

FINANZIERUNGS- UND ÜBERSCHUSSVERMARKTUNGSMÖGLICHKEITEN IN ENERGIEGEMEINSCHAFTEN

IEWT 2023: Energiegemeinschaften I

DIⁱⁿ Carolin Monsberger, Klara Maggauer MSc.

Integrated Energy Systems

AIT Austrian Institute of Technology



VORSTELLUNG PROJEKT SYSPEQ

SYSPEQ entwickelt **vollumfängliche Planungskonzepte für Plusenergiequartiere**, wobei der Fokus auf den Gebäudelebenszyklus und besonders auf Bestandsbauten bzw. deren Kopplung mit Neubauten innerhalb eines Quartiers gelegt wird, wobei der Betrieb als Energiegemeinschaft für soziale Wohnbauträger analysiert wird.

- **Startdatum:** 01.11.2021
- **Enddatum:** 31.10.2024
- **Gesamtkosten:** 902.198€



AGENDA

- Fragestellung
- Finanzierungsmöglichkeiten von Ökostromanlagen in Energiegemeinschaften
- Kostenzuordnung aus Sicht gemeinnütziger Bauträger
- Stromüberschuss-Vermarktungsmöglichkeiten
- Auswirkung Vermarktungsstrategie Finanzierungsrisiko
- Hürden und Chancen für PPAs

ENERGIEGEMEINSCHAFTEN IM EAG

- Das **Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG)** wurde am 07.07.2021 im Nationalrat beschlossen (am 15.07.2021 durch Bundesrat bestätigt)
- Es ermöglicht u.a. Bürgerenergiegemeinschaften (BEGs) und Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften (EEGs)
- Teilnehmende einer EEG müssen im elektrischen Naheverhältnis lokalisiert sein (Niederspannungs- oder Mittelspannungsnetz), erfahren jedoch Entgelt-Reduktionen* auf innerhalb der EG-gedandelten Strom.



Langtitel
Bundesgesetz über den Ausbau von Energie aus erneuerbaren Quellen (Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz – EAG)
Sf: BGBl. I Nr. 150/2021 (NR: GP XXVII RV 733 AB 982 S. 115; BR: 10690 AB 10724 S. 929.)
[CELEX-Nr.: 32018L2001, 32019L0944, 32019L0692]

Präambel/Promulgationsklausel
Der Nationalrat hat beschlossen:

Inhaltsverzeichnis

1. Teil
Allgemeine Bestimmungen

§ 1. Kompetenzgrundlage und Vollziehung
§ 2. Geltungsbereich
§ 3. Umsetzung und Durchführung von Unionsrecht
§ 4. Ziele
§ 5. Begriffsbestimmungen
§ 6. Nachhaltigkeitskriterien und Kriterien für Treibhausgaseinsparungen für flüssige Biobrennstoffe und Biomasse-Brennstoffe
§ 6a. Ökovozenale Kriterien
§ 7. Anpassung der Fördermittel
§ 8. Auskunftspflicht

2. Teil
Förderregelungen für die Erzeugung von Strom aus erneuerbarer Energie

1. Hauptstück
Betriebsförderungen

1. Abschnitt
Marktprämie

§ 9. Grundsätzliches
§ 10. Allgemeine Förderungs Voraussetzungen
§ 11. Berechnung der Marktprämie
§ 12. Referenzmarktpreis
§ 13. Referenzmarktwert
§ 14. Auszahlung der Marktprämie
§ 15. Aussetzung der Marktprämie bei negativen Preisen
§ 16. Beginn, Dauer und Beendigung der Förderung
§ 17. Allgemeine Förderbedingungen

2. Abschnitt
Ausschreibungen

1. Unterabschnitt
Allgemeine Ausschreibungsbestimmungen

§ 18. Höchstpreise
§ 19. Bekanntmachung der Ausschreibung
§ 20. Anforderungen an Gebote
§ 21. Ermessung der Gebote
§ 22. Sicherheitsleistung

* Die Entgeltreduktionen umfassen eine Reduktion des Netznutzungsentgelts abhängig von lokalen/regionalen EEGs und abhängig von der Netzebene, als auch den Entfall der Elektrizitätsabgabe, sowie des Erneuerbaren-Förderbeitrags.

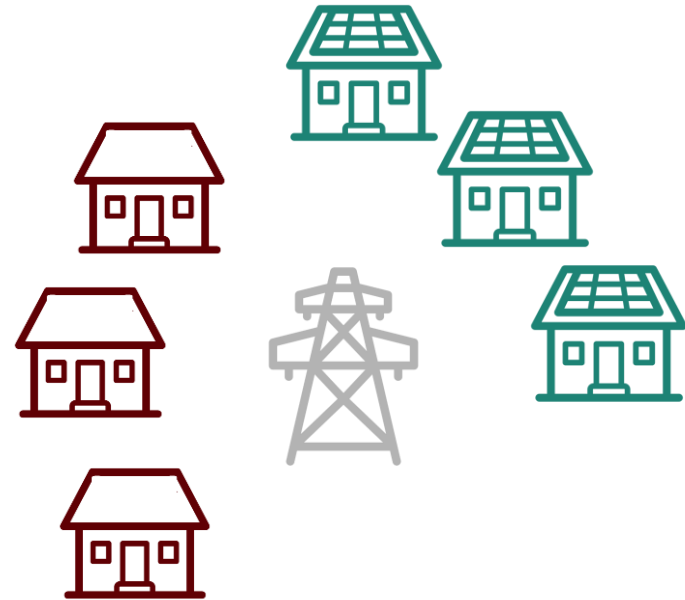
FRAGESTELLUNG

Wie können **Ökostromanlagen** in **Energiegemeinschaften** finanziert werden und wie der **Überschussstrom** vermarktet werden?

Aus Sicht von
Finanzierungsinstituten
(und Weiteren)

Aus Sicht der
gemeinnützigen
Wohnbauträger

Aus Sicht der
Energiegemeinschaft



FINANZIERUNGSMÖGLICHKEITEN DURCH FINANZIERUNGSINSTITUTE

- **Klassisches Finanzierungsprodukt für PEQs und EGs derzeit nicht/noch nicht umsetzbar**, da
 - Rechtliche Hürden: KSchG, steuerliche Aspekte bei GWBT
 - Gemeinnützigkeit von EGs Hindernis für Rating
 - Förderungen für Ökostromanlagen (v.a. neue Modelle. z.B. Marktprämie) im Bankenwesen wenig bekannt
 - Volatiler Strommarkt betriebswirtschaftlich aus Bankensicht schwierig darstellbar
- Eine **standardisierte Finanzierungsmöglichkeit** gibt es schon (bald) als **Produktlösung für Endkund:innen** (Privatkund:innen, Unternehmen und öffentliche Hand). Viele Banken und Leasinggesellschaften arbeiten intensiv daran (seit Q1/2022, wird bis Q3/2023 von den meisten Vertreter:innen der Finanzbranche zur Anwendung gebracht werden → Green Finance).
- **Beispiel: Leasing für PV-Anlagen (Erste Bank GmbH)**
 - Pay-Per-Use Leasing mit festsetzbaren (und anpassbaren) Leasingraten, Preis pro kWh (erzeugungabhängig)
 - Leasingmodelle für Gewerbekund:innen ab 50.000€
 - Für Private: ab 2023

WEITERE FINANZIERUNGSMÖGLICHKEITEN (AUSSERHALB DER BANKENWELT)

Contractingmodelle

– bereits verfügbar und Nachfrage steigt

Bürger:innenbeteiligungsmodelle

– kann als Sicherheit für Banken angesehen werden

Crowdfunding

– wg. teils hoher Plattform- und laufender Kosten voraussichtlich nicht so interessant

KOSTENZUORDNUNG AUS SICHT GEMEINNÜTZIGER BAUTRÄGER

- **Bestand:** WGG erlaubt die Errichtung von nachhaltigen Energiekonzepten mit dem EVB. Sollte dieser zu niedrig sein, kann darüber hinaus seine Erhöhung zu diesem Zweck genehmigt werden (3/4 Zustimmung; § 14 Abs. 2b Z. 1 WGG).
- **Neubau:** Deckung der Kosten über Baukosten möglich. Das ist schwieriger, weil bei Wohnbauförderung die Baukosten je m² gedeckelt sind. Zudem soll am Dach auch Begrünung stattfinden und andere Nutzungen (z.B. Schwimmbad) berücksichtigt werden.

STROMÜBERSCHUSS- VERMARKTUNGSMÖGLICHKEITEN I



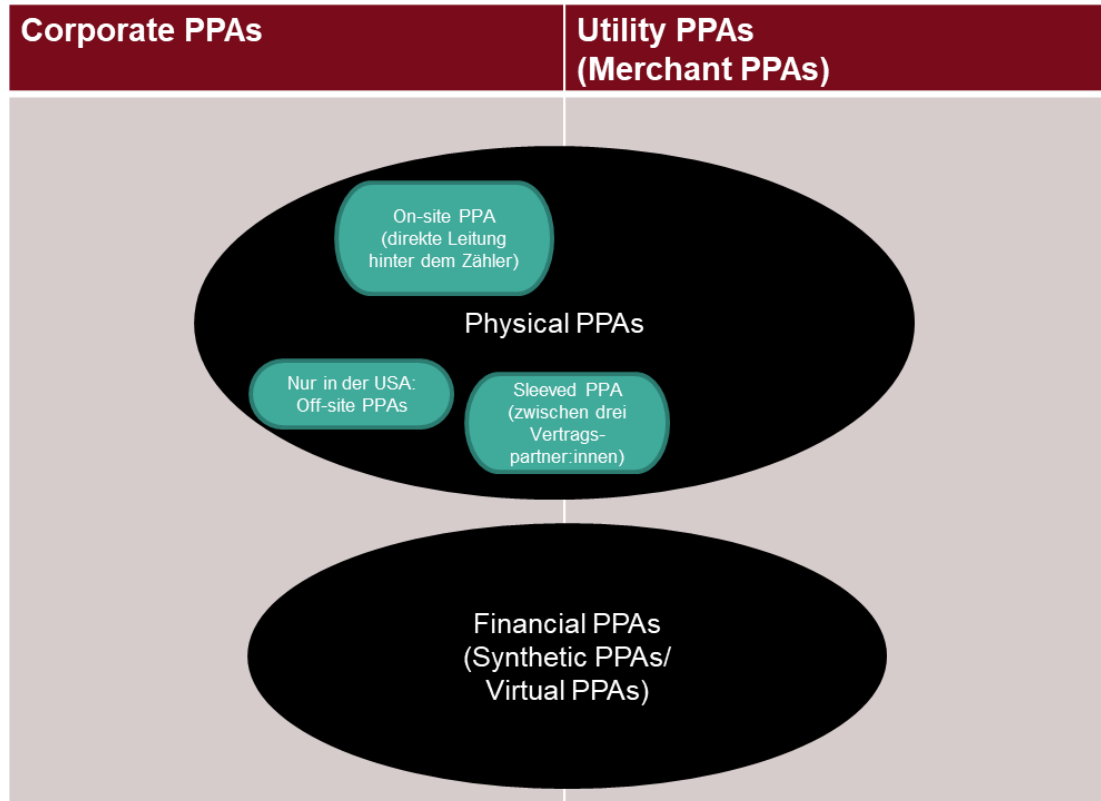
| Vermarktungsmodell | Erklärung | Vorteile | Nachteile |
|--|---|--|---|
| Verkauf an EVU | Stromabnahmevertrag (Preise je kWh jährlich festgelegt). Eher für kleinere Anlagen. | Wenig Aufwand seitens Anlagenbetreibender:m/EG. | Geringe Gewinne, da Preise meist relativ niedrig. |
| Verkauf an OeMAG mit Tarifförderung (bestehende Ökostromanlagen) | OeMAG-Stromabnahmevertrag über 13 bzw. 15 Jahre (geförderter Abnahmetarif). | Wenig Aufwand seitens Anlagenbetreibender:m/EG. Attraktive Vergütung. Langjährige Sicherung der Vergütung. | Tarifförderung in Österreich nicht mehr für neue Anlagen verfügbar. Förderkontingente, v.a. für PV, waren schnell ausgeschöpft. |
| Verkauf an Stromhändler/ DVU | Verkauf an DVU, welches damit weiterhandelt. Oft keine fixen Tarife, sondern ein gewisses Marktrisiko durch variable Vergütung. | Höhere Vergütung als durch einen fixen EVU-Tarif möglich. Marktnäher. | Mehraufwand durch Abwägung verschiedener Vergütungsmodelle und meist mehr Marktrisiko. |
| Verkauf an Stromhändler/ DVU mit Marktprämie (neue Ökostromanlagen) | Zusätzlich zu oben: Marktprämie (Förderung) on top, Verträge für 20 Jahre | Marktnäher. Attraktive Vergütung. Langjährige Sicherung der Vergütung. | Meist mehr Marktrisiko (z.B. lange Perioden negativer Preise am Markt). Förderkontingente könnten schnell ausgeschöpft werden; Rückzahlungspflicht für größere Anlagen. |

STROMÜBERSCHUSS- VERMARKTUNGSMÖGLICHKEITEN II



| Vermarktungsmodell | Erklärung | Vorteile | Nachteile |
|--|---|--|---|
| Verkauf an EVU oder Unternehmen über virtual (oder on-site bzw. sleeved) PPA | Verkauf per physischem (in Österreich on-site oder sleeved) oder finanziellem (rein bilanziellem) PPA an eine:n Abnehmende:n (Unternehmen oder EVU). Langjährige Verträge. | Vergütung ist selbst verhandelbar (z.B. ob gesamter Überschussstrom abgenommen wird). Langjährige Sicherung der Vergütung. | Da Verträge individuell gestaltet werden können, oft zeitaufwändige Vertragsverhandlungen. Risiko des Ausfalls einer Vertragspartei (muss vertraglich festgelegt werden). |
| Verkauf an Unternehmen über Direktleitung | Verkauf/Lieferung über Direktleitung (und nicht über öffentliches Stromnetz) an z.B. ein Unternehmen. Meist langjährige Abnahmeverträge (physische PPAs) zwischen den Vertragsparteien. | Ersparung der meisten Netzentgelte und Steuern/Abgaben für die:den Abkaufende:n. Freie Vertragsgestaltung. | Hoher technischer Aufwand, da „loop flows“ über das öffentliche Netz ausgeschlossen werden müssen. Hohe Investitionskosten durch zusätzliche Infrastruktur. Vertragsgestaltung kann juristisch aufwändig sein (siehe oben). |
| Inselbetrieb | Überschuss wird (wenn vorhanden) zwischengespeichert und selbst zu einem anderen Zeitpunkt verbraucht. | | |

KLASSIFIZIERUNG VON POWER PURCHASE AGREEMENTS



AUSWIRKUNG VERMARKTUNGSSTRATEGIE AUF FINANZIERUNGSRISIKO



1. Vermarktung mit Betriebsförderung:

- OeMAG-Förderungen (vergeben bis 2022) bekannt und etabliert
- Neue Marktprämienförderung

2. Langfristige Vermarktung über PPAs (öffentl. Stromnetz oder Direktleitungen):

- Kein gleichwertiger Ersatz zu Betriebsförderungen
- Risiken meist höher als bei Förderungen (z.B. Kontrahent:innenrisiko)

3. Freie Vermarktung an den volatilen Energiemärkten:

- Volles Marktpreisrisiko

HÜRDEN UND CHANCEN PPAs IM KONTEXT VON ENERGIEGEMEINSCHAFTEN

- **Aggregierungsdienstleistungen** von EGs lt. EAG erlaubt, aber noch keine Umsetzung
- Erforderliche **Strommengen** sind hoch, um rechtlichen Aufwand zu rechtfertigen
- **Kund:innenbindung** (über 1 Jahr) im privaten Sektor durch EIWOG und KSchG nicht möglich
- **Verein als Unternehmen** fraglich (müssen Leistungen regelmäßig am Markt gegen Entgelt anbieten), um Vertragsbindung herzustellen
- **Mitgliederbindung** in einem Verein nur in „angemessenem“ Rahmen möglich
- **RED II** sieht PPAs als wesentlichen Beitrag der erneuerbaren Energieversorgung
- **ACER** sieht PPAs als Möglichkeit, Förderungen zu reduzieren, sieht jedoch den Bedarf, öffentliche Garantien zu etablieren
- **Greenhouse Gas Protocol Scope 2**: Nullemissionsdarstellung auf Basis von PPAs/Herkunftsnachweisen möglich
- **Additionality concept**: Nachweis, dass durch PPAs zusätzliche erneuerbare Erzeugung installiert wird (derzeit in EU nicht verbreitet, wird jedoch bzgl. Wasserstoffherstellung diskutiert)

THANK YOU!

DIⁱⁿ Carolin Monsberger, 15.02.2023

carolin.monsberger@ait.ac.at

