah...

# Case Study Analysis on CfDs



Eligible technologies		Technology specificity	Auctioned product	Reference technology for reference price calculation	Reference period
France	PV, wind, bioenergy, hydro	Technology specific	Capacity	Technology specific for intermittent generation	Monthly
Greece	PV, onshore wind	Multi-technology	Capacity	Technology specific for intermittent generation	Monthly
Hungary	All RES technologies	Multi-technology	Energy & Budget	Technology specific for intermittent generation	Monthly
Ireland	All RES technologies	Multi-technology	Energy	Not relevant	Hourly for intermittent, yearly for dispatchable RES
Italy	PV, onshore wind, hydro, sewage treatment gas	Technology basket	Capacity	Not relevant	Hourly
Poland	All RES technologies	Technology basket	Energy & Budget	Technology specific for intermittent generation	Monthly
Spain	PV, onshore wind, bioenergy, hydro	Hybrid	Capacity	Not relevant	Hourly
United Kingdom	All RES technologies	Technology basket	Budget	Not relevant	Hourly for intermittent, half-yearly for dispatchable

# Zukünftige Marktwerte: 2 Szenariowelten und 4 Sensitivitäten

1

**Reference (REF):** Österreich strebt bis 2030 und darüber hinaus eine Stromversorgung auf der Grundlage erneuerbarer Energien an. In anderen Sektoren und EU-Ländern sind die Ambitionen zur Dekarbonisierung jedoch geringer.

- **General (EU-wide):** Existing measures and targets are acknowledged (according to ENTSOe-TYNPD / NECPs)
- **AT:** „100%“ RES based electricity supply in accordance with certain assumptions (Demand: UBA-WAM-NEKP - Scenarios)

2

**Decarbonization Needs (DN):** Starke Dekarbonisierungsambition in der ganzen EU, um Net Zero in 2050 zu erreichen. Ein starker Anstieg der Stromnachfrage wird erwartet, gefördert durch starke Sektorkopplung zur Dekarbonisierung anderer Sektoren wie Industrie und Mobilität.

- **General (EU-wide):** Measures are taken for a **deep decarbonisation by 2050** → **Implicit decarbonisation of industry (NEFI-AT)** and mobility → **strong sector-coupling**
- **EU-wide (and AT):** Emission target → **100% climate neutrality until 2050** (European Green Deal)

→ DN: Höhere Nachfrage & höhere erneuerbare Erzeugung

## BERÜCKSICHTIGTE SENSITIVITÄTEN

1. **Sensitivity flex:** Reduktion von Speicherkapazitäten
  - Batteriekapazität -50% (Kurzfristspeicher)
  - Wasserstoffspeicherkapazität -50% (Langfristspeicher)
2. **Sensitivity grid:** Cross-border Übertragungsnetzkapazitäten aller Länder -25%
3. **Sensitivity price:** Erhöhung der Emissions- und Brennstoffpreise um 25%
4. **Sensitivity Wind/PV:** Verschiebung von Wind zu PV im Energiemix (in allen Ländern)
  - Reduktion der Winderzeugung um 25%
  - Erhöhung der PV-Erzeugung um die gleiche Stromerzeugungsmenge

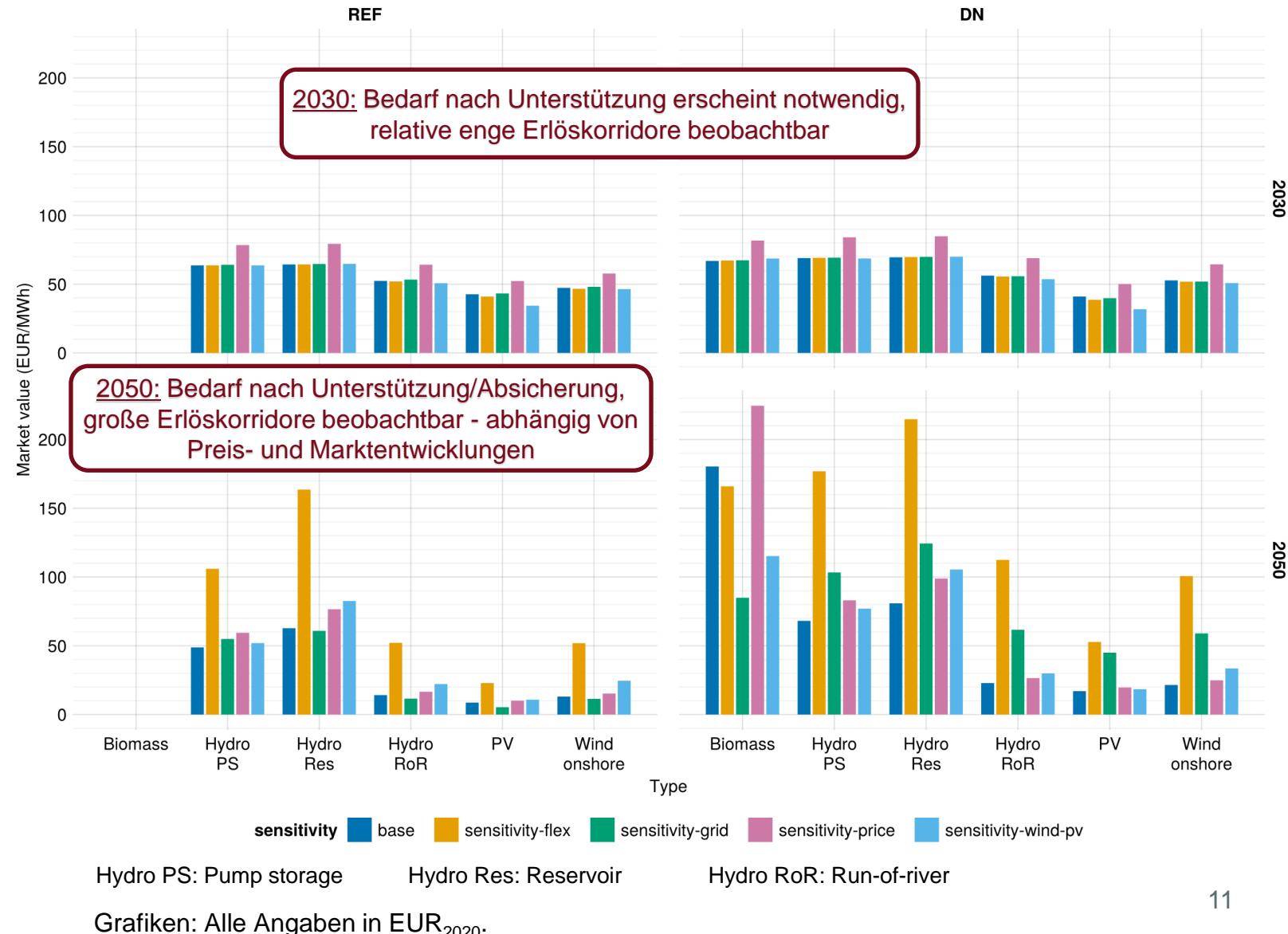
# Blick auf künftige Markterlöse

## 2030:

- Wind:  
ca. **63 - 77 EUR/MWh** nominal
- PV:  
ca. **40 - 60 EUR/MWh** nominal
- Laufwasserkraft:  
ca. **63 - 90 EUR/MWh** nominal
- Biomasse, Speicherwasserkraft:  
ca. **80 - 105 EUR/MWh** nominal

## 2050:

- Wind:  
ca. **18 - 180 EUR/MWh** nominal
- PV:  
ca. **12 - 93 EUR/MWh** nominal
- Laufwasserkraft:  
ca. **18 - 200 EUR/MWh** nominal
- Biomasse, Speicherwasserkraft:  
ca. **90 - 390 EUR/MWh** nominal



## Marktpremie & negative Preise:

- Marktpremiensystem in AT noch jung und sollte nicht wieder geändert werden
- 6h-Negativpreis-Regel bietet zu wenig Anreiz zur Abregelung
- 6h-Blöcke nicht handelbar
- Flexibilitäten bei Steuerbaren mehr beanreizen

## Finanzierung:

- Banken haben Marktpremie verstanden, sehen Finanzierung von PPAs kritisch

## Windkraft & PV:

- Niedrige Windkraft-Bezuschlagung liegt eher an Genehmigungen als Anreizen
- PV-Ausbau soll nicht über Windkraft-Ausbau forciert werden

## PPAs:

- Sollten möglich sein; Mehrerlösabschöpfung muss abgestimmt werden

## Speicher:

- Mehr Anreize für RES + Speicher notwendig, bessere Förderung und Forcierung gefordert

## CfDs:

- Müssen sich klar von Einspeisetarifen unterscheiden (z. B. durch angepasste Referenzperioden)

## Vermarktungskosten:

- Schwanken stark mit Marktpreisniveau – Anpassung Marktpremie darauf

# VIELEN DANK!

Carolin Monsberger  
AIT, Center for Energy  
[carolin.monsberger@ait.ac.at](mailto:carolin.monsberger@ait.ac.at)