

Erneuerbare Energiegemeinschaften (EEGe) und ihre gelingende Integration in das Stromsystem

Kurzstudie im Rahmen des Projekts Modell zur Umsetzung von EEGe. Teilvorhaben: Analyse und Szenarien, Modellentwicklung

(FKZ 03EI5246A)

AP 3 Mögliche Optionen für die Anpassung des regulatorischen Rahmens und für Tarif-, Versorgungs- und Betreibermodelle

gefördert durch das vormalige Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK)

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Autor*innen: B. Dröschel, M. Deissenroth-Uhrig, J. Horst, IZES

Kontakt: droeschel@izes.de

Saarbrücken, V2 im Mai 2025

Inhalt

Tabellen	III
Abbildungen	III
1 Anmerkung zum vorliegenden Dokument	4
2 Was sind Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften?.....	5
3 Umsetzung von EEGe in Deutschland und Hemmnisse.....	7
4 Optionen für Betreibermodelle	10
4.1 EEGe wird über einen geographischen Raum definiert.....	10
4.2 EEGe wird über Netzebenen definiert.....	12
4.3 Das Beispiel Österreich	13
4.4 Das Beispiel Frankreich	14
5 Elemente für die Entwicklung von Tarifmodellen	16
5.1 Strompreise und mögliche Stabilisierungseffekte durch EEGe	18
5.2 Dynamische Tarife und Erschließung von Flexibilität	19
5.3 Nutzung von Flexibilität durch Netzentgeltsteuerung	22
5.4 Reduzierte Netzentgelte als Resultat aus lokalen Preissignalen und Anforderungen des Netzbetreibers.....	24
5.5 Prämie auf selbst erzeugten / verbrauchten Strom an die EEGe	25
5.6 EEGe und lokaler Stromhandel.....	27
6 Hinweise für die Gestaltung eines regulatorischen Rahmens	30
7 Literaturverzeichnis	32

Tabellen

Tabelle 1: Entwicklung des Mieterstromzuschlags seit 2017 (in Cent/kWh ab Jahr der Inbetriebnahme).....	26
Tabelle 2: Beispielrechnung für Kosten und Erträge einer innerhalb einer EEGe betriebenen 5 kWp PV-Anlage (Quelle: IZES).....	28
Tabelle 3: Stromkosten innerhalb einer EEGe bei Pacht einer 10 kWp PV-Aufdachanlage über 20 Jahre (Quelle: IZES).....	29

Abbildungen

Abbildung 1: Stromflüsse bei Eigenverbrauch und innerhalb einer EEGe (Quelle: nobile group)	5
Abbildung 2: Die Verwendungsregion nach dem Regionalnachweisregister, Quelle: UBA	11
Abbildung 3: EEGe nach Netzebenenmodell am Beispiel Österreichs, Quelle: Österreichische Koordinierungsstelle für Energiegemeinschaften	12
Abbildung 4: Schema des Datenaustauschs zwischen EEGe und Netzbetreiber	13
Abbildung 5: Modell für eine EEGe mit 2 Prosumern + 2 Verbrauchern, die ihren Reststrom untereinander teilt (Quelle: IZES).....	17
Abbildung 6: Modell für eine EEGe mit 2 Prosumern + 2 Verbrauchern, die ihren gesamten selbst erzeugten miteinander teilt und nur einen Reststromlieferanten hat (Quelle: IZES).....	17
Abbildung 7: Durchschnittlicher Endkundenpreis und Zusammensetzung der Strompreise für Haushalte 2015 bis 2025 (in Cent / kWh).....	18

1 Anmerkung zum vorliegenden Dokument

Diese Kurzanalyse wurde im Rahmen des Projekts „ModellEEGe - Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften als Promotoren der Energiewende unter ökologischer, wirtschaftlicher und sozialgemeinschaftlicher Perspektive - Modell zur Umsetzung von EEGe“¹ (FKZ 03EI5246A) erstellt, um die derzeitigen Hemmnisse, auf die das Modell der EE-Gemeinschaft aktuell in Deutschland trifft, darzustellen (Kap. 3). Weitere Schwerpunkte liegen auf der Darstellung von Betreibermodellen (Kap. 4) und auf möglichen Tarifgestaltungen, um so Flexibilitätsoptionen auf der Verbraucherseite zu erschließen (Kap. 5). Und schließlich werden im sechsten und letzten Kapitel Hinweise gegeben, wie Hemmnisse überwunden, und in Verbindung mit der Hebung von Flexibilitätspotenzialen EE-Gemeinschaften ein Erfolgsmodell für die Energiewende werden können.

Die Vorschläge zielen auf die Anpassung des aktuellen regulatorischen, technischen und organisatorischen Rahmens an die Bedürfnisse von EE-Gemeinschaften. Die Thematik der EE-Gemeinschaft und die sog. Vor-Ort-Versorgung allgemein als dezentrale Optionen für gemeinschaftliche Stromerzeugung und -verbrauch (Energy Sharing oder Energieteilen) ist in der aktuellen Energiediskussion sehr präsent.² Auch unter dem Aspekt, möglichst viel erneuerbare Energie vor allem in die Verteilnetze zu integrieren.³

Mithin können sich entsprechende Rahmenseetzungen im Laufe der Projektbearbeitung ändern, z.B. aufgrund von regulatorischen Anpassungen für das Energieteilen durch die neue Bundesregierung. In diesem Papier werden aktuell relevant erscheinende Positionen und einige Forschungsergebnisse aufgenommen und diskutiert. Diese Kurzanalyse ist als eine Art „Living Document“ zu verstehen, das während der Projektlaufzeit bei Bedarf ergänzt und angepasst werden wird.

¹ Mehr zum Projekt s.: <https://ee-gemeinschaften.de/>

² S. dazu Kap. 1.4. Klima und Energie, Energiepolitik d. Koalitionsvertrags zur 21. Legislaturperiode: https://www.spd.de/fileadmin/Dokumente/Koalitionsvertrag2025_bf.pdf. Ebenso wie z.B. BEE vom August 2024: <https://www.bee-ev.de/service/pressemitteilungen/beitrag/energy-sharing-bundesregierung-muss-jetzt-vorschlaege-machen>; Studie d. Agentur für Erneuerbare Energien aus Dez. 2024: <https://www.unendlich-viel-energie.de/themen/wirtschaft/branchenmeldungen/neue-studie-zu-energy-sharing-wichtige-rolle-fuer-netzdienlichkeit-preissicherheit-und-akzeptanz> Alle Abrufe 6.5.25

³ S. dazu z.B. die Stellungnahme und das Policy Paper von bne und Energy Brainpool: <https://www.bne-online.de/de/news/detail/bne-pressemitteilung-vor-ort-versorgung-hilft-mit-netzlimits-umzugehen/> Abruf 5.2.24

2 Was sind Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften?

Die Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft (im folgenden EEGe) wurde mit der europäischen Richtlinie (EU) 2018/2001 (RED II) zur Förderung der Nutzung erneuerbarer Energien eingeführt. Sie soll nicht vorrangig auf finanziellen Gewinn ausgerichtet sein, sondern ihren Mitgliedern „ökologische, wirtschaftliche und sozialgemeinschaftliche Vorteile [...] bringen“ (Art. 2, Nr. 16). Die Richtlinie war bis Ende Juni 2021 durch die Mitgliedstaaten in nationales Recht umzusetzen.

Im Unterschied zu bereits existierenden Bürgerenergiegesellschaften, sollen die Mitglieder einer EEGe Strom aus gemeinschaftlich betriebenen Erneuerbaren-Energie-Anlagen (z.B. PV-Anlagen) über das öffentliche Netz untereinander teilen, ihn speichern und auch damit handeln dürfen. Dabei sollen sie sich angemessen an den Systemkosten beteiligen, aber nicht unter „ungerechtfertigten oder diskriminierenden Bedingungen“ leiden. Außerdem sollen sie auch einkommensschwachen und bedürftigen Haushalten offenstehen (RED II Art. 22).

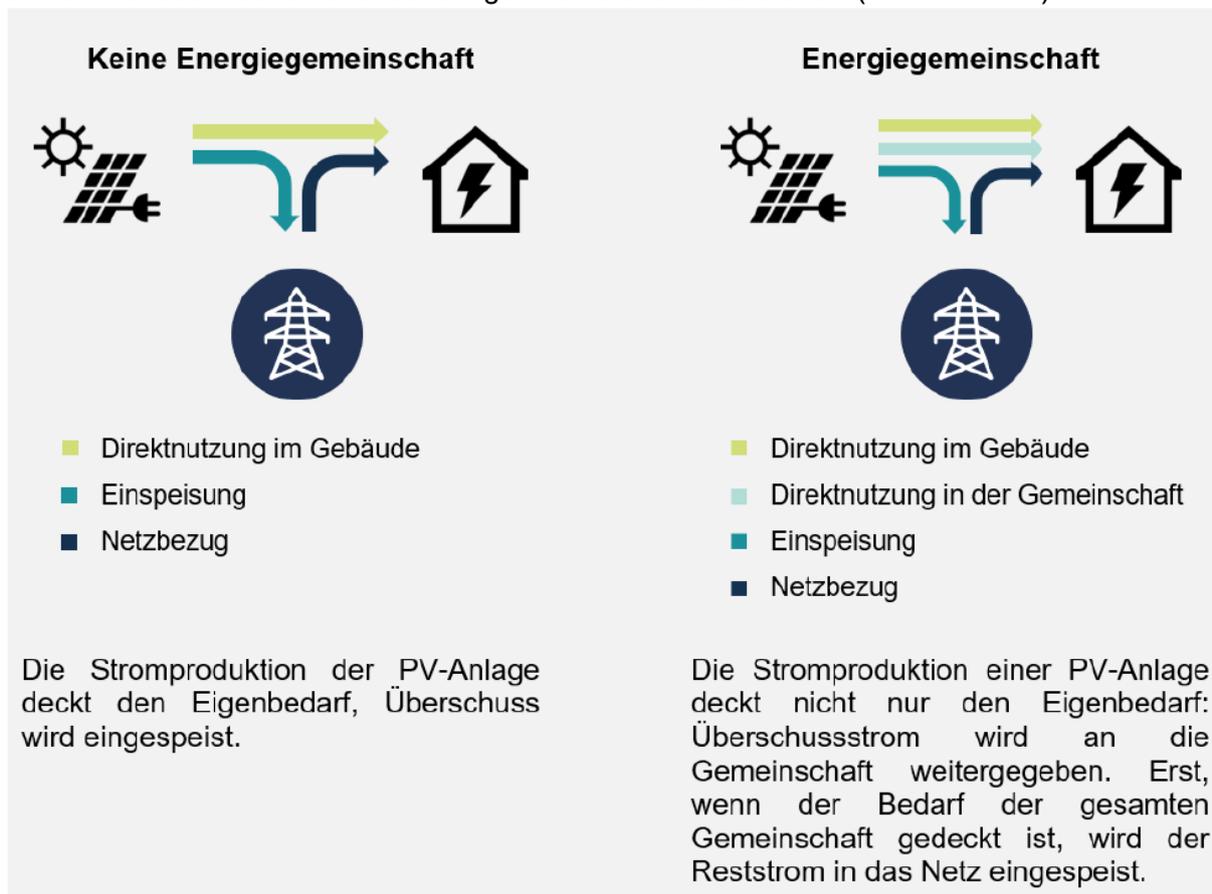


Abbildung 1: Stromflüsse bei Eigenverbrauch und innerhalb einer EEGe (Quelle: nobile group⁴)

Abbildung 1 stellt die Stromflüsse innerhalb einer EEGe im Vergleich zum individuellen Eigenverbrauch dar. In beiden Fällen wird Reststrom aus dem Netz bezogen. Im Falle der EEGe wird

⁴ Nobile group, 2021, Leitfaden zur Finanzierung Erneuerbarer Energiegemeinschaften, S. 8: https://energiegemeinschaften.gv.at/wp-content/uploads/sites/19/2022/01/Leitfaden-Umweltbundesamt-Langfassung_UA.pdf Abruf 8.5.25

auch der selbst erzeugte (Überschuss)Strom über das Stromnetz an die Mitglieder der EEGe verteilt.

Diese dürfen nicht mit den bereits gut etablierten Bürgerenergiegesellschaften verwechselt werden. Diese werden in der Regel gegründet, um gemeinschaftlich in Erneuerbare Energie-Anlagen (EE-Anlagen) wie z.B. Wind- und PV-Anlagen zu investieren. Ziel ist dabei, durch Erzeugung und Verkauf von EE-Strom Gewinne für die Mitglieder zu generieren. Dabei spielt auch eine Rolle, dass Mitglieder von Bürgerenergiegemeinschaften ihr Geld in Projekte in der Nähe ihres Wohnorts zur Unterstützung der lokalen Energiewende investieren möchten. Der Aspekt der Eigenversorgung aus diesen Anlagen hat aktuell eher eine untergeordnete Priorität.

Bei den EEGe geht es neben der Unterstützung der lokalen Energiewende hingegen zentral um die Eigenversorgung ihrer Mitglieder mit dem Strom aus den EE-Anlagen der Gemeinschaft. Die Anlagen einer EEGe müssen nicht notwendigerweise im Eigentum der Gemeinschaft stehen. Dies sieht RL (EU) 2018/2001 in Art. 22 zwar vor. In Österreich genügt es aber z.B., wenn die Betriebs- und Verfügungsgewalt über die Erzeugungsanlagen bei der EEGe liegt. Die jeweiligen Eigentümer der Anlagen müssen daher mit der Gemeinschaft vereinbaren, dass die EEGe die Anlagen betreiben und steuern darf.⁵

Gemäß aktueller Rechtslage wären solche Gemeinschaften aufgrund der Belieferung von Endkund*innen mit Strom Energieversorgungsunternehmen mit allen Rechten und Pflichten. Sie wären mithin verpflichtet, auf den von ihnen erzeugten und verbrauchten Strom Abgaben, Umlagen und Steuern von ihren Mitgliedern zu erheben und diese abzuführen. Dem Gesetzgeber steht es allerdings frei, den von ihnen selbst erzeugten und verbrauchten Strom von bestimmten Abgaben und Umlagen teilweise oder ganz zu befreien, weil EEGe z.B. die Verteilnetze durch netzdienliche Flexibilität entlasten und insgesamt zu einer besseren Integration von EE-Strom ins Stromsystem beitragen können.

⁵ <https://energiegemeinschaften.gv.at/faq/>, Nr. 1.5

3 Umsetzung von EEGe in Deutschland und Hemmnisse

Gemäß der Definition der RED II handelt es sich bei der EEGe um eine Rechtsperson, die natürliche Personen, lokale Behörden, Gemeinden und KMU um erneuerbare Energie-Projekte versammelt, die sie in ihrem näheren Umfeld betreibt (RED II, Art. 2 Nr. 16). Damit werden dezentrale Energieerzeugungsanlagen in bürgerschaftlich organisierten Gemeinschaften adressiert, die im Nahbereich ihrer Anlagen angesiedelt sind. Letzterer ist in der RED II nicht näher definiert. Somit ist es den Mitgliedstaaten überlassen, diesen festzulegen. Ausdrücklich wird hingegen darauf verwiesen, dass eine Zusammenarbeit zwischen Verteilnetzbetreiber und EEGe zu etablieren ist, „um Energieübertragungen innerhalb von Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften zu erleichtern“ (RED II, Art. 22 Abs. 4 c). Auch die Binnenmarktrichtlinie (EU) 2019/944 erweitert Verbraucherrechte erheblich und sieht in diesem Rahmen sowohl Bürgerenergiegemeinschaften mit dem Recht auf Energieteilen über das öffentliche Stromnetz als auch die Mitwirkung von Verteilnetzbetreibern hieran vor. Dazu gehört z.B. auch der Einbau von intelligenten Messsystemen innerhalb von vier Monaten oder das Bereitstellen von Abrechnungsinformationen. Diese sind bei fernablesbaren Messgeräten monatlich bereit zu stellen.⁶

In Deutschland wurde die EEGe mit dem novellierten EEG 2023 über die Bürgerenergiegemeinschaft etabliert. In der Begründung zum EEG 2023 heißt es, dass mit der Ergänzung und Anpassung der Definition der Bürgerenergiegesellschaft in § 3, Nr. 15 und § 22b EEG 2023 die RED II hinsichtlich der dort definierten Erneuerbaren Energie-Gemeinschaft umgesetzt und „operabel“ wird.⁷

Tatsächlich wurden mit dem neuen EEG 2023 wichtige Erleichterungen für Bürgerenergieprojekte in das deutsche Energierecht aufgenommen. So sind diese bis zu einer Leistung von 6 MW für Solaranlagen und 18 MW für Windenergieanlagen an Land von der Teilnahme an Ausschreibungen ausgenommen. Dies gilt jedoch nur für Bürgerenergiegesellschaften, die in den vorangegangenen drei Jahren keine Windenergie- oder PV-Anlagen in Betrieb genommen haben (EEG 2023 § 22b).

Auch der geographische Raum für Bürgerenergiegesellschaften wurde klar definiert: Mindestens 75 % der Stimmrechte einer solchen Gemeinschaft müssen bei natürlichen Personen liegen, die in einem oder mehreren Postleitzahlengebieten ihren Wohnsitz haben, die sich auf einen Umkreis von 50 km um ihre geplante(n) Anlage(n) erstrecken. Diese natürlichen Personen müssen dann auch die Möglichkeit einer tatsächlichen Einflussnahme auf die Gesellschaft haben (EEG 2023 § 3 Nr. 15b). Auch muss eine Bürgerenergiegemeinschaft aus mindestens 50 natürlichen, stimmberechtigten Personen bestehen (EEG 2023 § 3 Nr. 15a).

Das sogenannte Energieteilen (Energy Sharing) oder/und die Gründung von EEGe mit gemeinschaftlichem Energieaustausch über das öffentliche Stromnetz im Sinne der RED II ist nach dem EEG 2023 für Bürgerenergiegesellschaften jedoch nicht in vollem Umfang möglich. Zum einen können diese nicht von Privilegierungen oder Förderungen profitieren, zum anderen müssen sie alle Pflichten eines Energieversorgers erfüllen. Dazu gehören grundsätzlich alle Pflichten der Energielieferung an Letztverbraucher im Sinne des EnWG §§ 5 und 36 ff. Darun-

⁶ Vgl. diese Informationen zum Elektrizitätsbinnenmarkt: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=legissum:4404055>
Abruf 6.5.25

⁷ S. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/04_EEG_2023.pdf?__blob=publicationFile&v=8, S. 169, 170, 196

ter fallen z.B. die Anmeldung bei der Bundesnetzagentur mit allen hierfür erforderlichen Nachweisen, die Verpflichtung zur Grund- und Ersatzversorgung, die Stellung von Rechnungen und die Abführung von Steuern und Abgaben, die Stromkennzeichnung usw.

Für die Mitglieder von EEGe würden sich damit keine Vorteile gegenüber einer Strombelieferung von jedem beliebigen Versorger ergeben: Die Steuer- und Abgabenlast auf den Strom aus den eigenen Anlagen der EEGe bliebe nach aktuell geltendem Recht die gleiche. Somit könnten deren Mitglieder also keine Reduktion der Netzentgelte auf den selbst erzeugten und verbrauchten Strom erhalten, wie dies z.B. in Österreich möglich ist. Auch eine Besserstellung wie für die Bezieher*innen von Mieterstrom ist mit der Mitgliedschaft in einer Bürgerenergiegesellschaft derzeit rechtlich nicht vorgesehen. Beim vor Ort erzeugten Mieterstrom entfallen z.B. Netzentgelte, netzseitige Umlagen (z.B. die KWK-Umlage) sowie die Konzessionsabgabe, da das öffentliche Netz nicht genutzt wird. Auch von der Stromsteuer ist die Mieterbelieferung oftmals befreit. Außerdem darf der Preis für Mieterstrom und den Reststrombezug aus dem Netz 90 % des Grundversorgertarifs im Netzgebiet nicht überschreiten.⁸

Auch die Festlegung einer Bürgerenergiegesellschaft auf mind. 50 Mitglieder kann nach Einschätzung der Autor*innen z.B. in kleineren Quartieren oder in wenig besiedelten Regionen ein Hindernis für die Gründung einer EEGe darstellen. Die Anwendung des o.g. 50 km-Radius ohne verpflichtende Festschreibung einer Mitgliederzahl hingegen könnte hier Abhilfe schaffen. Was die räumliche Begrenzung der EEGe betrifft, so macht die RED II hier keine konkreten Vorgaben und überlässt deren Umsetzung den Mitgliedstaaten.⁹

Bezüglich der Bereitstellung von Abrechnungsinformationen für EEGe durch Netzbetreiber sind hierfür sog. intelligente Messsysteme (iMSys) erforderlich. Für deren Einbau gibt es zwar klare Regelungen, die für EEGe jedoch nur teilweise relevant sind. Lt. Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) ist der Einbau eines iMSys für Verbraucher*innen mit einem Jahresstromverbrauch ab 6.000 kWh, für solche mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen (z.B. Wärmepumpe, Wallbox, Stromspeicher) und solche mit dezentralen Erzeugungsanlagen ab 7 kW installierte Leistung verpflichtend. In allen anderen Fällen ist der Einbau von iMSys jedoch eine freiwillige Leistung des Messdienstleisters. Dafür kann ein Zusatzentgelt sowohl für den Einbau wie für den laufenden Betrieb erhoben werden, das jedoch auf max. 100 € für den Einbau und auf 30 €/Jahr begrenzt ist. Grundsätzlich müssen iMSys auch beim freiwilligen Einbau innerhalb von vier Monaten verbaut werden. Allerdings kann der grundzuständige Messstellenbetreiber, der in der Regel der Netzbetreiber ist, den vorzeitigen Einbau von iMSys mit der Begründung zurückstellen, dass zunächst die Pflichteinbaufälle abgearbeitet werden müssen.¹⁰ Lt. Bundesnetzagentur waren im 4. Quartal 2024 nahezu 14 % der Pflichteinbaufälle mit iMSys ausgestattet. Das entspricht 640.000 von 4,6 Mio. Pflichteinbaufällen.¹¹

Damit dürfte sich der freiwillige Einbau von iMSys bei potenziellen EEGe-Mitgliedern, die nicht die o.g. Pflichteinbaukriterien erfüllen, auf absehbare Zeit noch lange hinziehen.

⁸ S. dazu Bundesnetzagentur, Mieterstrom: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Vportal/Energie/Vertragsarten/Mieterstrom/start.html> und <https://www.solarserver.de/wissen/basiswissen/mieterstrom/> Abruf 6.6.23 und Kap. 5.5

⁹ s. RL (EU) 2018/2001, Art. 2 Nr. 16 a

¹⁰ S. hierzu FAQ des BMWK: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/FAQ/Intelligente-Messsysteme-Zaehler/faq-intelligente-netze-intelligente-zaehler.html> Abruf 6.5.25

¹¹ Vgl. ZfK vom 11.3.2025: <https://www.zfk.de/digitalisierung/smart-city-energy/rollout-anzahl-intelligenter-messsysteme-steigt-deutlich> Abruf 6.5.25

Die vorherige Bundesregierung hatte eine recht umfassende Änderung des Energiewirtschaftsrechts im Dezember 2024 in den Bundestag eingebracht. Diese sah u.a. im neu ins EnWG aufzunehmenden § 42 c das sog. Energy Sharing vor. Dieses sollte das Teilen von Strom aus EE-Anlagen über das öffentliche Stromnetz mittels bilateraler Verträge ermöglichen. Diese Änderung sowie einige andere wurden nicht vom Bundestag angenommen und an die Ausschüsse verwiesen.¹² Damit bleiben die dargestellten Hemmnisse bei der Umsetzung von EEGe vorerst bestehen.

¹² <https://www.bundestag.de/dokumente/textarchiv/2024/kw51-de-gasspeicherumlage-1034396> Abruf 8.1.2025

4 Optionen für Betreibermodelle

Die Aufgabe einer EEGe besteht, wie oben ausgeführt, nicht vorrangig in der Gewinnerzielung. Vielmehr können mit ihr Ziele wie die Beteiligung einkommensschwacher Haushalte an der Energiewende oder auch Beiträge zum Klimaschutz durch die gemeinschaftliche Erzeugung von Strom aus EE-Anlagen verbunden sein. Letzteres kann auch zur Akzeptanzsteigerung solcher Anlagen beitragen, was z.B. in Österreich lt. Koordinierungsstelle für Energiegemeinschaften definitiv der Fall ist, seit die EEGe dort 2021 eingeführt wurde.

Neben Prosument*innen, also Verbraucher*innen, die gleichzeitig Stromerzeuger*innen sind, können auch Verbraucher*innen ohne eigene EE-Anlagen Mitglied in einer EEGe werden. Hierbei kann es sich um einkommensschwache Haushalte handeln, aber auch um private oder gewerbliche Mieter*innen.

Ferner werden innerhalb einer EEGe potenziell Anreize geschaffen, Strom zu nutzen, wenn dieser in großen Mengen von den Gemeinschaftsanlagen bereitgestellt wird und möglichst zeitgleich verbraucht werden kann. Dies kann durch einen günstigen Preis und/oder zeitvariable Tarife für den selbst erzeugten Strom erreicht werden. So können Anreize für die Nutzung von lokaler Flexibilität entstehen, Lastspitzen im Netz und die Einspeisung in höhere Netzebenen eventuell vermindert werden.

4.1 EEGe wird über einen geographischen Raum definiert

Nach EEG 2023 ist dieser für Bürgerenergiegesellschaften auf einen Umkreis von 50 km um deren Anlage/n begrenzt (Regionenmodell). Dieses Modell unter Nutzung des öffentlichen Netzes und damit unter Ermöglichung des Stromteilens und der kollektiven Eigenversorgung auch über Grundstücksgrenzen hinweg, favorisieren das Bündnis Bürgerenergie (BBEn), der Bundesverband Erneuerbare Energie e.V (BEE) und andere auch für EEGe.¹³ Als Begründung einer solchen Regelung werden § 3 Nr. 15b und § 79a Abs. 6 EEG 2023 angeführt.

¹³ S. dazu Eckpunkte eines Energy Sharing Modells. Positionspapier, 2023: https://www.bee-ev.de/fileadmin/Redaktion/Dokumente/Meldungen/Positionspapiere/2023/20230417_BEE_Positionspapier_Energy_Sharing_Model.pdf Abruf 2.6.23

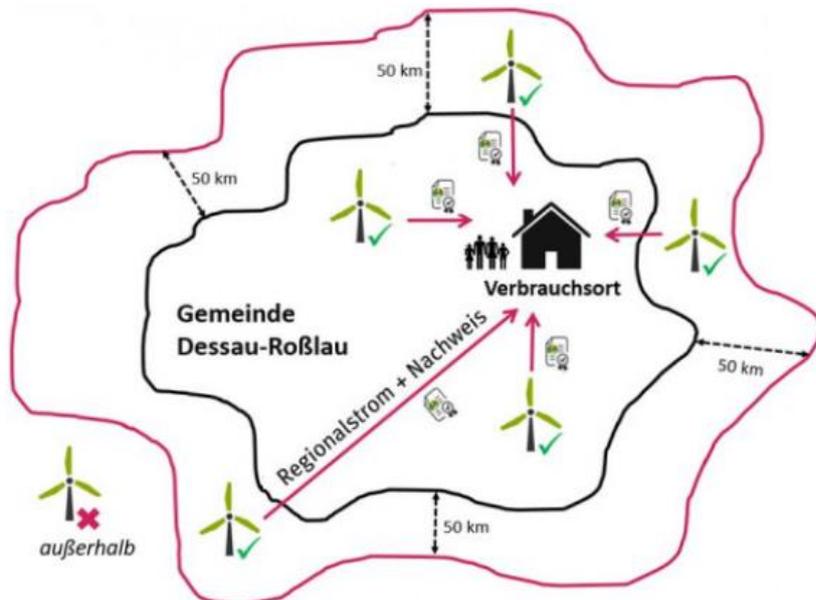


Abbildung 2: Die Verwendungsregion nach dem Regionalnachweisregister, Quelle: UBA¹⁴

Das Regionenmodell erlaubt die Gründung großer EEGe mit vielen Mitgliedern und Anlagen. Es erstreckt sich i.d.R. über mehrere Netzebenen und kann neben PV- auch Windenergieanlagen integrieren. Allerdings kann die Betriebsführung einer EEGe je nach Anzahl der Mitglieder, EE-Anlagen und Stromerzeugung /-verbrauch komplex sein und die evtl. ehrenamtliche Arbeit der Leitungsgremien einer EEGe überfordern. Abhilfe kann hier die Einbindung eines professionellen Stromhändlers schaffen.

Bei Investitionen zum Ausbau der Anlagen einer EEGe können ferner gerade bei großer Mitgliederzahl Skaleneffekte und Kostenvorteile generiert werden, die für eine kleine EEGe mit wenigen Mitgliedern evtl. nicht erreichbar wären. Trotz der genannten Vorteile hat dieses Modell den Nachteil, dass es höhere Kosten für die Mitglieder der EEGe aufgrund der Einbindung eines oder mehrerer externer Dienstleister generieren würde. Das Modell gewinnt außerdem zusätzlich an Komplexität, weil innerhalb des 50 km-Umkreises mehrere Netz- und Messstellenbetreiber tätig sein können, und ein Datenaustausch zwecks Abrechnung von Strombezug und -lieferung mit jedem einzelnen von diesen erfolgen müsste. Solche komplexen Abrechnungsvorgänge kann die Selbstverwaltung einer EEGe an ihre Grenzen bringen.

Eine Potenzialabschätzung für EEGe in Deutschland kommt zu dem Ergebnis, dass ein Radius von 25 km um die EE-Anlagen einer EEGe das Prinzip der räumlichen Nähe erfüllt. (iöw 2022, 36 f.) Eine Begründung für diese Annahme wird nicht gegeben.

¹⁴ <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/regionalnachweisregister-rnr#regionalnachweise-kurz-erklart> Abruf 2.6.23

4.2 EEGe wird über Netzebenen definiert

Die geographische Eingrenzung einer EEGe erfolgt z.B. in Frankreich und Österreich über die Zuordnung zu gewissen Netzebenen und den Ausschluss höherer Netzebenen. In diesem Modell können sich EEGe im Nieder- bzw. Mittelspannungsnetz **eines** Netzbetreibers gründen. Damit ist sowohl die Anzahl der Mitglieder wie auch der Anlagen räumlich begrenzt.



Abbildung 3: EEGe nach Netzebenenmodell am Beispiel Österreichs, Quelle: Österreichische Koordinierungsstelle für Energiegemeinschaften

Der Vorteil eines solchen Modells ist seine geringere Komplexität im Vergleich zum Regionenmodell, da die EEGe auf das Gebiet **eines** Netzbetreibers beschränkt ist. Somit können über einen entsprechenden Datenaustausch mit diesem ggf. die Abrechnung von Strombezug und -verbrauch der Mitglieder von diesen selbst organisiert und damit Kosten für die Betriebsführung der EEGe im Vergleich zum Regionenmodell eingespart werden. In Österreich z.B. können EEGe mit bis zu 100 Zählpunkten¹⁵ hierfür ein eigens für sie etabliertes Datenaustauschsystem mit den Netzbetreibern nutzen (s.u.).

¹⁵ Hierunter werden Einspeise- und Verbrauchszählpunkte mit Smart Metern verstanden. S. dazu Energie- und Umweltagentur NÖ, Folie 28: <https://www.energie-noe.at/download/Praesentation-Grundlagen-eg.pdf> Abruf 6.5.25

4.3 Das Beispiel Österreich

Hier wird zwischen der lokalen und regionalen EEGe und der überregional organisierten Bürgerenergiegesellschaft unterschieden. Die beiden ersteren können sich über die 230 V bis zur 30 kV Ebene erstrecken. Letztere entspricht dem deutschen Modell der Bürgerenergiegesellschaft und ist nicht auf bestimmte Netzebenen begrenzt, sondern kann überregional tätig werden.

In Österreich, wo es nach Aussage der Koordinierungsstelle für Energiegemeinschaften¹⁶ bereits rund 500 EEGe gibt, profitieren diese je nach Netzebene, an die sie angeschlossen sind, von reduzierten Netzentgelten. Für die lokale EEGe reduzieren sich die Netzentgelte (in Cent/kWh) um 57 %. Für regionale EEGe gibt es eine zweifache Staffelung: Für die Netzebenen 6 und 7 reduzieren sich die Netzentgelte um 28 %, auf den Ebenen 4 und 5 gilt eine Reduktion um 64 %.¹⁷ Außerdem kann jedes Mitglied einer EEGe bei seinem vorherigen Stromlieferanten bleiben, der es bei Unterdeckung mit Strom aus den Gemeinschaftsanlagen mit Reststrom versorgt. Daher verbleiben auch Mitglieder von EEGe im Bilanzkreis ihrer Reststromlieferanten, und das Bilanzkreismanagement wird vom Reststromlieferanten der einzelnen EEGe-Mitglieder sichergestellt.

Die EEGe tauscht Daten mit dem Netzbetreiber über die sog. EDA-Plattform aus und stellt Rechnungen über den Eigenstromverbrauch an jedes Mitglied gemäß des vom Netzbetreiber gemeldeten Verbrauchs des jeweiligen Mitglieds. Hierzu müssen die Mitglieder der EEGe über Smart Meter verfügen, die idealerweise eine Echtzeitablesung erlauben.

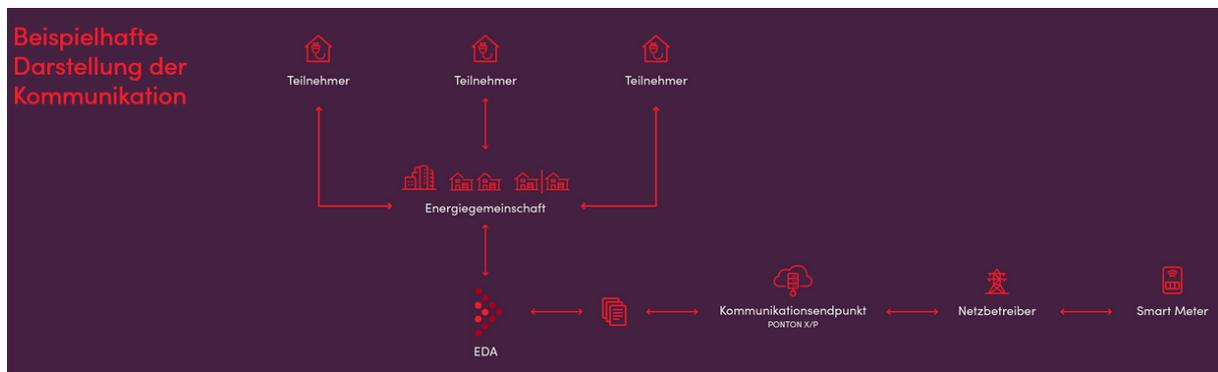


Abbildung 4: Schema des Datenaustauschs zwischen EEGe und Netzbetreiber¹⁸

Die Nutzung der EDA-Plattform ist für EEGe bis zu 100 Zählpunkten möglich.

Damit wird ein verpflichtender Datenaustausch mit dem Netzbetreiber für die Abrechnung des Eigenverbrauchs der EEGe pro Mitglied etabliert.

Überschussstrom kann entweder über einen Händler vermarktet oder über die Abwicklungsstelle für Ökostrom AG (OeMAG)¹⁹ vergütet und ins Netz eingespeist werden.

¹⁶ <https://energiegemeinschaften.gv.at/>

¹⁷ S. hier „Reduktion der Netzentgelte“: <https://energiegemeinschaften.gv.at/erneuerbare-energie-gemeinschaften-eeeg/> Abruf 6.5.25

¹⁸ Quelle: <https://www.eda.at/energiegemeinschaften>

¹⁹ <https://www.e-control.at/industrie/oeko-energie/einspeisetarife>

Auch für Stromerzeuger außerhalb einer EEGe kann das Engagement bei einer solchen in räumlicher Nähe interessant sein. Ein KMU z.B., das nicht Mitglied einer EEGe ist, kann (Überschuss)Erträge aus seiner PV-Anlage an seine Nachbar-EEGe verkaufen, so deren Strombezug von einem überregionalen Stromvertrieb mindern und den Betrieb seiner eigenen PV-Anlage optimieren.

Für den Betrieb von Speichern in Verbindung mit einer Erzeugungsanlage innerhalb einer EEGe gelten die gleichen Regeln wie für die Erzeugungsanlage selbst. Voraussetzung ist allerdings, dass der Speicher ausschließlich aus der EE-Anlage geladen wird. In diesem Fall darf er wie diese den gespeicherten Strom ins Netz einspeisen und der EEGe zur Verfügung stellen. Für den Betrieb eines „Gemeinschaftsspeichers“ innerhalb einer EEGe ohne direkte Verbindung zu einer einzelnen Erzeugungsanlage sind die rechtlichen Rahmenbedingungen in Österreich allerdings noch ungeklärt.²⁰

4.4 Das Beispiel Frankreich

In Frankreich stellt der kollektive Eigenverbrauch mit eigener Rechtsperson eine Spezialanwendung der RED II (RL (EU) 2018/2001) dar. Denn hier handelt es sich weder um „gemeinsam handelnde Eigenversorger im Bereich erneuerbare Elektrizität“ nach Art. 2 Nr. 15, noch um eine „Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft“ als Rechtsperson nach Art. 2 Nr. 16 und Art. 22. Erstere bestehen aus einer Gruppe von mindestens zwei Personen in ein und demselben Gebäude, die sich ohne Gründung einer Rechtsperson und ohne Nutzung des öffentlichen Stromnetzes selbst mit Energie versorgen. Im Gegensatz dazu bedarf es für die EEGe der Wahl einer Rechtsperson und der Weiterleitung des selbst erzeugten und verbrauchten Stroms über das öffentliche Stromnetz (s. dazu Kap. 2)

Im französischen Energierecht sind EEGe in Art. L291-1 und L291-2 näher definiert.

Der kollektive „ausgedehnte“ (mit Netznutzung) Eigenverbrauch ist im französischen Energiegesetz wie folgt definiert (Art. L315-2 Code de l'énergie, 2021):

„Ein kollektiver Eigenverbrauchsvorgang kann als ausgedehnt bezeichnet werden, wenn die Stromlieferung zwischen einem oder mehreren Erzeugern und einem oder mehreren Endverbrauchern erfolgt, die innerhalb einer juristischen Person miteinander verbunden sind, deren Entnahme- und Einspeisepunkte sich im Niederspannungsnetz befinden und die Kriterien, insbesondere der geografischen Nähe, erfüllen, die durch einen Erlass des für Energie zuständigen Ministers nach Stellungnahme der Regulierungsbehörde (CRE) festgelegt werden.“

Das Kriterium der „geografischen Nähe“ wurde zwar mehrfach in unterschiedlichen Gremien diskutiert, bislang aber offensichtlich noch nicht definitiv gesetzlich fixiert. Vielmehr wurde der „ausgedehnte“ kollektive Eigenverbrauch über die Leistung der hier zusammengeschlossenen EE-Anlagen definiert.

Projekte von Kommunen oder öffentlichen Einrichtungen für interkommunale Zusammenarbeit (EPCI) dürfen über eine kumulierte Anlagenleistung von max. 8 MW verfügen, um so auch

²⁰ <https://energiegemeinschaften.gv.at/speichereinbindung-in-energiegemeinschaften/> Abruf 6.5.25

mittlere Windkraftanlagen einbinden zu können. Für alle anderen Projekte des kollektiven Eigenverbrauchs darf die Leistung aller teilnehmenden Anlagen bis zu 3 MW betragen. Außerdem dürfen die optionalen Netzentgeltreduktionen nur Teilnehmenden von kollektiven Eigenverbrauchsanlagen gewährt werden, die hinter dem gleichen Transformator von der Mittel- in die Niederspannung angeschlossen sind. Diese sollen so in kritischen Zeiten zum maximalen Eigenverbrauch aus den gemeinsam genutzten EE-Anlagen angeregt werden.²¹

Seit dem 01.11.2024 wird auf den kollektiven Eigenverbrauch in der Niederspannung und bei einer Anschlussleistung eines Gebäudes von ≤ 36 kVA sogar ein Aufschlag von 4,20 € pro Jahr auf den fixen Anteil der Netzentgelte erhoben. Hiermit werden die Kosten des Netzbetreibers für den zusätzlich durch den kollektiven Eigenverbrauch entstehenden Aufwand abgedeckt.²² Damit verteuert sich die Netznutzung für den kollektiven Eigenverbrauch und kann als negativer Anreiz für diesen gewertet werden. Inwiefern sich diese neue Regelung tatsächlich negativ auf bestehende oder neu zu gründende Gemeinschaften für kollektiven Eigenverbrauch auswirken wird, kann aktuell wohl noch nicht abgeschätzt werden und ist auch nicht Gegenstand dieser Untersuchung.

Ende 2024 gab es 698 Gemeinschaften mit kollektivem Eigenverbrauch in Frankreich mit einer kumulierten installierten elektrischen Leistung von rund 59 MW.²³ Diese Entwicklung ergab sich ohne spezielle Förderung für den kollektiven Eigenverbrauch. Allerdings dürfte die Förderung der zeitgleichen Erzeugung und des Verbrauchs von Strom aus kollektiven EE-Anlagen zu kritischen Zeiten durch verminderte Netzentgelte die Entwicklung angetrieben haben. Außerdem hebt der (fast) einzige französische Verteilnetzbetreiber enedis in seinem Leitfaden für den kollektiven Eigenverbrauch hervor, dass die Anschlussdauer der Projekte je nach Komplexität zwischen zwei und 18 Monaten betragen kann. Dabei, so der Netzbetreiber, wird der Anschlussbegehrende jedoch von einem Team von enedis auf allen Stufen begleitet.²⁴

²¹ S. den Beschluss der CRE vom 18.12.2024: https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Deliberations/2024/241218_2024-231_Projet_Arrete_Autoconso_Collective.pdf Abruf 27.1.25. S. auch Beschluss der CRE vom 13.3.2025, Kap. 4.4.2 Spezielle Tarife für individuellen und kollektiven Eigenverbrauch: https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Deliberations/2025/250313_2025-78_Post-CSE_TURPE_7_HTA-BT.pdf Abruf 6.5.25

²² <https://enogrid.com/le-cout-de-lelectricite-en-autoconsommation-collective/> Abruf 27.1.25

²³ <https://observatoire.enedis.fr/autoconsommation> Abruf 24.1.25

²⁴ S. hier S. 14: <https://www.enedis.fr/sites/default/files/documents/pdf/autoconsommation-collective-guide-pedagogique.pdf?VersionId=edBSVskYhq92zQMg.FeyZxScdDfjq7Pq> Abruf 27.1.25

5 Elemente für die Entwicklung von Tarifmodellen

Da es sich bei einer EEGe um einen bürgerschaftlichen Zusammenschluss von Energieerzeugern und -verbrauchern handelt und dieser sich definitionsgemäß auf Haushalte, KMU und öffentliche Verwaltungen beschränken soll, werden hier nur Versorgungs- und Tarifmodelle sowie Endkundenpreise für diese Verbrauchergruppen betrachtet. Auch die weiter unten diskutierten Überlegungen für die künftige Gestaltung von Tarifmodellen beziehen sich auf diese Zielgruppen. Ferner soll bei den diskutierten Modellen nicht der finanzielle Nutzen der EEGe im Vordergrund stehen, sondern die Optimierung der EEGe und ihrer Mitglieder. Dabei sollen folgende Optimierungsziele im Vordergrund stehen:

1. Eine möglichst hohe Eigenversorgung der EEGe aus eigenen Stromerzeugungsanlagen
2. Langfristig, stabile Strompreise innerhalb der EEGe, die sich aus Punkt 1 ergeben.
3. Vermeidung von Lastspitzen im Netz und Verringerung der Weiterleitung bzw. des Bezugs von Strom an und aus höheren Netzebenen. Dazu soll der Verbrauch möglichst zeitgleich zur Erzeugung erfolgen.

Durch die lokale Stromversorgung aus eigenen EE-Anlagen können Preisschwankungen innerhalb einer EEGe deutlich gemindert werden, was vor allem für vulnerable Zielgruppen von hoher Bedeutung ist. Denn die Preise für den in Anlagen der EEGe erzeugten Strom legt diese selbst fest, wobei Beschaffungsrisiken wie unten dargestellt eine untergeordnete Rolle spielen.

Diese können sich auf die Reststrombeschaffung jedoch weiterhin auswirken. Denn keine EEGe wird dauerhaft in der Lage sein, ihren Strombedarf vollständig aus eigenen Anlagen zu decken. Daher wird ein evtl. schwankender Anteil an Strom von einem oder mehreren externen Lieferanten zugekauft werden müssen. Bevor in den folgenden Kapiteln der Zusammenhang zwischen verschiedenen Tarifmodellen und der Erreichung der o.g. Ziele diskutiert wird, sollen zwei unterschiedliche Versorgungsmodelle innerhalb von EEGe's vorgestellt werden. Fall 1 wird in der weiter unten diskutierten Forschungsliteratur sozusagen als Standardanwendungsfall angesehen, während Fall 2 eine neue Versorgungsoption darstellt.

Die folgenden Abbildungen stellen vereinfacht die beiden alternativen Versorgungsoptionen dar. Im Fall 1 (Abbildung 5) versorgen die Prosumer zunächst sich selbst mit dem von ihnen erzeugten Strom. Der verbleibende Reststrom wird an die EEGe weitergegeben und dort nach einem zuvor festgelegten Schlüssel auf die Mitglieder verteilt und abgerechnet. Dieser kann sich dynamisch am Verbrauch des jeweiligen Mitglieds zum Zeitpunkt x orientieren. Oder es erfolgt eine statische, z.B. prozentuale Zuteilung auf jedes Mitglied. Im Fall 1 behält jedes Mitglied der EEGe seinen eigenen Lieferanten für Reststrom. Im Fall 2 (Abbildung 6) speisen die Prosumer ihren selbst erzeugten Strom komplett in die EEGe ein, der dort wie in Fall 1 nach einem zuvor festgelegten Verteilungsschlüssel abgerechnet wird. Die EEGe als Ganzes hat in diesem Fall nur einen Reststromlieferanten.

Innerhalb des Forschungsprojekts „Modell EEGe“ werden beide Fälle unter Hinterlegung ausgewählter Tarifmodelle mittels eines Agentenmodells abgebildet. Auch die aktuelle Ausgangs-

situation ohne EEGe wird betrachtet. Im Forschungsprojekt wird der Fall 2 der gemeinschaftlichen Versorgung der EEGe neu eingeführt, der in dieser Weise in der weiter unten ausgewerteten Forschungsliteratur nicht zu finden ist. Die Ergebnisse der Modellierung dieses zweiten Anwendungsfalls werden voraussichtlich im Herbst 2025 vorliegen und dann auch veröffentlicht werden.

In beiden Fällen werden zur weiteren Optimierung auch Speicher eingesetzt, die in der Modellierung gleichfalls berücksichtigt, aber hier nicht gesondert erwähnt werden.

IZES Fall 1: Prosumer optimieren zunächst sich selbst

Annahme 1: Prosumer geben Reststrom an EEGe

Annahme 2: Jedes EEGe-Mitglied hat eigenen Reststromlieferanten.

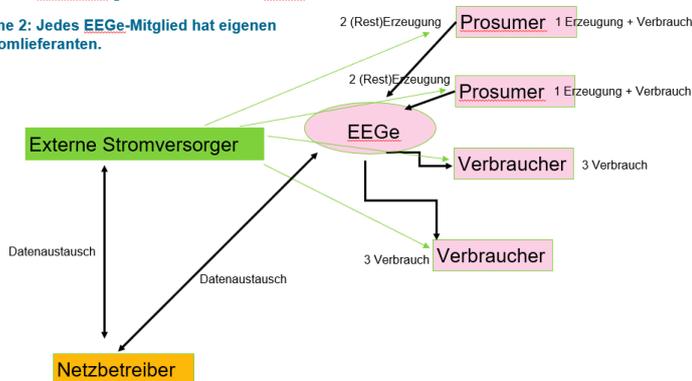


Abbildung 5: Modell für eine EEGe mit 2 Prosumern + 2 Verbrauchern, die ihren Reststrom untereinander teilt (Quelle: IZES)

IZES Fall 2: EEGe optimiert sich als Gemeinschaft

Annahme 1: Prosumer speisen Strom in EEGe ein.

Annahme 2: Die EEGe hat einen gemeinsamen Reststromlieferanten.

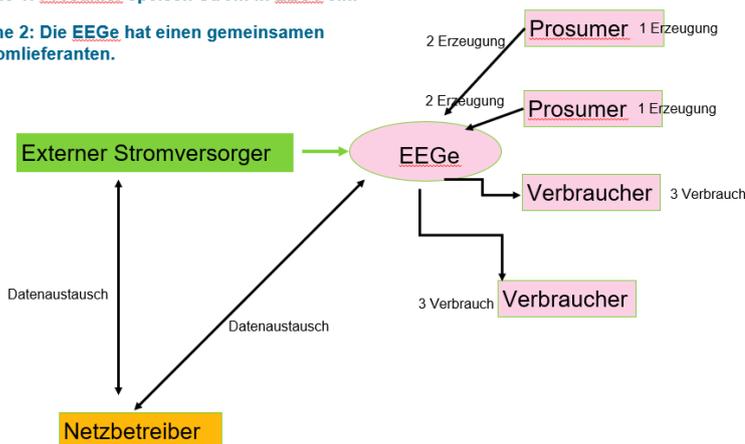


Abbildung 6: Modell für eine EEGe mit 2 Prosumern + 2 Verbrauchern, die ihren gesamten selbst erzeugten miteinander teilt und nur einen Reststromlieferanten hat (Quelle: IZES)

5.1 Strompreise und mögliche Stabilisierungseffekte durch EEGe

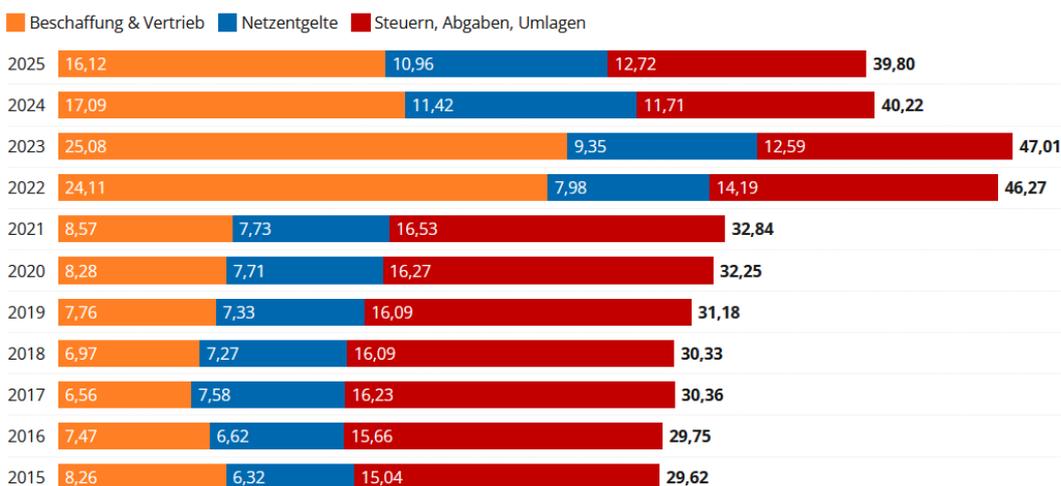
Abbildung 7 zeigt die durchschnittliche Entwicklung der Strompreise für Endverbraucher*innen in Cent/kWh seit 2015, aufgeteilt nach den unterschiedlichen Kostenanteilen. Nach starken Preisanstiegen in den Jahren 2022 und 2023, bedingt vor allem durch den Krieg in der Ukraine, sind diese 2025 wieder leicht gesunken. Dennoch zeigt die Entwicklung, dass die Strompreise für Haushalte innerhalb von 10 Jahren um rund 34 % angestiegen sind. Dabei haben sich seit 2019 die Kosten für Beschaffung und Vertrieb mehr als verdoppelt. Die Netzentgelte (inkl. Messstellenbetrieb) sind um rund 49 % höher als 2019 (s. Abbildung 7).

Wie die Krisen der vergangenen Jahre gezeigt haben, reagieren vor allem die Kosten für die Strombeschaffung sehr sensibel auf disruptive bzw. nicht planbare Ereignisse. Im Jahr 2022 lag der durchschnittliche Großhandelspreis mit rund 235 Euro/MWh um 143 % über dem Vorjahreswert.²⁵ Solche Preisrisiken können durch die lokale Stromerzeugung durch PV- und Windkraftanlagen und durch die Gründung von EEGe vermindert werden. Denn in diesen kann vor allem selbst und vor Ort erzeugter Strom genutzt werden.

Der Anstieg der Netzentgelte hingegen ist vor allem durch den dynamischen Ausbau der EE und deren intermittierende Einspeisung zu erklären. Dadurch werden Netzstabilisierungs-, -ausbau- und -steuerungsmaßnahmen erforderlich, die sich im Anstieg der Netzentgelte niederschlagen. Hier können EEGe einen Beitrag zur Netzentlastung leisten, indem sie Lastspitzen auf unteren lokalen Netzebenen verhindern und Einspeisung in höhere Netzebenen verringern helfen. Dies kann sich dann evtl. in flexiblen bzw. geringeren Netzentgelten für EEGe niederschlagen.

Strompreis für Haushalte als Jahreswerte

Durchschnittlicher Strompreis für einen Haushalt in ct/kWh, Jahresverbrauch 3.500 kWh
Grundpreis anteilig enthalten, Tarifprodukte enthalten, nicht mengengewichtet



Stand: 03/2025

Quelle BDEW • Daten • Einbetten • Grafik

bdew
Energie. Wasser. Leben.

Abbildung 7: Durchschnittlicher Endkundenpreis und Zusammensetzung der Strompreise für Haushalte 2015 bis 2025 (in Cent / kWh)²⁶

²⁵ <https://www.smard.de/page/home/topic-article/444/209624> Abruf 21.1.25

²⁶ <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-strompreisanalyse/> Abruf 7.5.25

5.2 Dynamische Tarife und Erschließung von Flexibilität

Ab April 2025 müssen alle Stromlieferanten ihren Kund*innen sog. dynamische Tarife anbieten, die jedoch in der Praxis sehr unterschiedlich ausgestaltet sein können. Es gibt Versorger, die unterschiedliche Tarifstufen über die 24 Stunden des Tages anbieten. Einige integrieren hier auch noch jahreszeitliche Besonderheiten.²⁷ Andere Stromlieferanten werben mit am Börsenhandel orientierten dynamischen Stromtarifen.²⁸

Keiner dieser Tarife erscheint optimal für Mitglieder einer EE-Gemeinschaft, denn die lokalen Gegebenheiten inklusiv der Netzsituation vor Ort werden hier nicht berücksichtigt.

Dynamische Tarife sind aktuell aus Sicht einer EEGe vor allem für den aus dem Netz bezogenen (Rest)Strom von Bedeutung. Denn trotz zeitgleichem Stromverbrauch und -erzeugung und inklusive Speicherlösungen wird eine EEGe voraussichtlich nicht 100 % ihres Strombedarfs aus ihren eigenen Erzeugungsanlagen decken können und wollen. Es wird immer einen Reststrombezug aus dem Netz geben. Dieser kann sich in Form eines dynamischen Tarifs z.B. an der Verfügbarkeit von günstigem Strom aus EE an der Börse orientieren und so Strombezug für Endverbraucher*innen anreizen, wenn viel EE-Einspeisung im Stromsystem vorhanden ist.

Perspektivisch werden dynamische Tarife, die sich an der lokalen Verfügbarkeit von EE-Strom orientieren, aber auch für den innerhalb der EEGe gehandelten und verbrauchten Strom an Bedeutung gewinnen. Denn bislang berücksichtigen die o.g. dynamischen Tarife nicht die Situation der Verteilnetze vor Ort, an die die EE-Anlagen dieser Gemeinschaften zumeist angeschlossen sind. Daher könnte die aktuelle Netzauslastung vor Ort in Form dynamischer Netzentgelte mit in die Tarifierung einfließen. So können EEGe mit günstigeren Netzentgelten „belohnt“ werden, wenn sie bei hoher lokaler Verfügbarkeit von EE-Strom diesen aus dem Netz beziehen oder ihren Eigenverbrauch optimieren.

Dynamische Stromtarife für Haushalte und EEGe, auch bzgl. ihrer Möglichkeit, positive Effekte auf die Netzauslastung zu generieren, sind in der Literatur bereits gut untersucht. Im Folgenden werden dazu einige Beispiele angeführt, diesolche Effekte reflektieren.

So zeigt die Publikation von Crowley B., Kazempour J., Mitridati L. (2025), dass dynamische Tarife innerhalb einer EEGe sowohl die Eigenversorgung als auch die Netzdienlichkeit im o.g. Sinne erhöhen können, und dieser Effekt im Zusammenspiel mit flexiblen Netzтарifen noch ausgeprägter sein kann. Außerdem liefert der Beitrag von Berg K., Hernandez-Matheus A., Aragüés-Penalba M. (2024) Anhaltspunkte, dass EEGe in Spanien und Norwegen mit verschiedenen Lastprofile (Gewerbe, Haushalte, Mischung aus Haushalten und Gewerbe), den Grad der Eigenversorgung in unterschiedlicher Weise erhöhen und damit positive Effekte auf die Netzauslastung generieren (Diskussion s.u.).

²⁷ <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/variable-netzentgelte-als-option-fuer-steuerbare-verbrauchseinrichtungen-nach-%C2%A714a/> Abruf 7.1.2025

²⁸ S. z.B. <https://www.vattenfall.de/infowelt-energie/energie-sparen/dynamischer-stromtarif> oder https://tibber.com/de/stromtarif?signup=goog&utm_source=googleadwords_int&utm_medium=cpc&utm_content=22014994686_170483908685_725207220456&utm_id=g_&keyword=dynamischer%20stromtarif&qad_source=1&qclid=EAlalQobChMI1NLfIPTjiqMVkpCDBx1DEBFaEAAYAiAAEgKrPvD_BwE Abrufe 7.1.2025

Stute J. (2024) modellieren Prosumer-Haushalte mit unterschiedlichen Flexibilitäten, die sowohl durch dynamische Tarife wie auch unterschiedliche Netzentgelte adressiert werden. Die gemeinschaftliche Nutzung von Strom über das öffentliche Stromnetz innerhalb einer EEGe wird in diesem Beitrag jedoch nicht untersucht.

Es geht vielmehr darum, wie sich diese Haushalte einzeln mithilfe eines Energiemanagementsystems kostenseitig optimieren können. Netzseitig wird unterstellt, dass es leistungs- und volumenbezogene Entgelte, eine Kombination aus beiden sowie spezielle Preise in Hoch- und Schwachlastzeiten gibt, unter denen die Haushalte wählen können. Zwar denken die unterschiedlichen Annahmen zu den Netzentgelten die Netzauslastung mit, reflektieren diese jedoch nur bzgl. der seitens der Haushalte eingesparten bzw. erhöhten Kosten aufgrund ihrer Tarifwahl.

Einen weiteren Ansatz beschreiben Crowley B., Kazempour J., Mitridati L. (2025) bezüglich eines netzdienlichen Verhaltens einer EEGe, die sich gemeinschaftlich mittels eines „Community Managers“ optimiert. Hier wird seitens des Verteilnetzbetreibers eine Begrenzung des täglichen Leistungsbezugs durch die EEGe mittels eines bilateralen Vertrags zwischen Netzbetreiber und EEGe festgelegt. Als „Belohnung“ für die Einhaltung der vereinbarten Begrenzung erhält die EEGe ermäßigte Netzentgelte auf alle Stromflüsse innerhalb der Gemeinschaft. Wird die Begrenzung überschritten, muss die EEGe eine kW-basierte Strafzahlung an den Netzbetreiber leisten. Dieses Modell funktioniert v.a. bei hohen Netzentgelten, was in Dänemark²⁹ wie in Deutschland der Fall ist. EEGe-Mitglieder erhalten vom „Community Manager“ am Vortag dynamische Preissignale für jede Stunde des Folgetages, die sich am Day-Ahead-Markt orientieren und die Strompreise inkl. Netzentgelte abdecken. Danach optimiert sich jedes Mitglied unabhängig anhand der erhaltenen, für jedes Mitglied unterschiedlichen Preissignale. Die Preissignale orientieren sich zusätzlich zum Day-Ahead-Markt an den Flexibilitäten innerhalb der EEGe einschließlich der vom Netzbetreiber gesetzten Restriktionen. Ob jedes EEGe-Mitglied dabei über unterschiedliche Flexibilitäten verfügt, geht nicht klar aus dem Artikel hervor. Dies kann jedoch angenommen werden, da eine Zusammenstellung und Kenntnis aller flexiblen Anlagen innerhalb der EEGe eine zwingende Voraussetzung für die Umsetzung des Modells darstellt. Im Modell wird allerdings deutlich, dass selbst mit optimaler Koordination durch den Community Manager in einigen Stunden die mit dem Netzbetreiber vereinbarten Grenzen überschritten werden (sehr früh am Morgen und nach 17 Uhr). Im Artikel wird dies mit den Energieverlusten beim Laden und Entladen der Batterien innerhalb der EEGe erklärt.

Ein möglicher Lösungsansatz zur Vermeidung von Grenzwertüberschreitungen könnte darin bestehen, dass die EEGe nicht – wie im hier betrachteten Modell – nur aus Haushalten bestehen sollte sondern Mitglieder mit unterschiedlichen Lastprofilen umfasst, die die Nutzung der Batterien, evtl. auch die von EV, in den betreffenden Stunden reduzieren können.

Berg K., Hernandez-Matheus A., Aragüés-Penalba M. (2024) betrachten drei unterschiedliche EEGe-Konfigurationen in Norwegen und Spanien. Im Modell gibt es eine EEGe aus Haushalten

²⁹ Die Autorinnen forschen an der Technischen Universität von Dänemark und beziehen sich auf die aktuelle dänische Regularien.

(HH), eine aus gewerblichen Mitgliedern und eine „gemischte“ EEGe aus Haushalten und gewerblichen Mitgliedern. Die Tarife innerhalb der EEGe folgen den Spotmarktpreisen an den jeweiligen nationalen Strombörsen (Nord Pool, OMIE) (Basis 2019), worauf feste Netzentgelte aufgeschlagen wurden. Diese Preissetzung entspricht nicht den tatsächlichen Gegebenheiten in den beiden betrachteten Ländern, wurde aber dennoch gewählt, um diese vergleichbar zu machen.

Für jedes der beiden Länder ergeben sich je nach Jahreszeit und Lastprofilen innerhalb der EEGe deutlich unterschiedliche Ergebnisse. Was die Effekte auf das Verteilnetz durch zeitgleiche PV-Erzeugung und Verbrauch betrifft, so ist die Korrelation zwischen beiden in Norwegen nur bei gewerblichen Lasten positiv. In Spanien hingegen zeigen alle Lastprofile bzgl. ihres Verbrauchs eine positive Korrelation zur PV-Erzeugung. Diese Korrelationen können in beiden Ländern auch unabhängig von der Jahreszeit beobachtet werden. Bei EEGe, in denen ausschließlich HH vertreten sind, ist in Norwegen im Winter ein deutlich geringerer Export in höhere Netzebenen zu verzeichnen als in Spanien. Dort werden allerdings deutlich mehr der HH-Lasten zeitgleich aus EEGe-Anlagen gedeckt, jedoch auch Überschüsse vor allem an den Wochenenden exportiert. In den Sommermonaten weisen beide EEGe deutliche Exportüberschüsse auf. Diese Trends können für alle Lastprofile in beiden Ländern und für Sommer und Winter gleichermaßen beobachtet werden, wobei die gesamten Netzexporte in Norwegen im Sommer relativ höher ausfallen als in Spanien. Was die Eigenversorgung der beiden EEGe betrifft, so liegen diese über alle Lastprofile in beiden Ländern zwischen 76 % und 95 %. Hier profitieren in Norwegen gewerbliche Lastprofile am meisten mit einem Eigenversorgungsgrad von 91 %, während dieser in Spanien bei gemischten Lastprofilen mit 95 % am höchsten liegt.

Die Modellierung der unterschiedlichen EEGe zeigt, dass Gemeinschaften mit ausschließlich HH-Mitgliedern in beiden Ländern am wenigsten netzfreundlich agieren können, weil die zu deckende Last nur eingeschränkt mit der PV-Erzeugung korreliert und daher große Speicher erforderlich sind, die wiederum zu Lastspitzen beitragen können. Eine Sensitivitätsanalyse ergibt, dass das Verhältnis von gewerblichen und privaten Lastprofilen in der Konfiguration mit gemischter Last einen erheblichen Einfluss auf die Ergebnisse hat, wobei ein hoher Anteil an gewerblichen Lasten im Allgemeinen zu einem höheren Selbstversorgungsgrad und einem geringeren maximalen Stromimport führt.

Eine Arbeit von Velkovski B. et al. (2024) will Einblicke in genau dieses Zusammenspiel zwischen Tarifen, dem Betrieb von EE-Gemeinschaften und dem Verteilnetz geben. Eine Besonderheit der beschriebenen EEGe ist, dass sie über eine Wärmepumpe (65 kW) mit Wärmespeicher (260 kWh) an ein Fernwärmenetz angeschlossen ist. Mitglieder der EEGe sind Ein- und Mehrfamilienhäuser mit unterschiedlichen Kombinationen aus PV-Anlagen, Batteriespeichern, E-Fahrzeugen und Ladepunkten ebenso wie eine Schule mit PV-Anlage und Batteriespeicher. Auch reine Verbraucher sind im Niederspannungsnetz vertreten, die aber nicht Mitglieder der EEGe sind. In einem Szenario können die Mitglieder Energie untereinander teilen, in einem anderen können sie dies nicht, so dass die von ihren lokalen EE-Anlagen erzeugte Energie, die sie nicht selbst verbrauchen bzw. speichern, direkt ins Netz eingespeist wird. Die Verbraucher, die nicht Teil der Gemeinschaft sind, können sich in keinem der beiden Fälle an der gemeinsamen Nutzung von Energie beteiligen.

Was die Tarifgestaltung betrifft, so werden sowohl statische wie auch dynamische Tarife, mit nutzungsabhängigen und -unabhängigen Netztarifen betrachtet. Für ins Netz eingespeisten Überschussstrom gibt es keine Vergütung.

Die gemeinsame Nutzung von Energie durch die EEGe-Mitglieder bei allen analysierten Parametern führt zu günstigeren Ergebnissen, als ohne Energieteilen. Dadurch werden Lastspitzen und die Rückspeisung von Überschussstrom ins Stromnetz reduziert, was zu geringeren Energieverlusten im Netz führt und gleichzeitig ein gleichmäßigeres Spannungsprofil ermöglicht. Tarife, die dynamische Strompreiskomponenten einbeziehen und zusätzlich eine Kapazitätskomponente enthalten, erhöhen diese Vorteile noch.

5.3 Nutzung von Flexibilität durch Netzentgeltsteuerung

Die Netzentgelte finanzieren Bau und Betrieb der Stromnetze. Da gerade in den letzten Jahren viel elektrische Leistung aus erneuerbaren Energien zugebaut wurde und deren Ausbau weiter steigen wird, wollen die Netzbetreiber in den nächsten 15 Jahren rund 500 Mrd. Euro in den Ausbau der Stromnetze investieren.³⁰ Damit wird auf lange Sicht auch die Belastung der Stromverbraucher weiter ansteigen. Denn diese zahlen den Anschluss und die Nutzung des Netzes. Stromerzeuger hingegen zahlen in Deutschland keine Netzentgelte.

In Deutschland sind die Netzentgelte im Gegensatz zu vielen anderen europäischen Ländern im Jahresverlauf immer gleich. Sie variieren also nicht mit der jeweiligen Netzauslastung und bieten damit keinen Anreiz, Strom dann zu verbrauchen, wenn das Netz nur wenig belastet ist. Außerdem sind gerade auf der Verteilnetzebene die Netzentgelte regional sehr unterschiedlich, so dass diese für Haushalte zwischen 5 ct/kWh und 20 ct/kWh schwanken können.³¹

Auf diese regional ungleiche Verteilung der Netzentgelte hat die Bundesnetzagentur (BNetzA) bereits reagiert. Ab 2025 soll es Netzbetreibern, die durch den Ausbau der EE besonders hohe Kosten stemmen müssen, erlaubt sein, einen Teil der Kosten ihrer Netzausbaumaßnahmen bundesweit und nicht nur an Kunde*innen in ihrem eigenen Netzgebiet weiterzugeben.³² Damit ist zumindest ein Schritt in Richtung gerechterer Verteilung von Netzentgelten getan. Denn der hohe Anteil an EE in bestimmten Regionen Deutschlands kommt nicht nur diesen, sondern dem gesamten Land zugute und wirkt tendenziell dämpfend auf die Strompreise.

Weiterhin bleiben jedoch Fragen rund um die Ausgestaltung von Netzentgelten speziell für künftige EE-Gemeinschaften offen. Denn der Einsatz flexibler Netzentgelte mit einer lokalen Komponente hat sich bislang nicht etabliert.

Grundsätzlich können EEGe wie oben gezeigt unter bestimmten Bedingungen zu einem netzdienlichen Einspeise- und Verbrauchsverhalten beitragen. Das gilt nicht nur für den aus dem Netz bezogenen Reststrom, sondern auch für den innerhalb der EEGe erzeugten und verbrauchten Strom.

³⁰ <https://ariadneprojekt.de/publikation/hintergrund-was-sind-eigentlich-netzentgelte/> Abruf 6.1.2025

³¹ <https://ariadneprojekt.de/publikation/hintergrund-was-sind-eigentlich-netzentgelte/> Abruf 6.1.2025

³² <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Aktuelles/VerteilungNetzkosten/start.html> Abruf 6.1.2025

Konkret wären hier die Glättung des Verbrauchs und die Reduktion von Lastspitzen zu nennen oder auch eine Verlagerung des Stromverbrauchs in Zeiten hoher EE-Verfügbarkeit. (EWS 2024, S. 9)

Ein solchermaßen netzdienliches Verhalten könnte z.B. über die Reduktion von Netzentgelten auf den innerhalb einer EEGe zirkulierenden Strom (Verbrauch und Erzeugung) nach französischem oder österreichischem Vorbild erreicht werden. Mit intelligenten Messeinrichtungen kann der Stromverbrauch jedes Mitglieds einer EEGe in den aus dem Netz bezogenen Reststrom und den Strom, der innerhalb der EEGe erzeugt bzw. verbraucht wurde, aufgeteilt werden.

Für die Anpassung von Netzentgelten mit einer Leistungskomponente liefert Viadere E. (2025) ein Beispiel für eine existierende EEGe in Belgien. Für diese wurden entsprechende Simulationen bzgl. des Effekts von leistungsbezogenen Netzentgeltreduktionen proportional zum Energieverbrauch der einzelnen Mitglieder durchgeführt. Diese ergaben einen positiven Bezug zwischen Optimierung des Eigenverbrauchs, Glättung von Verbrauchsspitzen insgesamt und erlassenen Netzentgelten auf den selbst verbrauchten Strom. Dieser Effekt wurde mit einer statistischen Zuteilung des EEGe-Stroms auf die Mitglieder der Gemeinschaft verzeichnet. Allerdings war der gesamte Effekt der Verbrauchsglättung nicht sehr stark ausgeprägt. Dies lag ggf. daran, dass innerhalb der EEGe keine nennenswerten Lastverlagerungspotenziale bestanden. Eine weitere Erklärung war, dass Mitglieder der EEGe weder über Informationen noch Werkzeuge verfügten, um ihren Verbrauch entsprechend der Erzeugungssituation anzupassen.

Einen ähnlichen Ansatz, allerdings auf Ebene individueller Prosumer*innen und auf einen optimierten Netzbetrieb aus Sicht des Netzbetreibers ausgelegt, verfolgte das Projekt flexQgrid in Deutschland Exner C. et al. (2023) Hier wurde ein 17-monatiger Feldtest umgesetzt und evaluiert. Im Projekt wurde vom Netzbetreiber täglich eine Quote zur maximalen gleichzeitigen Netzauslastung vorgegeben. Deren Einhaltung wurde durch ein Gebäude-Energiemanagementsystem (GEMS) in Verbindung mit einer „Netzampel mit klassischen drei Ampelphasen“ sicher gestellt.³³ Optimiert wurde das Netzverhalten jedes einzelnen teilnehmenden Prosumers, die gemeinschaftliche Optimierung innerhalb einer EEGe stand hier nicht im Fokus. Da jedoch alle teilnehmenden Prosumer an einen Ortsnetztransformator angeschlossen waren, stellte sich die Situation im Projekt ähnlich wie für eine EEGe dar, deren Mitglieder gleichfalls an eine Transformatorstation angeschlossen sein können. Falls ein Prosumer seine Netzquote nicht ausschöpfen konnte, war auch ein Teilen der Netzkapazität mit Nachbarn vorgesehen. Exner C. et al. (2023, S. 21)

Eine Glättung des Verbrauchs und die Vermeidung von Lastspitzen wären durch EEGe im Netzgebiet eines Netzbetreibers grundsätzlich noch besser erreichbar, wenn deren Mitglieder unterschiedliche Verbrauchsprofile aufweisen und Speicher für die Verschiebung des Stromverbrauchs innerhalb der EEGe genutzt werden. So können große Mengen an EE-Strom zu Zeiten hoher Erzeugung entweder zeitgleich lokal verbraucht oder gespeichert werden. Damit

³³ Kurzdarstellung der Funktionsweise s. hier: <https://www.fzi.de/2023/05/15/fuer-das-netz-der-zukunft-einsatz-des-flexqgrid-projektes-fuer-die-nachhaltige-stromversorgung/> Abruf 7.5.25

wird weniger Überschuss an höhere Netzebenen weitergeleitet. In einem solchen Fall könnte die Flexibilisierung von Netzentgelten für EE-Gemeinschaften bis hin zu deren Erlass in bestimmten Situationen Anreize zu einem netzdienlichen Verhalten der EE-Gemeinschaft setzen.

Im Rahmen des von der vorherigen Bundesregierung geplanten Energy Sharings, das immer auf bilateralen Verträgen zwischen natürlichen oder juristischen Personen basieren sollte (Gesetzentwurf der Bundesregierung (26.11.2024, S. 14, 16, Tab. 2), ist die Auswahl an geeigneten Vertragspartnern deutlich schwieriger und vom einzelnen Prosumer eigentlich nicht leistbar. Hier kann nur mittels eines Intermediärs sichergestellt werden, dass die am Energy Sharing teilnehmenden Parteien möglichst vielfältige Verbrauchsprofile aufweisen und damit auch zur Netzentlastung beitragen könnten. Wie oben bereits angemerkt, ist dies jedoch im erwähnten Gesetzentwurf kein Anliegen.

Daher sollte beim nochmaligen Aufgreifen der Thematik durch die neue Bundesregierung neben dem Energy Sharing auch EEGe im Sinne des Art. 22 der RL (EU) 2018/2001 mit allen dort genannten Rechten eingeführt werden.

Im Folgenden möchten wir einige Optionen vorstellen, die im Rahmen von EEGe die größtmögliche Flexibilität beim Verbrauch des innerhalb der Gemeinschaft erzeugten Stroms sowie beim Reststrombezug adressieren und somit potenziell das Verteilnetz entlasten können.

5.4 Reduzierte Netzentgelte als Resultat aus lokalen Preissignalen und Anforderungen des Netzbetreibers

Bereits heute haben Netzbetreiber die Möglichkeit, den Leistungsbezug steuerbarer Verbraucher wie Wärmepumpen, Stromspeicher oder E-Autos temporär zu reduzieren. Dafür profitieren betroffene Kund*innen von einer generellen Reduktion des Netzentgelts, auch wenn der Netzbetreiber ihre Anlage nicht steuert (§ 14 a EnWG). Hierbei handelt es sich um eine kurative Maßnahme von Seiten des Netzbetreibers, die das Stromnetz vor Überlastung schützen soll.

Umgekehrt sind jedoch auch präventive Maßnahmen denkbar, die auf Flexibilität und netzdienliches Verhalten auf der Verbraucherseite setzen und so die lokale Erzeugung aus EE besser mit dem lokalen Verbrauch zusammenbringen können.

Crowley B., Kazempour J., Mitridati L. (2025) konnten mittels Modellierung zeigen, dass Netzdienstleistungen von EE-Gemeinschaften aus einer Kombination aus Leistungsbegrenzungen seitens des Verteilnetzbetreibers, dem Vorhandensein und den Aktivitäten eines „Community Managers“ und der Erschließung innergemeinschaftlicher Flexibilität bestehen können, um zur Entlastung der lokalen Netzsituation beizutragen. Dabei ist ein wichtiger Aspekt, dass Preise zeitlich und räumlich dynamisch sind, d.h. jedes Mitglied der Gemeinschaft erhält für jede Stunde des nächsten Tages einen anderen Preis. Die Mitglieder der Gemeinschaft reagieren direkt auf die individuellen Preise, die nur innerhalb der Gemeinschaft vom Community Manager festgelegt werden. Dieser verwendet für seine Preisfestlegung Vorgaben des Netzbetreibers. Der Verteilnetzbetreiber kalkuliert anhand der Day-Ahead-Preise für den Folgetag entsprechende Bedarfe bzw. Kosten für ein Engpassmanagement und berechnet auf dieser Basis die erforderliche Leistungsbegrenzung, um so netzdienliches Verhalten anzureizen. Crowley B., Kazempour J., Mitridati L. (2025, S. 4)

Damit eine solche lokale Preisfindung und Flexibilitätssteuerung möglich wird, müssen jedoch spezielle technische Voraussetzungen erfüllt sein. Dazu gehört die entsprechende Kommunikations- und Messinfrastruktur innerhalb der Gemeinschaft und ein intelligenter Zähler pro Mitglied der EE-Gemeinschaft. Auch eine sichere Kommunikation zwischen dem Netzbetreiber und dem Community Manager ist erforderlich, ebenso wie zwischen dem Community Manager und den EEGe-Mitgliedern. Crowley B., Kazempour J., Mitridati L. (2025, S. 5)

Solange eine solche oder eine ähnliche technische Infrastruktur noch nicht vollständig zwischen allen Beteiligten eingerichtet ist, könnte auch eine vereinfachte Systematik für die Reduktion von Netzentgelten etabliert werden.

Analog zum § 14 a EnWG könnten EE-Gemeinschaften, die dem Netzbetreiber einen flexiblen Strombezug als Gemeinschaft anbieten, wie Einzelverbraucher mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen behandelt werden. Am Ende eines Jahres könnte dann auf Basis der Smart Meter Daten der Mitglieder und Messungen durch den Netzbetreiber verifiziert werden, ob und in welchem Umfang Stromerzeugung und -verbrauch bzw. mittels Speichern verschobener Verbrauch netzdienlich erfolgt sind. Die im Vergleich zur klassischen Netznutzung abweichende Nutzung wird in Form einer Rückerstattung von Netzentgelten an die EEGe als Ganzes vom Netzbetreiber honoriert. Im Gegenzug müsste jedoch auch ein nicht netzdienliches Verhalten beim Strombezug mittels Nachzahlung von Netzentgelten sanktioniert werden. Dies könnte für EE-Gemeinschaften einen Anreiz setzen, sich als Gemeinschaft netzdienlich zu optimieren. Die Möglichkeit jedes einzelnen Mitglieds der Gemeinschaft, seine steuerbaren Verbraucher nach § 14 a EnWG dem Netzbetreiber anzuzeigen und dafür eine Netzentgeltreduzierung zu erhalten, bleibt hiervon unberührt.

5.5 Prämie auf selbst erzeugten / verbrauchten Strom an die EEGe

Um EEGe vor allem in der Anfangsphase attraktiv zu gestalten, könnte alternativ zu einer Reduktion der Netzentgelte auch eine Prämie analog zum Zuschlag für Mieterstrom ausgezahlt werden. Dieser könnte sich ähnlich wie beim Mieterstrom an der Anlagengröße orientieren und sich auf den innerhalb der EEGe zirkulierenden Eigenstrom beziehen. Im Gegensatz zur Versorgung mit Mieterstrom würden die Mitglieder der EEGe dann dennoch weiterhin Netzentgelte, Steuern und Abgaben auf ihren innerhalb der EEGe erzeugten und verbrauchten Strom zahlen.

Das Mieterstrommodell³⁴ wurde 2017 eingeführt und sollte Mieter*innen verstärkt an der Energiewende beteiligen. Auf dem Dach einer Wohnanlage kann eine PV-Anlage vom Vermieter, z.B. einer Siedlungsgesellschaft oder einer Energiegenossenschaft, errichtet und betrieben werden. Für Strom aus dieser Anlage, der direkt an die Mieter*innen ohne Nutzung des öffentlichen Netzes geliefert wird, fallen keine Netzentgelte an. In den meisten Fällen ist er auch noch von anderen Umlagen, der Stromsteuer und der Konzessionsabgabe befreit. Zusätzlich wird

³⁴ Alle folgenden Ausführungen zum Mieterstrom basieren auf: <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Recht-Politik/Mieterstrom/mieterstrom.html> und <https://www.hausundgrund-verband.de/aktuelles/einzelansicht/neue-regeln-beim-mieterstrom-und-mehr-geld-fuer-volleinspeisung-von-solarstrom-6409/> Abruf 15.9.23

eine Förderung pro kWh Strom gewährt, der sog. Mieterstromzuschlag. Dieser hat sich seit Einführung wie in

dargestellt entwickelt.

Installierte PV-Leistung	2017	2021	2023	2025
10 kW	3,7	3,79	2,67	2,59
40 kW			2,48	2,41
100 kW	2,6	2,37	1,67	1,62

Tabelle 1: Entwicklung des Mieterstromzuschlags seit 2017 (in Cent/kWh ab Jahr der Inbetriebnahme)

Der in den Anlagen einer EE-Gemeinschaft erzeugte und von den Mitgliedern selbst verbrauchte Strom ähnelt zwar der Stromlieferung aus Mieterstromanlagen, jedoch mit dem Unterschied, dass er über das öffentliche Stromnetz an die Mitglieder der Gemeinschaft geliefert wird. Diese Tatsache erschwert die Rechtfertigung einer Netzentgelt- und anderer Umlagebefreiungen, da öffentliche Infrastruktur genutzt wird, die von der Gemeinschaft aller Nutzer*innen grundsätzlich auch finanziert werden muss.

Die Zahlung einer Prämie auf selbst erzeugten und verbrauchten Strom kann dennoch auch in diesem Fall gerechtfertigt werden. Denn die EE-Gemeinschaft als Zusammenschluss von Bürger*innen ohne Gewinnerzielungsabsicht trägt wesentlich zur Förderung von Energiewende und Klimaschutz und zu mehr Unabhängigkeit bei der Stromversorgung bei. Auch der sozialgemeinschaftliche Beitrag einer EEGe kann durch ein Zuschlagsmodell honoriert werden. Denn gerade Mitglieder mit geringen Einkommen profitieren von dauerhaft günstigen Strompreisen mit geringer Schwankungsbreite in besonderem Umfang.

Damit werden gesamtgesellschaftliche Ziele über die Energiewende und den Klimaschutz hinaus verfolgt:

- Eine lokale Stromversorgung aus erneuerbaren Energien ist weniger anfällig für Preisschwankungen aufgrund geopolitischer Ereignisse.
- Es wird ein Beitrag zur Versorgungssicherheit durch Minderung von möglichen Versorgungsengpässen bei (fossilen) Energieträgern geleistet.
- Stromsperrungen seitens der Versorger bei vulnerablen Gruppen können tendenziell eher abgewendet werden.
- Arme Haushalte werden von ihren hohen Anteilen an Kosten für Wohnenergie entlastet.

35

³⁵ Laut Statistischem Bundesamt lag dieser im Jahr 2020 bei 9,5 % eines monatlichen Nettoeinkommens von unter 1.300 €. Dagegen lag der Anteil der Kosten für Wohnenergie bei Haushalten mit mehr als 5.000 € Nettoeinkommen bei nur 4,7 %. S. destatis: https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/Zahl-der-Woche/2022/PD22_02_p002.html Abruf 15.9.23. Wohnenergie umfasst Kosten für Heizung, Strom und Warmwasser.

Es gibt also durchaus gute Argumente, einer EEGe eine Prämie für ihren selbst erzeugten und verbrauchten Strom analog zum Mieterzuschlag zu gewähren.

5.6 EEGe und lokaler Stromhandel

Unabhängig davon, ob EE-Gemeinschaften Netzdienlichkeit unterstützen oder nicht, wird für den innerhalb einer EEGe erzeugten und verbrauchten Strom immer ein Preis von dieser selbst festgelegt werden. Diesen kann sie je nach Grad ihrer Eigenversorgung in weiten Teilen unabhängig von klassischen Stromlieferantengestalten. Bei der Preisgestaltung kann z.B. die Mitgliederstruktur und deren unterschiedliche Bedürfnisse berücksichtigt werden. Vulnerable Haushalte etwa könnten zu niedrigeren Tarifen Strom beziehen als andere Mitglieder, wenn dies von allen Mitgliedern der EEGe so beschlossen wird. In jedem Fall werden Beschaffungs- und Vertriebskosten für den eigenen Strom niedriger und individuell gestaltbarer sein als bei klassischen Stromlieferanten, was den Strompreis von vornherein mutmaßlich günstiger ausfallen lassen wird. Bei EE-Anlagen, die aus den Beiträgen der EEGe-Mitglieder vorfinanziert wurden, könnte der Preis für den hieraus erzeugten Strom, der innerhalb der EEGe verbraucht wird, theoretisch bei 0 Cent/kWh liegen. Allerdings müssen auch Wartungsarbeiten, Ersatzinvestitionen, die Verwaltung der EEGe und die Rechnungsstellung gegenüber den Mitgliedern mitberücksichtigt werden, ebenso wie anfallende Steuern, Umlagen und Abgaben, was in der Realität zu einem Strompreis von mehr als 0 Cent/kWh führen wird.

Beispiel 1:

Das folgende Beispiel zeigt Kosten und Erträge für eine 5 kWp PV-Anlage für das Jahr 2024, die innerhalb einer EEGe betrieben wird. Es wird angenommen, dass deren Förderung nach EEG ausgelaufen ist, der Strom kann aber weiter ins Netz eingespeist werden und wird vom Netzbetreiber in Höhe des Jahresmarktwertes für PV vergütet. Im Jahr 2024 betrug dieser 4,6 Cent/kWh. Allerdings kann der Anlagenbetreiber seine Anlage auch für den Eigenverbrauch optimieren lassen und den Überschussstrom an die EEGe, bei der er Mitglied ist, für 10 Cent/kWh verkaufen. Die Kosten für die Umrüstung auf Eigenverbrauch der Anlage wurden im Beispiel mit einmalig 750 € angesetzt. Der Betreiber spart dann die Kosten für den Strom, den er nicht aus dem Netz beziehen muss. Für letzteren wird im Beispiel ein Preis von 35 Cent/kWh angesetzt.

2024		Kosten	Erträge
BAU Szenario			
Jährliche Stromerzeugung (aus 5 kWp)	kWh		4.750
Volleinspeisung ins Netz (Stromverkauf 4,6 Cent/kWh)	€		218,50
EEGe Szenario			
Umrüstung auf Eigenverbrauch	€	750	
Eigenverbrauch (rund 30 %)	kWh		1.400
Kosteneinsparung im Vergleich zum Netzbezug (Strompreis 35 Cent/kWh)	€		490
Lieferung an EEGe	kWh		3.550
Erlöse aus EEGe (Stromverkauf 10 Cent/kWh)	€		335

Tabelle 2: Beispielrechnung für Kosten und Erträge einer innerhalb einer EEGe betriebenen 5 kWp PV-Anlage (Quelle: IZES)

In diesem Beispiel realisiert der Anlagenbetreiber bereits im ersten Jahr nach Anlagenumrüstung und Stromverkauf an seine EEGe einen kleinen Überschuss von 75 €, der sich im zweiten Jahr auf 825 € erhöht (bei gleichbleibenden Rahmenbedingungen). Davon müssen die Einnahmen abgezogen werden, die der Anlagenbetreiber bei Volleinspeisung von seinem Netzbetreiber erhalten hätte (218,50 €). Es verbleiben mithin 606,50 € zugunsten des Anlagenbetreibers, die sich aus den eingesparten Strombezugskosten und dem Verkauf des Überschussstroms an die EEGe ergeben. Es wurde davon ausgegangen, dass die seit 2023 geltende Befreiung von PV-Anlagen von der Einkommens- und Umsatzsteuerpflicht³⁶ auch auf Anlagen angewendet wird, die innerhalb einer EEGe betrieben werden.

Beispiel 2:

Hier pachtet eine EEGe einen Anteil von 10 kW an einer 100 kWp -Auf Dach-Anlage. Die EEGe hat keine weiteren eigenen Anlagen. Die folgende Rechnung bezieht sich nur auf den gepachteten Anteil der Anlage. Als Pachtkosten werden 30 € je kWp und Jahr für eine Dauer von 20 Jahren angenommen (300 € pro Jahr für 10 kWp). Auf den innerhalb der EEGe zirkulierenden Strom fallen außerdem Steuern, Abgaben, Netzentgelte inkl. MwSt. an. In diesem Beispiel müsste die EEGe ihren Mitgliedern mindestens einen Strompreis von rund 30 Cent/kWh in Rechnung stellen, um alle Kosten der Stromerzeugung aus ihrem PV-Anlagenteil zu decken.

³⁶ https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Downloads/BMF_Schreiben/Steuerarten/Einkommensteuer/2023-07-17-Photovoltaikanlagen-Steuerbefreiung.pdf?__blob=publicationFile&v=2 Abruf 9.5.25

2024		Kosten	Erträge
Pacht für 10 kWp für 20 Jahre (30 €/kW und Jahr)	€	6.000	
Betrieb, Wartung, Instandhaltung usw. (2 % d. Pachtkosten)	€	120	
Stromerzeugung pro Jahr	kWh		9.500
Stromgestehungskosten je kWh (20 Jahre)	€	0,032	
Netzentgelte je kWh	€	0,11	
Steuern, Abgaben usw. je kWh	€	0,13	
Dienstleistungen für EEGe (je kWh)	€	0,03	
Stromkosten je kWh	€	0,30	

Tabelle 3: Stromkosten innerhalb einer EEGe bei Pacht einer 10 kWp PV-Aufdachanlage über 20 Jahre (Quelle: IZES)

In den o.g. Beispielen wurde mit statischen Tarifen für den EE-Strom gerechnet.

Lokale Märkte mit dynamischen Tarifelementen könnten unter bestimmten Bedingungen außer den oben gezeigten Preisvorteilen zusätzlich zu einer gleichmäßigeren Netzauslastung unter Vermeidung von Lastspitzen in einer Region beitragen. Dies zeigen Banovic (2024) in ihrer Modellierung für Netznutzende in Deutschland, die auf Ebene eines Verteilnetzes (hinter einem Transformator von der Hoch- zur Mittelspannung) interagieren, wenngleich nicht als EE-Gemeinschaft. Dennoch gleichen die Akteur*innen am hier dargestellten lokalen Energiemarkt (LEM) den Mitgliedern einer EEGe insofern, als an diesem nur Haushalte und KMU teilnehmen können. Ein Anreiz zur Teilnahme am modellierten LEM ist, dass für den dort gehandelten Strom keine Stromsteuer anfällt. Banovic (2024, S. 2). Im Ergebnis zeigen unterschiedliche lastabhängige variable Netzentgelte im Vergleich zu einem Szenario mit den in Deutschland üblichen statischen Netztarifen eine Reduktion der negativen Residuallast um 4,7 % bis 30,5 % (Erzeugung unterschreitet Last bzw. Last ist höher als Erzeugung). Dabei erweist sich die Bepreisung kritischer Lastspitzen (Critical Peak Pricing CPP) als das effektivste Instrument zur Lastvermeidung. Bei der Leitungsauslastung zeigt sich beim CPP hingegen ein gegenteiliger Effekt: Die Auslastung erhöht sich um rund 4 % und mit einem dynamischen Stromtarif sogar um > 9 %. Durch die unterschiedliche Tarifgestaltung kann der Bezug aus dem übergeordneten Netz in Zeiten einer niedrigen aggregierten Last sogar ansteigen und so zu lokal höherer Leitungsauslastung beitragen. Mit Kapazitätzahlungen durch den Endkunden lässt sich dieser Effekt vermindern, weil hier die jeweils individuellen Spitzenlasten bepreist werden. Banovic (2024, S. 5)

6 Hinweise für die Gestaltung eines regulatorischen Rahmens

Die vorangehenden Ausführungen legen nahe, dass

- EEGe, deren Mitglieder unterschiedliche Lastprofile aufweisen, einen höheren Eigenversorgungsgrad erreichen und Lastspitzen weiter reduzieren als EEGe, in denen z.B. nur Haushalte Mitglieder sind.
- entsprechend flexible Stromtarife einschließlich flexibler Netzentgelte Lastspitzen im Verteilnetz reduzieren können.
- lokale Strommärkte die Nutzung von Flexibilitätsoptionen für eine effiziente Netzbetriebsführung unterstützen.
- EEGe als Ganzes eher Beiträge zu einem netzdienlichen Verhalten auf den unteren Spannungsebenen leisten können als Einzeloptimierungen von individuellen Verbrauchern.
- alle beteiligten Akteure von den EEGe-Mitgliedern, über den Netzbetreiber und Reststromlieferanten bis hin zu einem „Community Manager“ kommunizieren und zusammenarbeiten müssen. In einem solchen Fall kann ein Netzbetrieb erreicht werden, der nachfrageseitige Flexibilität und EE-Erzeugung möglichst optimal integriert.
- das Vorhandensein von intelligenten Mess-, Kommunikations- und Energiemanagementsystemen für ein netzdienliches Verhalten der EEGe unerlässlich ist.

Um die Vorteile des gemeinschaftlichen Stromteilens zu erschließen, bedarf es allerdings zuallererst eines regulatorischen Rahmens, der dies nicht nur erlaubt, sondern aktiv unterstützt. Energieteilen innerhalb einer EEGe muss daher rechtlich so einfach wie möglich sein. Das bedeutet, dass die EEGe als Rechtsperson von allen Lieferantenpflichten nach dem EnWG auf den von ihr selbst erzeugten und verbrauchten Strom befreit ist und ohne größeren Aufwand mittels Lieferverträgen unter den Mitgliedern den in ihren eigenen Anlagen erzeugten Strom mit diesen teilen darf. Andererseits müssen Netzbetreiber verpflichtet werden, bei Kund*innen, die sich einer EEGe anschließen möchten, vorrangig intelligente Messsysteme zu installieren und den EEGe-Managern Daten aus diesen zwecks Abrechnung zur Verfügung zu stellen. Dieser Vorrang sollte gesetzlich ebenso festgeschrieben werden, wie dies jetzt bereits im Messstellenbetriebsgesetz für Verbrauchende der Fall ist, die mehr als 6.000 kWh Strom pro Jahr verbrauchen und/oder über bestimmte Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen verfügen.

Außerdem sollte jedes EEGe-Mitglied Reststrom weiterhin von einem Lieferanten seiner Wahl beziehen können, in dessen Bilanzkreis es dann auch verbleibt. Dies vereinfacht die Betriebsführung für die gesamte EEGe. Dennoch sollte es auch möglich sein, dass eine EEGe sich für einen gemeinsamen Lieferanten für die Reststrombelieferung entscheidet, in dessen Bilanzkreis die EEGe dann geführt wird (s. dazu Abbildung 5, Fall 2). Damit sollten EEGe zumindest in einer ersten Phase keine eigenen Bilanzkreise führen müssen. In Österreich dürfen seit Anfang 2025 Privatpersonen, KMU und öffentliche Einrichtungen sogar in bis zu fünf unterschiedlichen EEGe Mitglied werden. Dies, so ein Netzbetreiber aus Österreich, verkompliziert jedoch das Management der EEGe erheblich und sollte, so seine Aussage, in Deutschland daher nicht

gleichermaßen umgesetzt werden. Um zunächst Erfahrungen mit EEGe auch in Deutschland zu sammeln, erscheint es mithin angemessen, die Mitgliedschaft in einer Gemeinschaft auf eine einzige zu begrenzen.

Die Gründung von EEGe im Sinne der RL (EU) 2018/2001 sollte spätestens ab 2026 ermöglicht werden. Ab dann müssen für deren Mitglieder intelligente Messsysteme zur Verfügung stehen und eine entsprechende Kommunikation von Seiten der Netzbetreiber bereitgestellt werden.

Um diese entsprechend effektiv und perspektivisch zur Netzentlastung einzusetzen, sollten regulatorisch auch lokaler Stromhandel und lokale dynamische Stromtarife eingeführt werden. Diese können jedoch ihre volle Wirkung nur dann entfalten, wenn die entsprechende technische Infrastruktur vorhanden ist. Deren Implementierung sollte daher bei der Einführung von lokalen Tarifen auch regulatorisch mit berücksichtigt werden.³⁷

Hierzu kann z.B. die Förderung einer Mess-, Steuer- und Kommunikationsausstattung auf Seiten der Endverbrauchenden gehören, um so deren Flexibilitätspotenziale zu erschließen. Das Fehlen einer entsprechenden technischen Ausstattung beim Endkunden führte z.B. lt. Viadere E. (2025) dazu, dass Mitglieder einer EEGe in Belgien ihre Lastverschiebungspotenziale nicht optimal erschließen und damit auch nicht nennenswert zu einer Verbrauchsglättung beitragen konnten.

Auch sollte geprüft werden, inwieweit die Energiewende durch die Einrichtung von EEGe gefördert wird, und ob damit Zielgruppen an dieser teilhaben können, die bis dahin nur Betroffene ohne eigene Handlungsmöglichkeiten waren.

³⁷ Vgl. auch hier zu den besonderen Herausforderungen lokaler dynamischer Tarife: <https://www.ffe.de/en/publications/energy-sharing-local-dynamic-tariffs/> Abruf 6.3.25

7 Literaturverzeichnis

Banovic, O. et al. (2024): On grid-serving grid tariff design in Local Energy Markets. In: *Electric Power Systems Research* 234 (110655).

Berg K., Hernandez-Matheus A., Aragüés-Penalba M. (2024): Load configuration impact on energy community and distribution grid. Quantifying costs, emissions and grid exchange. In: *Applied Energy* 363 (123060).

Crowley B., Kazempour J., Mitridati L. (2025): How can energy communities provide grid services? A dynamic pricing mechanism with budget balance, individual rationality, and fair allocation. In: *Applied Energy* 382 (125154).

EWS, FfE (2024): Flexibilisierung des Stromsystems. Beitrag von Energy Sharing für Netz-, System- und Marktdienlichkeit - neun Thesen zur Ausgestaltung.

Exner C. et al. (2023): flexQgrid. Praxisorientierte Umsetzung des quotenbasierten Netzampelkonzeptes zur Flexibilitätsnutzung im und aus dem Verteilnetz.

Gesetzentwurf der Bundesregierung (26.11.2024): Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts im Bereich der Endkundenmärkte, des Netzausbaus und der Netzregulierung.

iöw (2022): Energy Sharing: Eine Potenzialanalyse. Online verfügbar unter https://www.ioew.de/fileadmin/user_upload/BILDER_und_Downloaddateien/Publikationen/2022/Energy_Sharing_Eine_Potenzialanalyse_1.pdf, zuletzt geprüft am 06.05.2025.

Stute J., Klobasa M. (2024): How do dynamic electricity tariffs and different grid charge designs interact? Implications for residential consumers and grid reinforcement requirements. In: *Energy Policy* 189.

Velkovski B. et al. (2024): Impact of tariff structures on energy community and grid operational parameters. In: *Sustainable Energy, Grids and Networks* 38 (101382).

Viadere E. (2025): Promoting energy-sharing communities: Why and how? Lessons from a Belgian pilot project. In: *Energy Policy* 198 (114483).