

D4.2 IMPACTS OF PVP CONCEPTS ON GRID SYSTEM

Country report Austria

PVP4Grid

D4.2

November, 2019



Inhaltsverzeichnis

0	Zusammenfassung	3
1	Einführung	5
2	Auswirkungen des PVP4Grid-Konzeptes auf das Elektrizitätsnetz	14
3	Vorteile und Herausforderungen aus der Perspektive des Verteilnetzes.....	20

0 Zusammenfassung

Mit dem Beschluss des Richtlinienpaketes „Saubere Energie für alle Europäer“¹ (CE4AE-Paket) wurde ein umfassendes Update der EU-Energiepolitik eingeführt. Zusammen mit anderen wichtigen Änderungen erleichtern, bzw. ermöglichen die neuen Regeln Prosumenten (Produzent und Konsument) zu werden, d. H. Ihre eigene Energie aus erneuerbaren Quellen zu verbrauchen, zu speichern oder zu verkaufen. Dies gilt sowohl für Einzelpersonen als auch Energiegemeinschaften. Das Projekt PVP4Grid untersucht Photovoltaik (PV)-Energieverbraucher-Konzepte, insbesondere im Hinblick auf Energiegemeinschaften, indem qualitative Analysen, quantitative Simulationen sowie Tests von PV-Verbraucherkonzepten in acht EU-Ländern durchgeführt werden, um ein besseres Verständnis der Einflussfaktoren zu erreichen. Die unterschiedlichen Rahmenbedingungen können es sowohl ermöglichen als auch verhindern, dass Verbraucher zu PV-Prosumenten werden, welche sowohl wirtschaftlich als auch systemtechnisch sinnvoll sind.

Dieser Bericht befasst sich mit den Konzepten der PV-Prosumenten und deren Auswirkungen auf den Elektrizitätsmarkt und seine Akteure in Österreich. Zu den wichtigsten Akteuren zählen die Regulierungsbehörden, Verteilernetzbetreiber (VNB), Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), Stromvermarktungsunternehmen, Energiedienstleistungsunternehmen (ESCO), Verbraucherverbände, Aggregatoren, etc.. Das Aufkommen von Prosumenten und Energiegemeinschaften bringt neue Herausforderungen in Bezug auf die technischen Anforderungen an das Elektrizitätsnetz und dessen Verwaltung, Änderungen in den Geschäftsmodellen und regulatorische Herausforderungen mit sich, um die optimalen Rahmenbedingungen festzulegen. Der Bericht präsentiert die wichtigsten Ergebnisse der Simulation und Erprobung mehrerer im Rahmen des Projekts in Österreich konzipierter Prosumenten-Konzepte sowie die Ansichten und Wahrnehmungen der Stakeholder, die auf dem am 27. September 2019 in Wien organisierten PVP4Grid-Workshop diskutiert wurden.

Der Bericht ist wie folgt aufgebaut:

- Das erste Kapitel beschreibt den Aufbau des Elektrizitätsmarktes und seine Akteure und gibt einen Überblick über die aktuelle Landschaft in Österreich. Anschließend wird eine Zusammenfassung des neuen EU-Rechtsrahmens bereitgestellt.
- Das zweite Kapitel präsentiert die wichtigsten Ergebnisse und Schlussfolgerungen der quantitativen Simulation und Erprobung von PVP4Grid-Konzepten in Österreich.

¹ Saubere Energie für alle Europäer: <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans>

- Das dritte Kapitel enthält die wichtigsten Ergebnisse des Workshops und fasst die Ansichten der Stakeholder zu PVP4Grid-Konzepten sowie die damit verbundenen Vorteile und Herausforderungen zusammen.

1 Einführung

Die Stromversorgungsbranche wurde in vielen Ländern in den letzten drei Jahrzehnten grundlegend umstrukturiert². Das übergeordnete Ziel bestand darin, Wettbewerb oder zumindest Wettbewerbselemente umzusetzen, wo immer dies möglich ist. Im Laufe des Prozesses wurde festgestellt, dass einige Elemente der Stromversorgungskette – die Netze – weiterhin regulierte natürliche Monopole bleiben. In der Folge wurden klar definierte und voneinander abgegrenzte Rollen definiert. Die wettbewerblich organisierten Markttrollen umfassen beispielsweise Kraftwerksbetreiber, Bilanzgruppenverantwortliche und Stromlieferanten. Ein Unternehmen kann mehrere Markttrollen erfüllen. Die Rollen des Netzbetriebs (Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber) werden dagegen in der Regel von eigenständigen Unternehmen ausgeübt. Dies wird als Entflechtung von zuvor monopolistischen, vertikal integrierten Unternehmen bezeichnet. Das ursprüngliche übergeordnete Ziel dieser Trennung bestand darin, einerseits einen diskriminierungsfreien Zugang unabhängiger Erzeuger zur Netzinfrastruktur zu gewährleisten und andererseits eine Quersubventionierung zwischen der wettbewerbsorientierten Marktdomäne und den regulierten Segmenten der Netzdomäne zu vermeiden. Doch damit sich der Wettbewerb entwickeln kann, sind klare Spielregeln für alle Marktteilnehmer erforderlich. Um die Funktion des Marktmodells sicherzustellen, wurde eine Regulierungsbehörde gegründet. Die E-Control ist für die Aufstellung und Einhaltung der Marktregeln verantwortlich³. In Hinblick auf das Marktmodell (Bilanzgruppenmodell) zeigt Abbildung 1 die relevantesten Marktteilnehmer in Österreich, sowie deren Beziehung und den notwendigen Datenaustausch.

² Vgl. die Richtlinie 2009/72/EG über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt (Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie) <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0055:0093:DE:PDF>

³ Vgl. E-Control <https://www.e-control.at/econtrol> (10.09.2019)

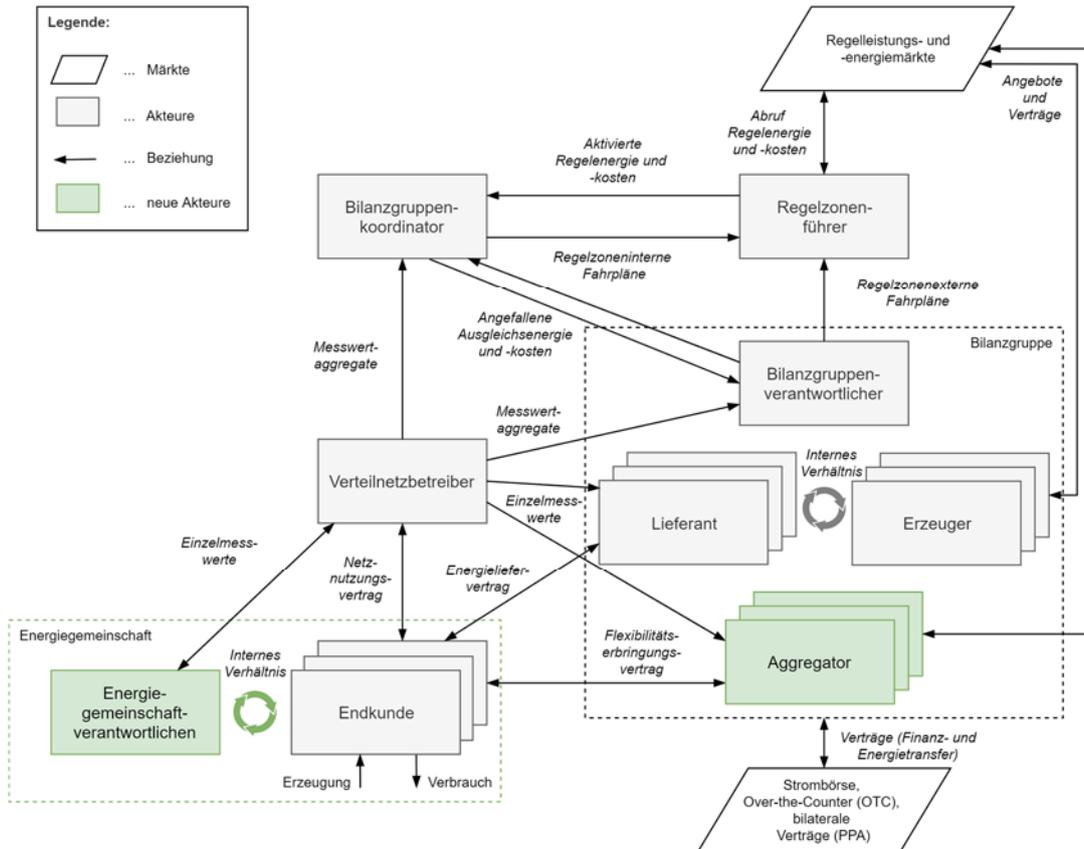


Abbildung 1: Marktakteure sowie Informationsflüsse im österreichischen Marktmodell. Quelle: Hans Auer, „Vorlesung Energiesysteme und Netze“ 2019.

Wie in der Abbildung 1 dargestellt, ermöglicht die Einführung von Bilanzgruppen eine Interaktion zwischen Endkunden, Erzeugern, Lieferanten, etc. Grundsätzlich müssen im elektrischen Energiesystem zu jeder Zeit das Stromangebot und die Stromnachfrage im Gleichgewicht sein. Im Kern wird dieses Gleichgewicht durch die Bilanzkreisverantwortlichen hergestellt, die Erzeuger und Verbraucher zu prognosefähigen Gruppen bündeln und Erzeugung und Verbrauch ausgeglichen halten. Die Bilanzgruppen werden von einem Bilanzkreiskoordinator (BKO) verwaltet. Dieser ist definiert als eine juristische Person, die als Clearingstelle für die Organisation und Abwicklung der Regelenenergie in einem Regelbereich fungiert. Im Falle von Österreich wird das Clearing von "Austrian Power Clearing & Settlement (APCS)" und "Ausgleichsenergie & Bilanzgruppen-Management (A & B)" verwaltet. Jeder Netznutzer, im Wesentlichen alle Erzeuger und alle Verbraucher, müssen sich einer Bilanzgruppe anschließen (oder eine eigene gründen). In weitere Folge kann hier von Lieferanten, Erzeugern und Aggregatoren gesprochen werden. Letztere sind neue Akteure, deren Rolle in Österreich noch nicht eigenständig definiert wurde (d.h. farbig in Abbildung 1 gekennzeichnet). Die Mitglieder einer Bilanzgruppe können Energie an diversen Märkten (Strombörsen oder bilateral mittels OTC oder PPA) kaufen und verkaufen. Des Weiteren

können zertifizierte Kraftwerke Regelreserve anbieten. Die Vermarktung von Flexibilität ist insbesondere das Geschäftsmodell von Aggregatoren.

Unvollkommenheiten des Strommarktes, beispielsweise hervorgerufen durch Prognoseabweichungen, werden durch – von den Übertragungsnetzbetreibern⁴ (TSO) wettbewerblich beschaffte – Regelleistung ausgeglichen. Darüber hinaus ist der TSO aufgrund seiner Rolle als Regelzonenführer für die Leistungs- und Frequenzregelung innerhalb des Hochspannungsnetzes verantwortlich. Der eingespeiste und vom Netz bezogene Strom wird in Zeitintervallen (derzeit 15 Minuten) gemessen und prognostiziert. Von Erzeugern und Verbrauchern mit einer Anschlussleistung von weniger als 50 kW oder einem Jahresverbrauch, bzw. -erzeugung von weniger als 10 000 kWh (hauptsächlich Haushalte und kleine Unternehmen) wird in der Regel bislang nur die Jahresenergie erfasst und auf synthetische Leistungsprofile umgelegt, wobei die Einführung von Smart Metern⁵ eine tägliche Auslesung der Zählerdaten ermöglicht.

Als Kunden gelten Verbraucher (bzw. Erzeuger) von Energie. Mit der Umsetzung bzw. In-Kraft-Treten des *Clean Energy Packages*⁶ wird von aktiven Kunden gesprochen. Alle Kunden haben einen Energieliefervertrag mit einem Stromlieferanten (bzw. Stromabnehmer) abgeschlossen und sind somit einer Bilanzgruppe zugeordnet. Alternativ können sie einen Vertrag zur Vermarktung von Flexibilität mit einem Aggregator abgeschlossen haben. Es ist zu beachten, dass Aggregatoren auch einer anderen Bilanzgruppe als der Lieferant zugeordnet sein können. Im Kontext des *Clean Energy Packages*⁵ soll es möglich sein, dass lokale Zusammenschlüsse von Endkunden in der Form von Energiegemeinschaften möglich sind. Ohne Details anzuführen, soll hierbei zwischen Bürgerenergiegemeinschaften und Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften unterschieden werden. Innerhalb der Energiegemeinschaft soll es Endverbrauchern möglich sein Energieaustausch oder -handel mit anderen Endverbrauchern zu betreiben. Analog zu Bilanzgruppen, soll es einen Energiegemeinschaftsverantwortlichen geben, welcher die Ansprechperson nach außen ist. Diese Rolle kann von bestehenden Akteuren (bspw. Lieferanten oder Aggregatoren) sowie neuen Akteuren, wie Contractoren (Investoren, Errichter und Betreiber in einem), Dienstleister aber auch Hausverwaltungen, übernommen werden. Die Aufgabe der Energiegemeinschaftsverantwortlichen ist die Bilanzierung (Energie und monetär) der Teilnehmer. Wie oben angeführt sind

⁴ In Österreich gibt es derzeit einen Übertragungsnetzbetreiber, die Austrian Power Grid (APG) <https://www.apg.at> (10.09.2019)

⁵ Lt. E-Control werden bis Ende 2020 mindestens 80 % aller österreichischen Haushalte mit einem Smart Meter ausgestattet. Bis Ende 2022 soll die Zahl auf 95 % gesteigert werden. Vgl. E-Control <https://www.e-control.at/konsumenten/smart-meter> (10.09.2019)

⁶ Vgl. E-Control „Paket „Saubere Energie für alle Europäer“ (Clean Energy Package)“ <https://www.e-control.at/recht/unionsrecht/strom/aktuell> (11.09.2019)

Energiegemeinschaften im nationalen Recht noch nicht legislativ umgesetzt, deren Rollenbeschreibung ist jedoch soweit im europäischen Rahmen beschrieben.

Alle Netznutzer haben des Weiteren einen Vertrag mit dem (regulierten) Verteilernetzbetreiber (DSO)⁷, an dessen Verteilernetz sie physisch angeschlossen sind. Verteilernetzbetreiber sind hauptsächlich für die technische Qualität der Stromversorgung und den sicheren Netzbetrieb auf niedrigeren Spannungsebenen, die Datenerfassung und die Verwaltung der Netznutzerdaten verantwortlich. Es wird erwartet, dass sich mit der Umsetzung und Einführung der jüngsten regulatorischen Änderungen, wie dem *Clean Energy Package* die Rolle der DSOs erweitern wird⁸. Es ist zu erwarten, dass weitere Aspekte wie die Verwendung von Flexibilitäten, Optimierung des Netzausbaus sowie die Digitalisierung vorangetrieben werden⁹.

Eine weitere Diskussion betrifft die Anpassung der Netztarife. Laut E-Control (2017)¹⁰ sinkt in der derzeitigen Entgeltstruktur der Anteil leistungsbezogener Entgelte mit den Netzebenen. Auf der Netzebene 7 (typische Haushalts- und kleine Gewerbekunden) beträgt der Leistungsanteil für nicht leistungsgemessene nur knappe 10% bis 22%. Auf den anderen Netzebenen (sprich größere Verbraucher), beträgt das Leistungsanteil zwischen 42 und 37 %. Aus diesem Grund, sieht die E-Control einen Anpassungsbedarf der Leistungsbepreisung, welcher in der kommenden Regulierungsperiode eine Rolle spielen wird. Um dem Verursacherprinzip Rechnung zu tragen, wurden unterschiedliche Varianten für die Gewichtsverlagerung zwischen Arbeitspreis und Leistungspreis quantifiziert. In Abbildung 2 (Mader (2019)¹¹ Variante 1) wird die Auswirkung einer solchen verursachungsgerechten Entgeltverrechnung gezeigt. Erst durch die Verbreitung von Smart Meter ist es möglich an der Mehrheit der Kunden auf Netzebene 7 Leistungsmessungen durchzuführen. Wie in Mader (2019) erwähnt, müssten hierbei der rechtliche Rahmen ebenfalls adaptiert werden.

⁷ Eine Übersicht aller Netzbetreiber ist von Selectra S.A.R.L. (10.09.2019) <https://stromliste.at/verzeichnis> erstellt worden.

⁸ Siehe E-Control „*Fachtagung: Clean Energy Package - richtungsweisend für die Stromzukunft?*“ (09.04.2019) <https://www.e-control.at/fachtagung-clean-energy-package>

⁹ Vgl. Urbantschitsch, W., *Das Clean Energy Package – Bilanz und Ausblick aus Sicht der Regulatoren*, 09.04.2019.

¹⁰ Vgl. E-Control, „*Tarife 2.0*“ - *Weiterentwicklung der Netzentgeltstruktur für den Stromnetzbereich*, 2017

¹¹ Mader L. „*Tarifstruktur Neu - Leistung bestimmt den Preis*“, IEWT 2019, 13.09.2019 https://iewt2019.eeg.tuwien.ac.at/download/contribution/presentation/124/124_presentation_20190213_171720.pdf.

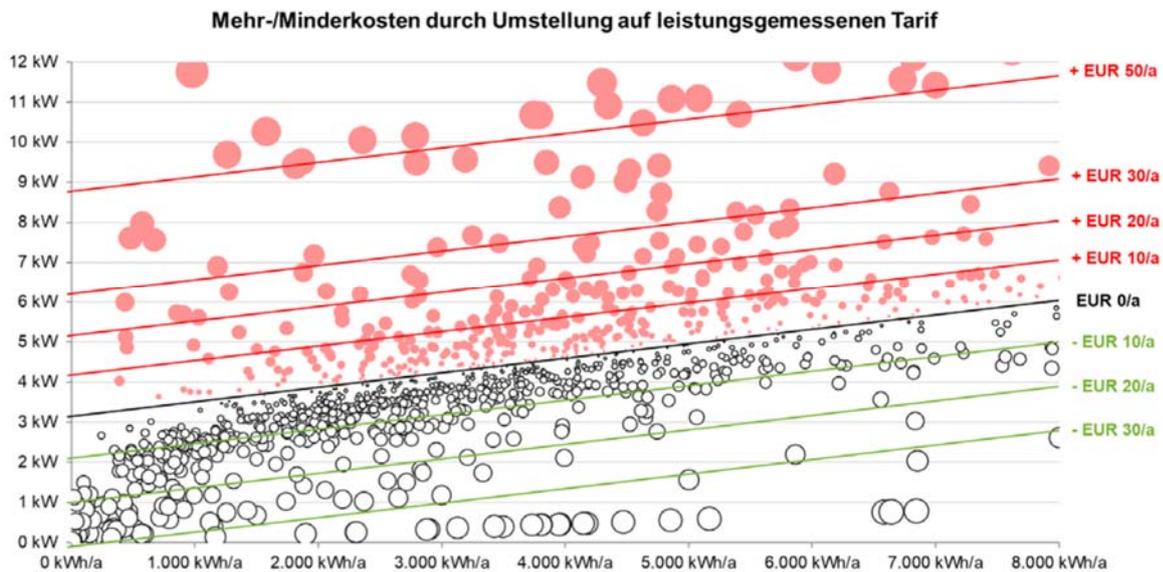


Abbildung 2: Mehr- bzw. Minderkosten durch Umstellung auf leistungsgemessenen Tarif. Quelle: E-Control

1.1 Der neue EU-Regulierungsrahmen zur Eigenversorgung und seine netzbezogenen Vorgaben

Ein kürzlich verabschiedetes neues EU-Regelwerk, das sogenannte „Saubere Energie für alle Europäer“ 1-Paket, strebt die Weiterentwicklung der EU-Energieunion¹² an – eine der zentralen langfristigen politischen Initiativen der Europäischen Union.

Die wesentlichen Zielsetzungen der Energieunion bestehen u.a. darin, erneuerbare Energien (EE) und Energieeffizienz ins Zentrum eines neuen Energiebinnenmarkts zu rücken und die Bürger in den Mittelpunkt der Energieunion zu stellen. Es werden europaweite Ziele formuliert, darunter die Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien am EU-Energiemix auf 32 % bis 2030.

Der neue Rahmen soll es Bürgern ermöglichen, aktiv und zu gleichen Wettbewerbsbedingungen am Markt teilzunehmen und von Europas Energiewende zu profitieren, mit dem Ziel, Verbraucher mittels besserer Informationen zu Energieverbrauch und Energiekosten zu stärken und besser zu schützen. Der Regulierungsrahmen soll zudem dabei helfen, das Sicherheitsnetz für bedürftige Verbraucher enger zu knüpfen und dadurch die Energiearmut zu senken. Darüber hinaus sind Maßnahmen im Bereich Energiezeichen und Ökodesign vorgesehen, um größere Kosteneinsparungen zu erzielen und energieeffizientes Verhalten zu fördern. Auch sollen Verbraucher in Bezug auf ihre Häuser und Wohnungen eine größere Auswahl an Optionen erhalten, die ihnen eine aktivere Teilnahme am Elektrizitätsmarkt erleichtern. Sie können als

¹² Energiestrategie EU: <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union>

Eigenversorger – oder „Prosumenten“ – in erneuerbare Energien und insbesondere Solaranlagen investieren und die eigenerzeugte Energie dann selbst verbrauchen, speichern oder verkaufen und dabei von funktionierenden und organisierten Elektrizitätsmärkten profitieren.

Die Notwendigkeit einer weiteren Dekarbonisierung der Weltwirtschaften mit dem Ziel, dem Klimawandel entgegenzuwirken, und der Anspruch, Europa zum ersten klimaneutralen Kontinent zu machen, sollte im Rahmen des „Europäischen Grünen Deals“, wie die neue Kommissionspräsidentin Ursula von der Leyen ihr zentrales politisches Vorhaben genannt hat, weitere Bekräftigung erfahren. Der Green Deal beinhaltet eine Reihe neuer politischer Initiativen, die für die neue Legislaturperiode von 2019 bis 2024 angekündigt wurden und darauf abzielen, „Emissionen stärker und schneller zu reduzieren, und mindestens um 50 % bis 2030“.

Ein solch ehrgeiziger Kurs steht und fällt mit den Bürgern und Energiegemeinschaften, die beim Ausbau erneuerbarer Energien durch Eigenversorgung eine weitaus größere Rolle spielen müssen. Zur künftigen politischen Entscheidungsfindung in dieser Hinsicht können die Ergebnisse und Empfehlungen aus dem PVP4Grid-Projekt herangezogen werden, um Hindernisse über die bestehenden Regulierungsrahmen hinweg EU-weit abzubauen.

Parallel sind alle EU-Mitgliedsstaaten verpflichtet, das neue EU-Regelwerk in nationales Recht umsetzen und in ihre Nationalen Energie- und Klimapläne zu integrieren.

Der neue EU-Regulierungsrahmen für Eigenversorgung

Obwohl Eigenversorgung kein neues Konzept ist und individuelle Eigenversorger in Europa relativ weit verbreitet sind, verpflichtet die EU nun ihre Mitgliedsstaaten, bis Ende 2019 diesbezügliche Rechtsvorschriften zu verabschieden, und verleiht dadurch ihrer Vorstellung von Verbrauchern als gleichberechtigte Teilnehmer an Energiemärkten Nachdruck. Mit der Einführung neuer Vorgaben und entsprechender Definitionen hat die EU Eigenversorger zum ersten Mal formell als „Eigenversorger im Bereich erneuerbare Elektrizität“ und „aktive Kunden“ anerkannt, die nicht nur berechtigt sind, Energie aus *erneuerbaren* Quellen zu erzeugen, zu speichern und zu verbrauchen, sondern auch jenseits der Eigenerzeugung aktiv zu werden und beispielsweise an Flexibilitäts- und Energieeffizienzprogrammen teilzunehmen. Folglich können Eigenversorger individuell oder im Zusammenschluss produzierte Elektrizität in die Netze einspeisen und im Gegenzug eine dem Marktwert entsprechende Vergütung erhalten. Dies darf jedoch nicht deren gewerbliche oder berufliche Haupttätigkeit darstellen. Auf eigenverbrauchte Elektrizität fallen keine Abgaben an, wobei für Anlagen mit einer installierten Leistung von über 30 kW und national geförderte Elektrizitätsmengen ebenso wie im Falle von Systemrisiken aus erhöhten Einspeisemengen ins Netz (ab 2026) Ausnahmen vorgesehen sind. Die aktive Teilnahme an Energiemärkten wird

darüber hinaus durch die Möglichkeit von Strombezugsverträgen, Peer-to-Peer-Geschäften und Maßnahmen zur Laststeuerung gefördert.

Die neuen Vorgaben sehen außerdem den Abbau übermäßiger Bürokratieerfordernisse vor, indem Verbraucher von unverhältnismäßig hohen technischen und administrativen Auflagen und Verfahren ausgenommen werden sollen. So sollen Eigenversorgern mit Energiespeichervorrichtungen ein Recht auf Netzanschluss innerhalb einer angemessenen Frist zugestanden werden.

Netzbezogene Vorgaben

Aus gesamtwirtschaftlicher Sicht besteht die dringlichste Herausforderung in der Integration erneuerbarer Energien in die Elektrizitätsnetze, insbesondere auf der Verteilnetzebene, an die mehr als 90 % der EE-Anlagen angeschlossen sind. Die Gesamtkosten der Netze werden unter allen Nutzern aufgeteilt, wobei die beiden übergeordneten – und möglicherweise gegenläufigen – Grundsätze der Nachhaltigkeit und Bezahlbarkeit in einem Gleichgewicht zueinanderstehen sollen. Nachhaltigkeit deshalb, weil durch die Anreize für aktive Kunden und Eigenversorger im Bereich erneuerbare Elektrizität (und die anderweitige Einbindung von Verbrauchern u.a. in Bürgerenergieprojekte und Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften) der Anteil der erneuerbaren Energien am Energiemix der EU erhöht und ein Beitrag zur Erreichung der Dekarbonisierungsziele der EU geleistet wird. Und Bezahlbarkeit, da der Großteil der Netzkosten in Europa nach wie vor auf alle Netznutzer umgelegt und in Form von Netzentgelten gezahlt wird, welche die Erlöse der Netzbetreiber darstellen. Wenn nun immer mehr Verbraucher ein höheres Maß an Energieautonomie erlangen und in der Folge weniger zu den Netz- und somit Gesamtkosten der Infrastruktur beitragen, größtenteils aber zur Absicherung ihres Elektrizitätsbedarfs in wind- und sonnenarmen Zeiten an das Verteilnetz angeschlossen bleiben, hat dies zur Konsequenz, dass „passive“ Verbraucher oder solche, die keine Möglichkeit oder keinen Zugang zur Eigenversorgung mit erneuerbarer Elektrizität haben, einen größeren Kostenanteil zu tragen - und mit steigenden Ausgaben für Energie rechnen müssen. Das neue EU-Regelwerk berücksichtigt die Notwendigkeit, für einen Ausgleich dieses Interessenskonflikts zu sorgen:

- Netzentgelte müssen kostenorientiert sein und zur Deckung der Gesamtkosten der Netze beitragen; Stromentnahmen aus dem Netz und Stromeinspeisungen ins Netz müssen in den Netzentgelten separat berücksichtigt und sogenannte Net-Metering-Systeme bis zum Jahresende 2023 abgeschafft werden. Damit soll sichergestellt werden, dass Eigenversorger die vollen Kosten für die potenzielle Netznutzung tragen und ihren Kostenanteil nicht auf Verbraucher umwälzen, die keine Eigenversorgung mit erneuerbarer Elektrizität vornehmen.

- Grundsätze für Netzentgelte für den Anschluss an die Netze müssen so gestaltet sein, dass Bürger nicht von der Entscheidung pro Eigenversorgung abgeschreckt werden. Des Weiteren sollen je nach Verbrauchs- oder Erzeugungsprofil unterschiedliche Verteilnetztarife erhoben werden dürfen.
- Aktive Kunden sind für die von ihnen verursachten Schwankungen im Stromnetz finanziell verantwortlich, können aber ihre Ausgleichspflichten an Marktakteure delegieren, die entsprechende Dienstleistungen anbieten (sogenannte „Aggregatoren“). In Bezug auf die Laststeuerung müssen aktive Kunden andere Marktteilnehmer bzw. ihre Bilanzkreisverantwortlichen entschädigen, die direkt von den Kundenaktivitäten im Bereich der Laststeuerung betroffen sind.

Viele der neuen Bestimmungen sind eher allgemein gehalten, da die Kostenaufteilung und Finanzierung des Zugangs zu und der Nutzung von Stromnetzen innerhalb der EU sehr unterschiedlich ausgestaltet sind. Vieles hängt davon ab, wie die Mitgliedsstaaten nun vorgehen und das neue EU-Regelwerk in nationales Recht umsetzen. Gleichzeitig ist zu erwarten, dass weitere rechtliche Konkretisierungen im Rahmen eines Netzkodex für die Laststeuerung erfolgen, einschließlich in Bezug auf Aggregatoren und Energiespeicher, wodurch auch die Rahmenbedingungen für aktive Kunden und Eigenversorger im Bereich erneuerbare Elektrizität weiterentwickelt werden dürften. Netzkodizes sind rechtlich bindende Durchführungsverordnungen der Europäischen Kommission, die auf sämtliche grenzüberschreitenden Elektrizitätsmarkttransaktionen und den grenzüberschreitenden Netzbetrieb Anwendung finden.

Aus der Perspektive der Elektrizitätsnetzbetreiber hat die zunehmende Dezentralisierung des europäischen Energiesystems erhebliche Auswirkungen auf die Frage, wie Netze bezahlbar, nachhaltig und sicher betrieben werden können. Erneuerbare Energien, einschließlich von Eigenversorgern produzierter Strom, werden weit überwiegend auf Mittel- und Niederspannungsebene ans Netz angeschlossen und von den Verteilernetzbetreibern (VNB) in die Netze integriert. Aus diesem Grund hat die EU den VNB neue Rollen und Verantwortlichkeiten zugewiesen. In ihrer Funktion als regulierte Monopolisten (es gibt aus guten Gründen keine parallelen Stromnetze) sollen sie zu „neutralen Marktbereitern“ werden und vermehrt aktives Netzmanagement betreiben, ohne in bestehende und funktionierende Märkte einzugreifen. Wenngleich das neue EU-Regelwerk nicht ausdrücklich auf aktive Kunden und Eigenversorger im Bereich erneuerbare Elektrizität verweist, wurden diese insofern auch in den neuen Rechtsvorschriften für VNB berücksichtigt, als dass Anreize für die weitere Entwicklung von „intelligenten, flexiblen und digitalen“ Netzen gesetzt werden – eine Voraussetzung für den Anschluss und die Integration von Eigenversorgern. Insbesondere im Hinblick auf fluktuierende Einspeisung beinhaltet dies Flexibilitätsdienstleistungen zur Laststeuerung und den Ausgleich

zwischen Erzeugung und Nachfrage (Stromnetze müssen stets ausgeglichen sein), den Zugang zu Speichern, Regeln für das Engpassmanagement (in wind- und sonnenreichen Zeiten), Modelle für den Datenaustausch und die Datenverwaltung, den weiteren Einbau von intelligenten Zählern und eine verbesserte Zusammenarbeit zwischen VNB und Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB, d.h. Betreiber von Hochspannungs- und Fernleitungsnetzen) sowie die Interaktion mit Marktakteuren.

Mit dem neuen EU-Rechtsrahmen zur Eigenversorgung, den Grundsätzen zu Netzentgelten sowie dem neuen Regelwerk für den Betrieb von Verteilnetzen zielt die EU insgesamt darauf ab, einen gerechten Ausgleich zwischen den Erfordernissen der Kunden und jenen des Elektrizitätssystems herzustellen, welchen die Mitgliedsstaaten bei der Umsetzung des Maßnahmenpakets „Saubere Energie für alle Europäer“¹ in nationales Recht nun Rechnung tragen müssen.

2 Auswirkungen des PVP4Grid-Konzeptes auf das Elektrizitätsnetz

In Übereinstimmung mit dem Konzept der Europäischen Kommission für zukünftige Strommärkte geht das PVP4Grid Projekt einen Schritt weiter. So wurden Energiegemeinschaften unter der Beachtung von länderspezifischen Ausprägungen von acht europäischen Ländern analysiert. Hierbei lag der Fokus auf der Integration von dezentraler Erzeugung und Speicherung und insbesondere auf den beiden Technologien Photovoltaik (PV) und Batterien. Wie eingangs erwähnt, sind in Österreich Energiegemeinschaften noch nicht gesetzlich und regulatorisch definiert und die endgültige Definition der Rahmenbedingungen steht zum derzeitigen Zeitpunkt noch nicht fest. Aus diesem Grund wurden mögliche Gestaltungsformen von Energiegemeinschaften hinsichtlich relevanter Parameter untersucht.

Die internationalen Ergebnisse zeigen, dass die einzelwirtschaftlichen Vorteile von Energiegemeinschaften nicht nur von der jährlichen PV-Erzeugung (d.h. Ausrichtung und geographische Breite), sondern auch von der Netzentgeltgestaltung (d.h. Höhe und Anteil von Arbeits- und Leistungspreis) abhängt. So ist in Ländern mit hohen PV-Volllaststunden und hohen Energiepreisen die Umsetzung von Energiegemeinschaften sehr vorteilhaft und umgekehrt weniger vorteilhaft. Da bei der Netzentgeltgestaltung mehrere Ziele berücksichtigt werden müssen (siehe aktuelle Diskussionen, z. B. Rat der europäischen Energieregulierungsbehörden (2017)¹³), gibt es nicht die „optimale Tarifzusammensetzung“. Wie in der Abbildung 3 dargestellt, ist die Tarifgestaltung¹⁴ in Europa sehr unterschiedlich. Durch die jeweilige Netzentgeltgestaltung kann eine „Verhaltensänderung“ der aktiven und passiven Kunden angeregt werden. Im Vergleich zu anderen europäischen Ländern ist Österreich mit etwa 1050 PV-Volllaststunden im Jahr im mittleren Bereich zu finden. Dennoch sind die Energiebezugskosten (siehe €/kWh in Abbildung 3) im Vergleich mit anderen europäischen Ländern niedrig, was der Investition in PV nicht sonderlich entgegenkommt. Im Gegensatz dazu sind die Kosten für (leistungsgemessene) Kunden (siehe €/kW in Abbildung 3) im oberen Bereich. Dies wiederum kommt der Investition in Batterien entgegen. Zusammenfassend ist die Auswirkung der unterschiedlichen Tarifkomponenten auf die Technologien in Tabelle 1 angeführt.

¹³ Council of European Energy Regulators, Ebrill, A., 2017. Electricity Distribution Network Tariffs - CEER Guidelines of Good Practice (No. C16- DS-27– 03). Brüssel.

¹⁴ Hierbei ist nicht nur der Netztarif berücksichtigt, sondern auch die anteiligen Kosten für den Energielieferanten, sowie Steuern und Abgaben.

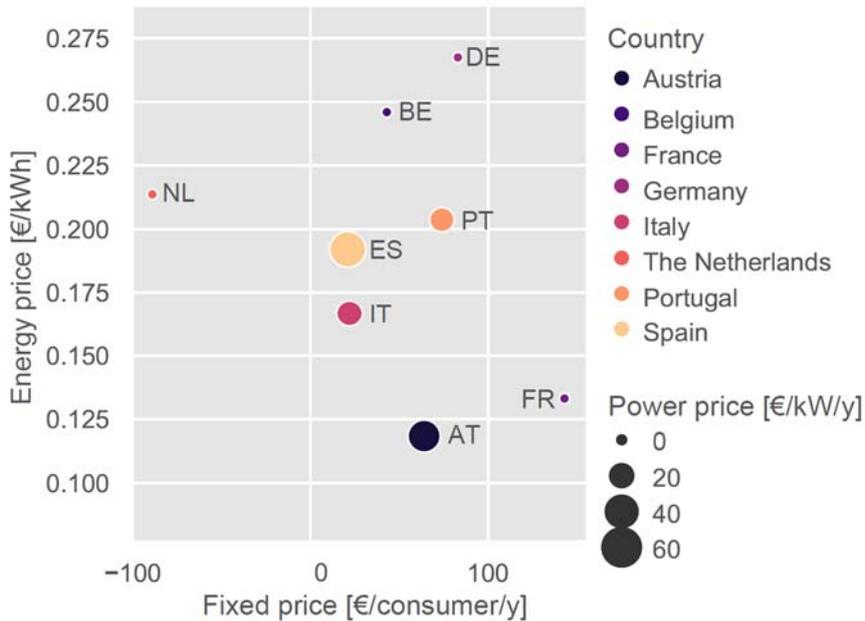


Abbildung 3: „Momentaufnahme“ der Tarifgestaltung in den acht europäischen Ländern – Aggregierte Preise für Endkunden aus Netz- und Energiepreisen, sowie Steuern und Abgaben

Die Ergebnisse zeigen, dass Energiegemeinschaften die lokale Erzeugung und Speicherung von Energie rentabler machen und den Bedarf an zusätzlichen direkten Subventionen sinkt. Gemeinschaftliche Erzeugungsmodelle sind eine energiepolitische Maßnahme um Investitionen in dezentrale Energieassets (PV, Batterien, Energiemanagement, etc.) zu motivieren. Durch die Bepreisung von Leistungsspitzen für Bezug und Einspeisung (€/kW) steigt der Bedarf an Flexibilitäten (z.B. Batterien oder Demand-Response), da diese die maximalen Leistungen abfedern können. Durch die geringere Leistungskomponente können einzelwirtschaftliche Kosten eingespart werden. Energie- und Leistungspreise haben somit einen direkten Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen und Speichersysteme. In Tabelle 1 wird der Lenkungseffekt von Arbeits- und Leistungspreisen sowie von Fixkosten ebenfalls zusammengefasst.

Tabelle 1: Auswirkungen der Netz-Tarifkomponenten auf die Wirtschaftlichkeit der beiden Technologien Photovoltaik (PV) und Batterie

Netz-Tarifkomponente	Änderung	Photovoltaik (PV)	Batterie
€/kWh (Arbeitspreis)	↑ Erhöhung	Erhöhung der Wirtschaftlichkeit. 	<ul style="list-style-type: none"> In Kombination mit lokaler Erzeugung (z.B. PV) wird der Eigenverbrauch und die Wirtschaftlichkeit erhöht.   Ohne Erzeugung keine Auswirkung.  
	↓ Verringerung	Verringerung der Wirtschaftlichkeit. 	<ul style="list-style-type: none"> In Kombination mit Erzeugung (z.B. PV) verringert sich die Wirtschaftlichkeit.  Ohne Erzeugung, keine Auswirkung. 
	↕ Zeitvariabel	Wenn bei der Energieerzeugung hohe Preise auftreten, (positiver Korrelationskoeffizient), wird die Wirtschaftlichkeit erhöht und umgekehrt.  	Die Batterie kann zu den unterschiedlichen Zeitpunkten (d.h. auch Preisen) aus dem Netz geladen bzw. entladen werden. Damit wird die Wirtschaftlichkeit erhöht.  Erfordert eine dementsprechende Regelung. 
€/kW (Leistungspreis)	↑ Erhöhung	<ul style="list-style-type: none"> Falls PV die Spitzenlast reduziert, steigt die Wirtschaftlichkeit.   Falls nicht keine Auswirkung  	Falls die Batterie ist in der Lage ist, die Spitzenlast zu verringern, erhöht sich die Wirtschaftlichkeit.  Erfordert eine dementsprechende Regelung. 
	↓ Verringerung	<ul style="list-style-type: none"> Falls PV die Spitzenlast reduziert, sinkt die Wirtschaftlichkeit.   Falls nicht, keine Auswirkung.  	Verringert die Wirtschaftlichkeit, falls die Batterie mit dementsprechender Regelung ausgestattet ist. 
€/year (Fixe Pauschale)	↑ Erhöhung	Kein Effekt. 	Kein Effekt. 
	↓ Verringerung	Kein Effekt. 	Kein Effekt. 

Ein weiterer Vorteil von Energiegemeinschaften ist, dass sie die effiziente Nutzung von Ressourcen ermöglichen. Dies bedeutet, dass bei der Investitionsentscheidung Skaleneffekte genutzt werden, wodurch große Anlagen pro installierter Leistungseinheit (kWp) günstiger sind als kleinere Anlagen und dadurch große Dächer bevorzugt werden. Bei der Investition wird schließlich nicht nur der Stromverbrauch der Hausbewohner, sondern auch der Verbrauch anderer Parteien innerhalb der Energiegemeinschaft berücksichtigt. Darüber hinaus könnten sich ebenfalls die Verwaltungs- und Wartungskosten verringern, da weniger, dafür größere Anlagen berücksichtigt werden.

Manche Bewohner können auf ihrem Haus keine Photovoltaikanlage errichten, da entweder Bauverbote (z.B. bei historischen Gebäuden), Verschattungen oder keine ausreichend große Dachfläche vorliegen. Die Errichtung einer PV-Anlage auf Mehrparteienhäusern ist oft mit einem hohen Koordinationsaufwand hinsichtlich eigentumsrechtlicher Benützungsregelungen verbunden. Vielen Konsumenten wird somit erst durch Energiegemeinschaften der Zugang zu erneuerbarer dezentraler Erzeugung und Speicherung ermöglicht.

Zusätzlich zu den bestehenden Marktakteuren (z.B. Erzeuger, Verbraucher, Stromlieferanten) schaffen Energiegemeinschaften den Bedarf an neuen Rollen. Die Bildung einer Energiegemeinschaft muss koordiniert werden und auch die Errichtung, die Investition und der Betrieb einer Gemeinschaftsanlage kann von bestehenden oder durch neue Akteure abgewickelt werden. Energiegemeinschaften setzen sich aus den folgenden Mitgliedern zusammen:

- *Verbraucher*: Reduktion der Stromkosten durch den Verbrauch von lokal erzeugter Energie (muss spezifisch günstiger sein)
- *Anlagenbetreiber*: Stromverkauf an Verbraucher und Energiemärkte
- *Eigentümer einer Ressource* (v.a. Dach oder Freifläche): kann entweder selbst erneuerbare Erzeugung und Speicher errichten (siehe Anlagenbetreiber) oder vermietet die Ressource an jene.
- *(Rest-) Stromlieferant*: ist betroffen durch Umsatzreduktion, da die Stromabnahme durch die lokal erzeugte Energie reduziert wird

In dieser Rolle können sich sowohl Energielieferanten, Kontraktoren oder Immobilienentwickler finden. Im Folgenden wird auf die unterschiedlichen Rollen, wie in der Abbildung 4 dargestellt eingegangen.

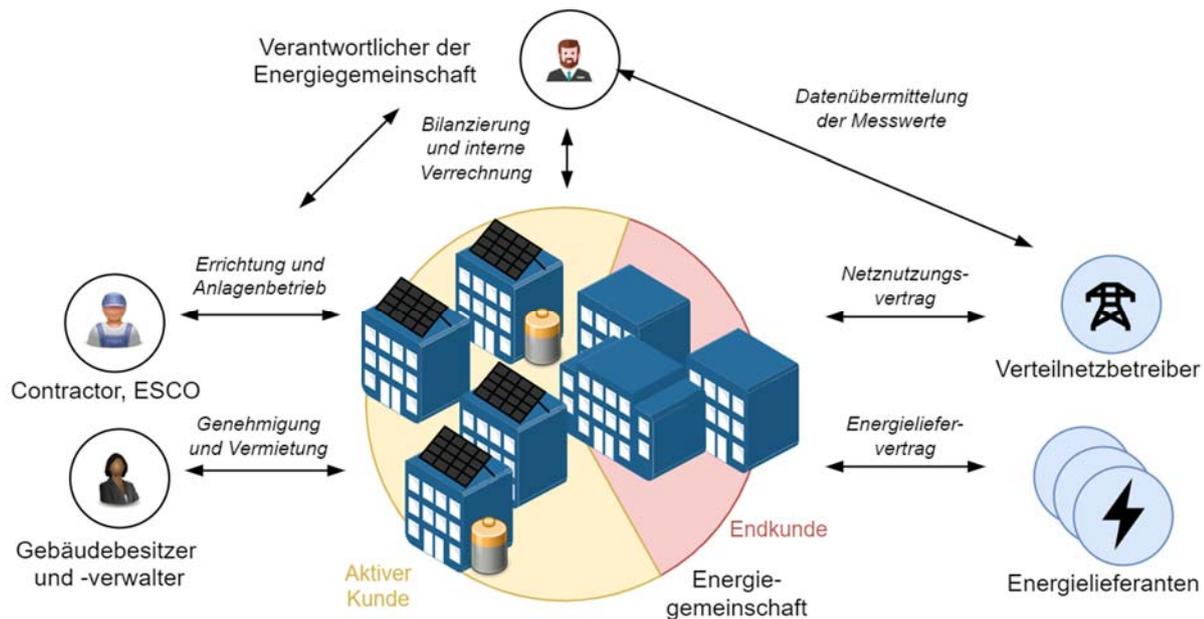


Abbildung 4: Relevante Stakeholder für Energiegemeinschaften (Quelle: TUW)

Akteure aus der Immobilienwirtschaft werden zukünftig eine Rolle in lokalen Energiemärkten spielen. Die bestehenden Akteure, Immobilienverwalter, Immobilienentwickler sowie Hausverwaltungen, können zukünftig ihr Portfolio mit unterschiedlichen Leistungen erweitern. Zum Beispiel können sie Anlagenbetreiber oder Eigentümer werden, aber auch die Abrechnung von Energiegemeinschaften übernehmen. Nicht zu unterschätzen ist die notwendigen Änderungen bezüglich Elektromobilität, wie bspw. der Errichtung und Abrechnung von Ladestationen bei Mehrfamilienhäusern.

Weitere relevante Akteure für Energiegemeinschaften aus der Energiewirtschaft sind Energielieferanten und Contractoren (oder auch Energy Service Companies (ESCOs)). Diese können die Rollen der Anlagenbetreiber, -planer, -errichter und -betreiber, aber auch jene des Clearingverantwortlichen übernehmen. Die Rollen können sich durchwegs auch überschneiden. Die Erweiterung der Kompetenzen kann auch als eine Kundenbindungsmaßnahme angesehen werden. Es wird erwartet, dass zukünftige Energiebezugsverträge durch die steigenden Möglichkeiten komplexer werden. Diese Barriere und Hemmnis kann bspw. durch digitale Prozesse (Smart Contracts etc.) abgebaut werden. Durch die freie Lieferantenwahl bei den Energielieferanten muss beachtet werden, dass ein mögliches Investitionsmodell betroffen ist (Stichwort Contractingrisiko).

Zusammenfassend ist zu sagen, dass der monetäre Nutzen von Energiegemeinschaften und PV Anlagen nicht nur von technischen Parametern (z.B. Volllaststunden) und Förderungen, sondern auch von der Netzentgeltgestaltung (z.B. Höhe der Arbeitspreiskomponente) abhängt. Gemeinschaftsmodelle ermöglichen Haushalten ohne Zugang zu Photovoltaik, sich der lokalen Erzeugung und somit der Energiewende anzuschließen. Hier muss beachtet werden, dass die bestehende Regulierung und Gesetzlandschaft, die Errichtung hemmen kann (Stichwort Einstimmigkeitsprinzip bei der Dachnutzung). Hier soll festgehalten werden, dass die Erschließung des Dachs erleichtert werden sollte um den Ausbau von erneuerbarer Energie zu erleichtern. Dies kann durch Anpassungen bei Wohnbauförderungen, der Raumordnung (Flächenwidmung) oder der Bauordnungen geschehen, um die Dachnutzung durch PV-Anlagen zu gewährleisten. Gerade bei der zu erwarteten Sektorkopplung im Heiz- und Transportsektor (z.B. Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge) und dem daraus resultierenden wachsenden Strombedarf kann lokal erzeugte Energie dazu beitragen die Energiekosten zu reduzieren. Die Ziele zur Dekarbonisierung des Elektrizitätssektors können nur mit einem hohen Anteil an PV erreicht werden, wobei Gemeinschaftsanlagen hier eine wichtige Rolle einnehmen werden.

3 Vorteile und Herausforderungen aus der Perspektive des Verteilnetzes

Durch Gemeinschaftsanlagen können die Errichtungskosten einer Photovoltaikanlage gesenkt werden. Haushalte die sonst keinen Zugang zu PV haben können einen Teil ihres Stromes selbst produzieren. Im Vergleich zu anderen Ländern ist in der Energieanteil der Stromkosten (€/kWh, als Summe von Netz- und Energiekosten sowie Steuern und Abgaben) relativ niedrig, während der Leistungsanteil (€/kW) in Zukunft noch stärker zunehmen wird. Dadurch ist bei Haushaltskunden sowohl die Wirtschaftlichkeit von PV, als auch von Energiegemeinschaften geringer als in anderen Ländern. Diese Differenz kann natürlich durch Förderungen ausgeglichen werden. Für Gemeinschaftsanlagen werden sowohl beim Netzbetreiber, als auch bei den Betreibern der Gemeinschaftsanlagen Kosten anfallen, welche an die Kunden weiterverrechnet werden. Diese Kosten können dazu führen, dass Gemeinschaftsanlagen, insbesondere für geringe Stromverbraucher, unrentabel sind.

Neben der partikulären Vermeidung von Netzentgelten und Steuern kann die gemeinschaftliche Erzeugungsanlage zu einer Reduktion der Bezugsleistung führen, wenn zum Zeitpunkt einer Leistungsspitze auch PV Energie aus der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage bezogen wird. Derzeit wird solch ein Verhalten jedoch nicht honoriert, da nicht die gesamte Leistung einer Energiegemeinschaft, sondern jede einzelne Leistung zur Verrechnung herangezogen wird.

Durch das „Saubere Energie für alle Europäer“-Paket wird es möglich sein, innerhalb einer Energiegemeinschaft Strom zu teilen, bzw. zu handeln. Es wird erwartet, dass bei so einem Energietransfer trotz Netznutzung eine reduzierte Netzgebühr zu entrichten ist. Wird diese Gebühr zu hoch bemessen, so werden sich Energiegemeinschaften nicht etablieren. Durch die Verordnung wird ein Anreiz geschaffen um lokal mehr lokal erzeugte Energie zu verbrauchen, jedoch nicht wie die dominierende Menge an nicht lokal erzeugter Erneuerbarer Energie (z.B. aus großen Windparks) zeitgerecht verbraucht wird.