

Lohnt sich die österreichische Energiegemeinschaft auch für Deutschland? – Eine Fallstudie

Arne Surmann, Thomas Erge, Matthias Kühnbach und Robert Kohrs

Österreich hat mit der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft die Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II) der EU in nationales Recht überführt. In Deutschland gibt es bisher kein Modell, das es privaten Akteuren erlaubt, innerhalb einer Gemeinschaft unter Nutzung des öffentlichen Netzes Strom zu handeln oder zu teilen. Im Rahmen dieses Artikels wurde ein Community-Handel für ein reales Mischquartier mit 27 Gebäuden und einer PV-Erzeugung von 3.925 MWh unter Beachtung der österreichischen Regulatorik simuliert. Wie das hier erläuterte Fallbeispiel im Projekt EnStadt:Pfaff zeigt, würde eine solche EEG auch in Deutschland ökonomische Mehrwerte schaffen und die Energiewende aus Bürgerhand vorantreiben.

Energiegemeinschaften in Deutschland

In Deutschland existieren derzeit eine Reihe von „Energiegemeinschaften“, welche jedoch nur einen Teil der Aspekte abbilden können, die durch die Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II) mit den Zielstellungen Eigenversorgung und Energy Sharing definiert wurden. Insbesondere ein gemeinschaftlicher Eigenverbrauch von selbst erzeugten Strommengen stößt auf regulative Hürden. Details hierzu wurden in verschiedenen Studien diskutiert, so in [1] und [2].

Eine verbreitete Form von Energiegemeinschaften sind **Energiegenossenschaften**, welche in der Regel reine Investitionsprojekte sind, bei denen die Genossenschaft Anlagen besitzt und finanziell durch die Stromvermarktung profitiert. Diese Vermarktung kann auch lokal erfolgen, ist jedoch weder ein typisches noch ein notwendiges Merkmal und bietet keine finanziellen Vorteile gegenüber der klassischen Vermarktung.

Daneben existieren **Mieterstrommodelle**, bei denen ein Betreiber Strom aus Solaranlagen auf dem Dach eines Wohngebäudes ohne Netzdurchleitung an Letztverbraucher im selben Gebäude oder Quartier liefert. Dafür kann der Betreiber unter gewissen Voraussetzungen einen Zuschlag erhalten (§21 (3) EEG 2021). Die Mieter selbst bilden in diesem Konstrukt keine Gemeinschaft mit verbindenden Elementen.

Schlussendlich finden sich in Deutschland weitere Bezeichnungen, wie „Regionalstrom“, „Community-Strom“ oder „Nachbarschaftsstrom“, die jedoch keine Energiegemein-



Zielvorstellung des Leuchtturmsprojekts, eine ehemalige Industriebrache

Bild: Fraunhofer ISE

ten im Sinne der RED II begründen, sondern klassische Stromverträge mit regionalem Bezug darstellen.

Energiegemeinschaften in Österreich

In Österreich wurden mit dem Mitte 2021 beschlossenen „Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG)“ neue Instrumente zur Teilnahme an der Energiewende geschaffen, hierbei insbesondere die „Energiegemeinschaften“, die privaten, öffentlichen und gewerblichen Akteuren offenstehen, und Gemeinnützigkeit über Gewinn stellen sollen. Es werden zwei Arten definiert: **Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft (EEG)** und **Bürgerenergie-gemeinschaft (BEG)** [3].

EEGs sind lokal begrenzt und müssen sich im selben Netzgebiet befinden. Auch Wärme und Gas können innerhalb der EEG erzeugt und gehandelt werden, sofern diese aus er-

neuerbaren Quellen stammen. BEGs hingegen können auch überregional gegründet werden und dienen ausschließlich dem Austausch elektrischer Energie, die jedoch nicht erneuerbar erzeugt worden sein muss.

Für EEGs wurden verschiedene finanzielle Vorteile definiert (z.B. Reduktion der Netzegebühren), welche für BEGs nicht bestehen. Eine gesetzliche Vorgabe zur Strompreisgestaltung innerhalb der Gemeinschaft gibt es nicht. Grundsätzlich können die Erzeugungsanlagen einer EEG im Eigentum der Gemeinschaft oder einzelner Mitglieder stehen. Für die Aufteilung des Stroms kann ein statischer Zuordnungsschlüssel vereinbart werden, welcher Anteile der erzeugten Energie einer Anlage den Teilnehmenden zuordnet, oder ein dynamisches Aufteilungsmodell, bei dem der Strom bedarfsgerecht im Verhältnis der Verbräuche aufgeteilt wird [4]. Überschüssiger Strom wird als Gemeinschaftsüberschuss ins Netz ab-

gegeben und der Erlös der Gemeinschaft zugeordnet. Im dynamischen Aufteilungsmodell besteht ein erhöhter Anreiz, flexible Lasten in Zeiten mit hoher Deckung aus Erzeugung innerhalb der Gemeinschaft zu verschieben (Eigenverbrauchsmaximierung).

Laut einer Erhebung bei den Netzbetreibern durch „Österreichs Energie“, die Interessenvertretung der österreichischen E-Wirtschaft, im März 2022 sind 14 EEGs in Betrieb, 34 in Umsetzung und 88 in Planung [5].

Für die im Folgenden beschriebene Studie wurde angenommen, dass sich die regulativen Bedingungen für ein Quartier in Deutschland analog zur Situation für EEG in Österreich gestalten und untersucht, welche energetischen und wirtschaftlichen Potentiale sich in diesem Rahmen erschließen lassen.

Vorgehensweise – EEG-Simulation & Community-Handel

Das Simulationstool

Die verwendeten elektrischen Last- und Erzeugungsprofile wurden mit dem stochastischen Simulationstool synPRO des Fraunhofer ISE erzeugt. Dieses generiert Leistungsprofile für die Sektoren Strom, Wärme und Mobilität, von einzelnen Endgeräten und Gebäudetechnik bis zu aggregierten Quartiersprofilen mit aktivem Energiemanagement. Mehr Infos zum Tool unter <https://synpro-lastprofile.de/>

Im Mittelpunkt dieses Beitrags steht die Frage, wie eine Energiegemeinschaft in Deutschland aussehen könnte und welche ökonomischen Effekte die Anwendung der österreichischen Regulatorik für die Teilnehmenden nach sich zieht. Dazu werden das Stromnachfrage- und Stromlastprofil eines Demonstrationsquartiers für drei Szenarien simuliert. Um eine relevante Aussage für eine möglichst große Zahl potenziell bereits vorhandener Energiegemeinschaften zu treffen, verzichten wir auf Nutzung von Flexibilitätsoptionen. Dies bedeutet, dass sich die Szenarien lediglich in der Art der Energiebilanzierung und Abrechnung, jedoch nicht hinsichtlich ihrer physikalischen Energieflüsse unterscheiden.

Das Projekt EnStadt:Pfaff

Im Leuchtturmprojekt EnStadt:Pfaff werden innovative Lösungen für die Sektoren Energie, Gebäude, Elektromobilität und Digitalisierung in städtischen Quartieren interdisziplinär erforscht und demonstriert. Das Projekt wird gefördert von BMWK und BMBWF mit dem Ziel, die Energiewende in Quartieren voranzutreiben. Mehr Infos zum Projekt unter <https://pfaff-reallabor.de/>

Bei dem für diese Studie **gewählten Quartier** handelt es sich um eine ehemalige Industrieanlage des Nähmaschinenherstellers Pfaff in Kaiserslautern. Die Industriebranche wird im Zuge des Projekts EnStadt:Pfaff neu erschlossen, es kommt zu Teilrenovierungen im Bestand und Neubau mehrerer Gebäude. Das Quartier besteht aus 27 Mischnutzungsgebäuden, wobei 76 % der Nutzungseinheiten für den Bereich GHD vorgesehen sind, 24 % entfallen auf Wohneinheiten.

Es werden **drei Szenarien** zur finanziellen Bewertung der EEG aus Mitgliedersicht formuliert:

1) Volleinspeisung: In diesem Szenario erwirbt das Quartier PV-Anlagen auf den Dächern der Gebäude und speist 100 % des erzeugten Stroms ins Netz (Vergütung für Volleinspeisung). Dieses Modell ist z.B. in Form einer Energiegenossenschaft bereits heute möglich, stellt jedoch keine Energiegemeinschaft nach RED II dar.

2) Eigenverbrauch: Im zweiten Szenario werden dieselben PV-Anlagen wie in 1) installiert. Die erzeugte PV-Energie wird zunächst zur direkten Deckung der elektrischen Last innerhalb der Gebäude genutzt, auf denen sich die Anlagen befinden. Überschüsse werden ins Netz eingespeist und mit der Einspeisevergütung für Überschusseinspeisung vergütet.

3) Energiehandel: Dieses Szenario baut auf Szenario 2) auf und ergänzt dieses durch die Option, PV-Überschüsse über das öffentliche Netz mit Gebäuden innerhalb des Quartiers zu handeln. Hier besitzt jede Hausgemeinschaft die eigene PV-Anlage und alle Hausgemeinschaften schließen sich zu einer EEG zusammen. Energiewirtschaftlich entsteht

somit eine Zwischenebene, auf der zusätzlich zur Abrechnung am Hausanschluss sowie auf Energiesystemebene Energie gehandelt bzw. abgerechnet wird.

Zur Untersuchung der **Wirtschaftlichkeit** wurden aktuelle Strompreise auf das Jahr 2023 projiziert und durch Annahmen aus der Literatur zu regulatorischen Bestimmungen ergänzt. Als Einkaufspreis für Reststrom wurde der durchschnittliche Day-Ahead-Preis für 2021 herangezogen [6]. Weitere Preisbestandteile wurden aus dem örtlichen Grundversorgungsstarif des Pfaff-Quartiers entnommen [7] (Gültigkeit für 2022), wobei für die Prognose ins Jahr 2023 alle Bestandteile identisch angenommen werden und lediglich die EEG-Umlage auf 0 ct/kWh reduziert wird [8]. Für Strom, der auf dem Dach eines Gebäudes erzeugt und im selben Gebäude verbraucht wird, fallen keine Kosten an. Dies gilt unabhängig davon, ob es sich um ein privates Einfamilienhaus handelt (aktuell bereits der Fall), ein Mieterstromobjekt (hier war bis Mitte 2022 die EEG-Umlage fällig) oder einen Teil einer Energiegemeinschaft. Für Strom, der auf dem Dach eines Gebäudes innerhalb der EEG erzeugt und in einem anderen Gebäude verbraucht wird, nehmen wir einen Wegfall sämtlicher Umlagen an, basierend auf einem Vorschlag des Bündnis Bürgerenergie [9].

Weiterhin nehmen wir an, dass die Konzessionsabgabe von Seiten der Kommunen auf 0 ct/kWh reduziert wird, um Vor-Ort-Initiativen der Bürger aktiv zu fördern. Beim Arbeitspreis des Netzentgelts orientieren wir uns am österreichischen Vorbild, welches eine Reduktion um 57 % vorsieht, sofern alle Beteiligten innerhalb eines Niederspannungsnetzes miteinander verbunden sind [3]. Als Gewinnmarge für Haus-zu-Haus Energieaustausch nehmen wir pauschal 15 ct/kWh an, um einen Anreiz gegenüber der Volleinspeisung (für Anlagen < 10 kWp) zu generieren, aber weiterhin unterhalb des Preises für Reststromlieferungen zu bleiben. Bei der PV-Einspeisung orientieren wir uns am österreichischen Modell insofern, als dass maximal 50 % der EEG-Erzeugung gefördert wird (EAG § 80 (2) [10]), anders als im österreichischen Modell gehen wir jedoch von der deutschen Einspeisevergütung anstelle der dort verwendeten Marktprämie aus. Bei der Einspeisevergütung wird ab 2023 unterschieden zwischen Volleinspeisung und Überschusseinspeisung [11]. Die angesetzten Wer-

	Arbeitspreis 2023 (ct/kWh)				
	PV		Reststrom		
	Eigenverbrauch	Handel			
Beschaffung	0	0	9,684 ¹		
Marge und Vertrieb	0	15	2,156*		
Netzentgelt	0	1,956 ²	4,55 ³		
Umlagen und Konzessionsabgabe	0	04	4,87 ⁵		
Umsatzsteuer (19 %)	0	2,271	4,040		
Netto	0	16,956	21,267		
Brutto	0	20,178	25,308		
	Einspeisevergütung (ct/kWh)				
	<10 kW	<40 kW	<100 kW	<400 kW	<1 MW
Volleinspeisung ⁶	13	10,9	9	9	7,7
Überschusseinspeisung ⁶	8,2	7,1		5,8	

Quellen: *Annahme, um auf den Netto-Arbeitspreis zu kommen, ¹ [6], ² [3], ³ [12], ⁴ [9], ⁵ [7], ⁶ [11, 13]

Tab. 1 Wirtschaftliche Annahmen

te für verschiedene Anlagengrößen sowie die Stromkosten sind in Tab 1 dargestellt.

Ergebnis der EEG-Simulation

Innerhalb dieses Abschnitts sollen zunächst die zu Grunde liegende Last und Erzeugung genauer betrachtet werden. Dies dient dazu, das Potential des Demonstrationsquartiers für eine Bilanzierung in einer EEG einzuschätzen. Anschließend wird auf das wirtschaftliche Potential für die Teilnehmenden der EEG eingegangen.

Energiebilanz

Insgesamt haben alle Gewerbe- und Wohneinheiten innerhalb der 27 Gebäude einen aggregierten Energieverbrauch von 6.502 MWh. Die kumulierte PV-Leistung beträgt 3.759

kWp und erzeugt 3.925 MWh in der Jahressimulation, was eine durchschnittlichen Jahresausbeute von 1.044 kWh/kWp ergibt. Im optimalen Fall könnte die PV-Leistung demnach 60 % des Verbrauchs decken. Die Autarkiequote reduziert sich auf 28 %, wenn nur ein zeitgleicher Eigenverbrauch innerhalb der Gebäude betrachtet wird und kann auf 34 % gesteigert werden, wenn Handel zwischen den Gebäuden zugelassen wird (siehe Abb.). Von der erzeugten PV-Energie werden auch bei aktivem Handel 43 % der Energie als Überschuss ins Netz eingespeist.

Allgemein fällt auf, dass der zusätzliche Anteil an PV-Eigenverbrauch, der durch einen Quartiershandel erschlossen werden könnte, mit 6 % des Gesamtverbrauchs gering, wenn auch nicht vernachlässigbar ist. Dies ist ins-

besondere auf die lokale Gebäudenutzungsstruktur im untersuchten Anwendungsfall EnStadt: Pfaff zurückzuführen, bei dem ein Großteil der Gebäude bereits als urbanes Mischgebiet (§ 6 BauNVO) ausgewiesen wurde. Von diesem ist wiederum der Großteil für den Gewerbe- Handels- und Dienstleistungssektor vorgesehen.

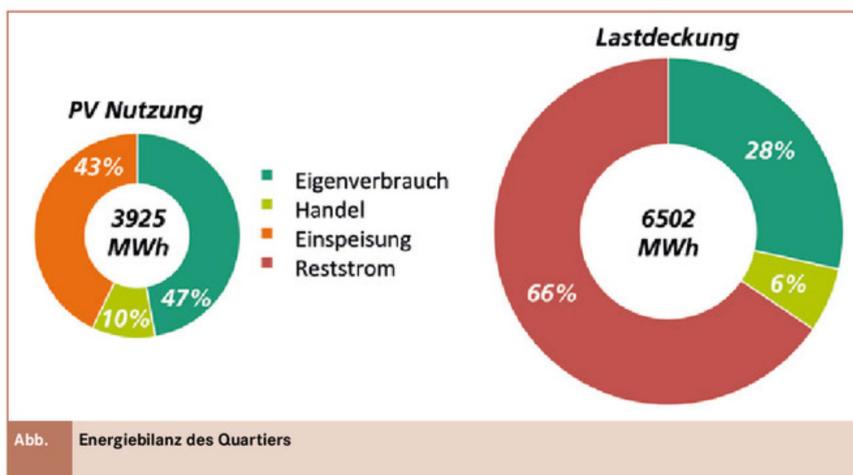
Der GHD-Bereich stellt 87 % der Last im Quartier. Da die Produktivzeiten während des Tages bestehen, fallen Zeiten mit hoher Erzeugung von PV-Energie mit Zeiten erhöhten Lastaufkommens zusammen, anders als es in einem reinen Wohngebiet der Fall wäre. Bei einer Unterteilung in reine Wohngebäude und reine GHD-Gebiete würde sich der Anteil des Eigenverbrauchs im Wohnbereich verringern, das Potential für Quartiershandel allerdings erhöhen.

Attraktivität der EEG für teilnehmende Akteure

Szenarienübersicht

- 1. Volleinspeisung:** Gebäude speisen sämtliche PV-Erzeugung ins Netz ein und erhalten einen fixen Vergütungssatz in Relation zur Anlagengröße
- 2. Eigenverbrauch:** Gebäude decken ihren Eigenverbrauch behind-the-meter und speisen Überschüsse ein.
- 3. Energiehandel:** Gebäude maximieren ihren Eigenverbrauch und handeln ihre Überschüsse innerhalb der EEG, bevor Einspeisung erfolgt.

Das gewählte Quartier verbraucht durch die interne Gebäudestruktur bereits einen großen Teil des Stroms im Gebäude. Dies führt jedoch nicht zwingend dazu, dass das Szenario 2, Eigenverbrauch, damit attraktiver ausfällt als das Szenario 1, Volleinspeisung. Zwar profitiert die Gemeinschaft im Ganzen – wie aus Tab. 2 ersichtlich – von einem Eigenverbrauch im Gebäude mit einer durchschnittlichen Energiekostenreduktion von 3,0 ct/kWh, jedoch ist die Spanne zwischen den Gebäuden groß. Das größte Potential ergibt sich für ein reines GHD-Gebäude mit großer Last im Vergleich zur PV-Erzeugung mit einer Einsparung von 5,0 ct/kWh. Andere Gebäude weisen jedoch eine negative Bilanz auf. Dies ist dann der Fall, wenn eine große PV-Anlage einem geringen Jahresenergieverbrauch gegenübersteht, und/oder wenn



Szenario	Bezugsszenario	Ø Einsparpotential des Quartiers gegenüber Bezugsszenario			individuelles Geb.	
		Absolut (T€)	Relativ	Normiert auf Last (ct/kWh)	Min	Max
2. Eigenverbrauch	1. Volleinspeisung	194	15 %	3,0	-5,6	5,0
3. Energiehandel	1. Volleinspeisung	255	21 %	3,9	1,4	7,7
3. Energiehandel	2. Eigenverbrauch	62	6 %	0,9	0,3	12,1

Tab. 2 Wirtschaftlichkeit für die Quartiersakteure

Last- und Erzeugungsprofil nicht zueinander passen. In der Simulation entstehen so maximale Mehrkosten von 5,6 ct/kWh. Bei einer Unterscheidung in Voll- und Überschusseinspeisung ergibt sich also keine einheitliche Empfehlung für die Gebäude im Quartier, eine Vor-Ort-Versorgung anzustreben.

Anders bei Anwendung des österreichischen Modells mit aktivem Energiehandel im Szenario 3. Hier kann gegenüber dem reinen Eigenverbrauch mit Überschusseinspeisung ein zusätzlicher Gewinn von 0,9 ct/kWh innerhalb des Quartiers erwirtschaftet werden. Gegenüber der Volleinspeisung entspricht dies einem Gewinn von 3,9 ct/kWh. Wichtiger als der durchschnittliche Gewinn ist jedoch die Tatsache, dass es für alle Gebäude sinnvoll ist, sich zu einer EEG mit Energiehandel zusammenzuschließen. Im schlechtesten Fall ergibt sich immer noch ein Gewinn von 0,3 ct/kWh. Somit muss keine Einzelfallbetrachtung vorgenommen werden, bevor sich alle Häuser entscheiden, zusammen eine EEG zu gründen.

Fazit und Ausblick

Die Ergebnisse zeigen, dass es für das untersuchte Quartier sinnvoll ist, sich zu einer Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft nach österreichischem Vorbild zusammenzuschließen und aktiven Handel zwischen Gebäuden zu betreiben. Die neuen regulatorischen Rahmenbedingungen, welche für das Jahr 2023 momentan vorgesehen sind, schaffen in diesem Kontext keine Anreize. Die etwa doppelt so hohe Vergütung für Volleinspeisung gegenüber der Überschusseinspeisung führt beispielsweise dazu, dass die Motivation für Betreiber von PV-Anlagen auf Gebäuden steigt, die komplette Erzeugung einzuspeisen. Dies

zeigt sich auch im betrachteten Simulationsquartier, denn nicht alle Gebäude profitieren vom Eigenverbrauch. Wenn eine große PV-Anlage einem geringen Jahresenergieverbrauch gegenübersteht, und/oder wenn Last- und Erzeugungsprofil nicht zueinander passen, ist es von Vorteil, eine Volleinspeisung zu wählen. Wird jedoch ein gebäudeübergreifender Stromhandel eingeführt, profitieren alle Gebäude von einem Modell mit Eigenverbrauch, Überschusshandel und Reststromeinspeisung. Eine EEG nach österreichischem Vorbild wäre somit ein Gewinn hinsichtlich der Incentivierung der Vor-Ort-Versorgung. Insgesamt reduzieren sich die Stromkosten gegenüber der Volleinspeisung um 3,9 ct/kWh.

Um eine EEG Realität werden zu lassen, sind jedoch einige regulatorische Hürden zu beseitigen, um für die Gemeinschaft gewinnbringenden Quartiershandel zu ermöglichen. Die aktuell geplante deutsche Regulatorik sorgt eher für eine Verlagerung weg von einer Optimierung der Vor-Ort-Versorgung hin zu einer Optimierung auf übergeordneter Netzebene.

Die quantitativen Aussagen dieses Beitrags sind quartiersspezifisch, dennoch können qualitative Aussagen auf andere Quartiere übertragen werden. Generell gilt, je höher die Überschüsse einzelner Gebäude und je unterschiedlicher deren Lastprofile desto attraktiver sind diese für einen Energiehandel im Rahmen einer Energiegemeinschaft. Innerhalb der Untersuchung wurde bewusst auf die Berücksichtigung von Flexibilitätsoptionen verzichtet. Gleichzeitig ist davon auszugehen, dass die Aktivierung von Flexibilitätsressourcen wie Batterieheim- oder Communityspeichern sowie Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen den

Anteil des direkt in Gebäuden, aber auch im Quartier gehandelten Stromes erhöhen würde. Dies wäre aus ökonomischer Sicht attraktiv für die Teilnehmenden und könnte gleichzeitig übergeordnete Netzebenen entlasten.

Am Schluss soll nochmals darauf verwiesen werden, dass entsprechend der formulierten Grundanliegen bei EEGs nicht nur primär der wirtschaftliche Vorteil im Vordergrund stehen soll, sondern auch gesellschaftliche Mehrwerte durch stärkere Partizipation der Einzelnen bringen können. Sie schaffen ein Umfeld, in dem Bewohner sowie Unternehmen innerhalb eines Quartiers gemeinsam PV-Anlagen auf bisher ungenutzten Dachflächen realisieren und ermöglichen auf diese Weise die Beteiligung von Bürgern an der Energiewende.

Quellen

- [1] Izes gGmbH: Stand der Umsetzung der RED II-Richtlinie in Deutschland mit Blick auf die Bürgerenergie, Saarbrücken und Berlin, 28.07.2021 [online] https://www.buendnis-buergerenergie.de/fileadmin/user_upload/downloads/Studien/20210728_IZES_Kurzstudie_BBEN_RED_II_final.pdf
- [2] Schwarz, L.; Di Nucci, M. R.; Krug, M.: Finanzierung als Bürde für die Umsetzung von Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften – Status Quo und Handlungsbedarf für die Energiepolitik. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 72(4): 30-35 (April 2022) [online] https://www.polsoz.fu-berlin.de/polwiss/forschung/grundlagen/ffn/aktuell/001-dateien/et_2022_04_Schwarz.pdf
- [3] Österreichische Koordinationsstelle für Energiegemeinschaften: Was sind Energiegemeinschaften? Wien 2022 [online] <https://energiegemeinschaften.gv.at/grundlagen/> In diesem Artikel wird das Akronym EEG für „Erneuerbare-Energien-Gemeinschaft“ gemäß österreichischer Terminologie verwendet, mit Ausnahme der EEG-Umlage, die sich im deutschen Erneuerbare-Energien-Gesetz als Abkürzung etabliert hat.
- [4] EDA Anwenderportal: Benutzerhandbuch für Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften, v 3.0.2 vom 25.03.2022 [online] <https://www.eda.at/pdf/anwenderportalbenutzerhandbucheeg.pdf>
- [5] ORF: Gemeinschaft als Antwort auf Energiefrage, 27.05.2022 [online] <https://orf.at/stories/3265040/>

- [6] Energy-chart.info: Annual electricity spot market prices in Germany 2021 [online] https://energy-charts.info/charts/price_average/chart.htm?l=en&c=DE&chartColumnSorting=default&interval=year&year=2021&legendItems=100000000
- [7] Stadtwerke Kaiserslautern: Tarifrechner – Grundversorgungstarif für das Jahr 2022. [online] <https://www.meineswk.de/tarifrechner/homepage/SP/90000/67655288145005/67655/Kaiserslautern/Innenstadt/K%C3%B6nigsstra%C3%9Fe/154>
- [8] Bundesgesetzblatt Jahrgang 2022 Teil I Nr. 17: Gesetz zur Absenkung der Kostenbelastungen durch die EEG-Umlage und zur Weitergabe dieser Absenkung an die Letztverbraucher, Bonn, 23.05.2022 [online] https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/sites/default/files/2022-05/12_BGBL_747_220527.pdf
- [9] Bündnis Bürgerenergie e.V.: Konzeptpapier Energy Sharing: Partizipation vor Ort stärken & Flexibilität aktivieren, Berlin, 07.10.2021 [online] https://www.buendnis-buergerenergie.de/fileadmin/user_upload/BBEn_Konzeptpapier_Energy_Sharing_Stand_vom_07.10.21.pdf
- [10] RIS: Bundesgesetz über den Ausbau von Energie aus erneuerbaren Quellen (Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz – EAG) StF: BGBl. I Nr. 150/2021, Österreich [online] <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20011619>
- [11] Bundesrat: Gesetz zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor, Drucksache 315/22, 08.07.2022 [online] <https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/sites/default/files/2022-07/0315-22.pdf>
- [12] Stadtwerke Kaiserslautern: Preisblatt Netznutzung Strom, Kaiserslautern, 20.12.2021 [online] https://www.swk-kl.de/fileadmin/data/downloads/pdfs/netze/stromnetz/Preisblatt_01.01.2022_SWK.pdf
- [13] Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2021) § 53 Verringerung der Einspeisevergütung. Satz (1) 2. [online] https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/_53.html

*A. Surmann, T. Erge, M. Kühnbach und R. Kohrs, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg
Arne.surmann@ise.fraunhofer.de*

Die Erkenntnisse zu diesem Bericht beruhen auf Arbeiten im Projekt EnStadt:Pfaff, gefördert durch BMWK und BMBF. Die Forschungsfrage entstand im Fraunhofer Cluster of Excellence Integrated Energy Systems (CINES) <https://www.cines.fraunhofer.de/>

NEWS | MAGAZINE | JOBS | MARKTPARTNER | TERMINE

www.energie.de/marktpartner

Mit interaktiver Map

Das Portal der Energiewirtschaft

energie.de