
Energy Sharing für die Bürgerenergie

Positionspapier

Positionspapier: Energy Sharing für die Bürgerenergie

Die Transformation unseres Energiesystems ist dann erfolgreich, wenn die Menschen mitbestimmen, mitverdienen und mitmachen können. Das stärkt den gesellschaftlichen Zusammenhalt, macht unsere Demokratie krisenfester und schafft Einkommen und Einnahmen für Bürger*innen und Kommunen.

Energy Sharing für die Bürgerenergie ist dafür ein unentbehrliches Instrument. Denn die Teilhabe der Bürger*innen

- fördert die gesellschaftliche Akzeptanz und Beteiligung am Umbau des Energiesystems;
- stellt die lokale Wertschöpfung und die gerechtere Verteilung dieser sicher;
- stellt die Nutzung von Flexibilitätspotenzialen zur Förderung der Digitalisierung und Beschleunigung des Transformationsprozesses sicher;
- steigert das Interesse am Bau von EE-Anlagen und mobilisiert damit private wie öffentliche Investitionen;
- schafft Anreize, den Stromverbrauch an die Erzeugung der gemeinschaftlich genutzten Anlagen auszurichten;
- erzeugt marktlich, volkswirtschaftlich wie auch netztechnisch positive Effekte und kann dazu beitragen, schneller mehr erneuerbare Erzeugung und mehr neue, flexible Stromverbraucher in das bestehende Stromnetz zu integrieren;
- kann durch die Regionalisierung von Stromerzeugung und -verbrauch dazu beitragen, dass weniger Energie-Infrastruktur benötigt und somit ein positiver Beitrag zum Naturschutz erzielt wird;
- bringt die Demokratieförderung im Energiesystem voran.

Die Europäische Union hat das Potential von Energy Sharing in Bürgerenergiegesellschaften¹ (BEGen) erkannt und bereits 2019 in Art. 22 der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II) mit einer Umsetzungsfrist bis Mitte 2021 verankert. Die Frist lief ohne entsprechende Umsetzung in deutsches Recht ab. Die Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie (EMD), die im April 2024 vom Europäischen Parlament beschlossen wurde, spezifiziert zentrale Aspekte des Energy Sharing und weitet das Recht auf Energy Sharing aus auf alle aktiven Kund*innen. Die Rolle von BEGen beim Energy Sharing erkennt die Richtlinie in Art. 15a Abs. 9 EMD jedoch explizit an. Daher ist es dringend notwendig, dass bei der Umsetzung von Energy Sharing nach EMD Art. 15a in Deutschland auch BEGen berücksichtigt werden.

Energy Sharing in BEGen ermöglicht bei richtiger Ausgestaltung, dass Bürger*innen nicht mehr nur Erneuerbare-Energien-Anlagen gemeinsam betreiben, sondern den Strom ihrer Anlagen auch gemeinsam nutzen können. Die Einbindung von Wind- und PV-Parks, großen PV-Dachanlagen sowie Energiespeichern von BEGen in Energy Sharing-Konzepte dient der **gemeinsamen Nutzung von Energie, die von einer Anlage erzeugt wird, welche sich im kollektiven Besitz der Verbraucher*innen befindet oder von diesen gepachtet oder**

¹ Die Bürgerenergiegesellschaft nach EEG § 3 Nr. 15 ist die Umsetzung im nationalen Recht der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften und Bürgerenergie-Gemeinschaften aus dem EU-Recht

gemietet wurde. Zielsetzung ist die Einbindung von Wind- und Solarparks, bei denen die Akzeptanz oft eine Herausforderung ist.

Eine wichtige Neuerung der EMD gegenüber der RED II ist, dass für Energy Sharing auch die Option der Teilversorgung vorgesehen ist. Für ein Vollversorgungsmodell für Energy Sharing in BEGen haben [das Bündnis Bürgerenergie, der Bundesverband Erneuerbare Energie und die Bundesgeschäftsstelle Energiegenossenschaften beim DGRV](#) zusammen mit anderen Akteuren bereits einen entsprechenden Vorschlag zur Ausgestaltung im Sommer 2023 vorgelegt. Der Vorschlag setzt auf etablierter energiewirtschaftlicher Praxis auf, sieht klare Verantwortlichkeiten in der Umsetzung für die beteiligten Marktrollen vor und behält für Vollversorgungsmodelle auch im Lichte des Art. 15a EMD seine Gültigkeit. Daher greifen wir in der Folge darauf zurück und machen darüber hinaus neue Vorschläge für **Teilversorgungsmodelle**. Damit meinen wir sowohl die gemeinsame Nutzung von überschüssiger Energie, die von Anlagen einzelner Betreiber*innen erzeugt wird, mit anderen Verbraucher*innen im regionalen Umkreis, als auch die gemeinsame Nutzung von überschüssiger Energie mehrerer Anlagen im Eigentum von BEGen.

1. Akteur*innen

Wir begrüßen, dass Haushalte, KMUs und Kommunen als aktive Kund*innen an Energy Sharing nach Art. 15a EMD teilnehmen dürfen. Wir fordern jedoch, dass **Unternehmen**, welche **größer als KMUs** (gemäß der europäischen Definition Artikel 3 des Anhangs I der Verordnung (EU) Nr. 651/2014 der Kommission vom 17. Juni 2014 (ABl. L 187 vom 26.6.2014, S. 1)) sind, in der Umsetzung in deutsches Recht **vom Recht auf Energy Sharing ausgeschlossen werden**. Großunternehmen haben aus unserer Sicht bereits ausreichende Möglichkeiten, selbst am Energiemarkt aktiv zu werden. Großunternehmen können jedoch bei der Umsetzung als Dienstleister unterstützen.

Der **Energy Sharing Organiser** (ESO) wird wie von der EMD vorgesehen als neue Marktrolle eingeführt, der von Energy Sharing-Anwender*innen beauftragt werden kann, um Datenkommunikation mit Netzbetreibern und weiteren Marktakteuren zu übernehmen, sowie ggf. abrechnungs- und bilanzierungsrelevante Daten zu bearbeiten und mit relevanten Marktpartnern zu teilen. Diese neue Rolle bietet erhebliches Vereinfachungspotential und gleichzeitig große Freiheitsgrade. Der ESO übernimmt je nach Voll- oder Teilversorgung unterschiedliche Funktionen.

In Vollversorgungsmodellen sowie in Teilversorgungsmodellen, für die keine Ausnahme der Lieferantenverpflichtungen gilt, übernimmt der ESO die Rolle des Lieferanten als Dienstleister, der eine Voll- bzw. Teilversorgung umsetzt. In Teilversorgungsmodellen ohne Lieferantenverpflichtungen übernimmt der ESO die Rolle des Bilanzierungsgebietsverantwortlichen, der im Auftrag der Teilnehmenden die Messwertzuordnung zu Bilanzkreisen teilnehmender Lieferanten sowie zur Sharingversorgung übernimmt. Über die vollständigen Rechte und Pflichten siehe weiter unten.

2. Radius

Wir begrüßen, dass Mitgliedstaaten in der Ausgestaltung von Energy Sharing im nationalen Recht den geographischen Radius festlegen können.

Die Akzeptanz von großen Wind- und Solarparks ist eine besondere Herausforderung bei der Energiewende. BEGen stellen einen effektiven Hebel dar, um Bürger*innen in solche Großprojekte einzubinden. Daher empfehlen wir dringend, dass Energy Sharing von BEGen im Rahmen von Vollversorgungsmodellen, so wie in unserem Positionspapier aus 2023 beschrieben, an Abnahmestellen in Postleitzahlengebieten, die sich ganz oder teilweise **im Umkreis von 50 Kilometern** um die Gemeinde befinden, in dem sich der Standort der Anlage befindet, möglich ist. Wir empfehlen diesen Radius auch deshalb, weil er für die Umsetzung auf bereits etablierte Infrastruktur und Prozesse über das Regionalnachweisregister aufsetzt und so keine zusätzlichen Transaktionskosten anfallen.

Bei Teilversorgungsmodellen in der Hand von BEGen plädieren wir ebenfalls für einen 50 Kilometer-Radius aufgrund ihres besonderen Beitrags zur gesellschaftlichen Teilhabe vor Ort.

3. Wirtschaftlichkeit

Uns ist wichtig, dass Energy Sharing für Erneuerbare-Energien-Anlagen aller Anlagengrößen ermöglicht wird. Allerdings entfallen nach der EMD nur für Anlagen bis zu einer bestimmten Größe die Lieferantenverpflichtungen.

Für Vollversorgungsmodelle ist die Ausnahme von den Lieferantenverpflichtungen, entsprechend unseres Positionspapiers aus 2023, unerheblich. Für Teilversorgungsmodelle ist die Anwendung dieser Ausnahme für die Wirtschaftlichkeit und die breite Anwendbarkeit des Modells aber ganz erheblich. Solange die installierte Leistung bei Einzelhaushalten bis zu 10,8 kW bzw. bei Mehrparteiengebäuden bis zu 50 kW beträgt, entfallen grundsätzlich die Lieferantenverpflichtungen. Wir empfehlen, dass in der Umsetzung ins deutsche Recht jedoch die über die grundsätzlich geltenden Schwellenwerte hinaus möglichen **maximalen Schwellenwerte ausgeschöpft** werden und somit **Lieferantenverpflichtungen für Einzelhaushalte bis 30 kW** und für **Mehrparteiengebäude, also Mehrfamilienhäuser, Gewerbeblocks, öffentliche Gebäude usw., bis 100 kW** entfallen.

Folgende Lieferantenverpflichtungen sollten aus unserer Sicht bei Teilversorgungsmodellen bis zu den genannten Schwellenwerten entfallen:

- Stromkennzeichnungspflichten gemäß § 42 Absatz 1 EnWG;
- Formale Vorgaben zur Art und zum Umfang der Energielieferverträge gemäß § 41 EnWG;
- Erfordernisse bezüglich Berechnungsfaktoren oder Angaben über bisherige Belieferungen gemäß § 40 EnWG;
- Bilanzierungspflichten (der ESO soll die Rolle des Bilanzierungsgebietsverantwortlichen übernehmen - nur bei Vollversorgungsmodellen oder Teilversorgungsmodellen über den genannten Schwellenwerten soll der ESO auch die Rolle des Lieferanten inklusive aller Lieferanten- und Bilanzierungspflichten übernehmen; siehe dazu Kapitel 5)

Für Vollversorgungsmodelle fordern wir, wie im Positionspapier aus 2023 beschrieben, eine Prämie. Auch für Teilversorgungsmodelle fordern wir solch eine Prämie. Diese fällt jedoch in allen Fällen, in denen keine Lieferantenverpflichtungen gelten, niedriger aus als in Vollversorgungsmodellen. Grund dafür ist, dass die Prämie aus unserem Positionspapier aus 2023 auch die Mehrkosten kompensiert, die durch Einhaltung der energiewirtschaftlichen Vorgaben bzw. Lieferantenverpflichtungen entstehen. Für Anlagen in Teilversorgungsmodellen, die von den Lieferantenverpflichtungen ausgenommen sind, fallen deutlich niedrigere energiewirtschaftliche Mehrkosten an. Daher fordern wir für diese Anlagen eine Prämie in Höhe von 2,0 ct/kWh. Dies leitet sich aus der berechneten Anreizkomponente in der vom Bündnis Bürgerenergie in Auftrag gegebenen [Studie](#) von Energy Brainpool ab. Ohne diese Anreizkomponente wird Energy Sharing nicht zum Fliegen kommen.

4. Flexibilität

Zur Umsetzung von Energy Sharing erfordert die EMD die Nutzung von intelligenten Messsystemen. Der Verkauf bzw. Kauf von überschüssigem Strom reizt damit die Flexibilisierung des Verbrauchs an und trägt gleichzeitig zum beschleunigten Rollout von intelligenten Messsystemen und der Verbesserung der Transparenz im Netzbetrieb bei.

Energy Sharing fördert nicht nur die Zustimmung der Menschen zu großen Wind- und PV-Anlagen, sondern auch die Transparenz im Energiesystem. Für Endverbraucher*innen wird sichtbar, wie ein Angebotsüberschuss im unmittelbaren lokalen Zusammenhang einerseits positiv auf Strompreise wirken kann, und andererseits gleichzeitig einen starken Anreiz für den lokalen Einsatz von flexiblen Stromverbrauchern und Stromspeichern setzt. Energy Sharing trägt somit dazu bei, dass ein gesellschaftliches Verständnis der Verfügbarkeiten (und auch Knappheiten) im Energiesystem wächst - wesentlicher Baustein für die erfolgreiche Transformation der Energieversorgung hin zu erneuerbaren Energien.

Für Teilnehmende von Energy Sharing Projekten sollten deshalb die Preisobergrenzen des optionalen Einbaufalls entsprechend § 30 Abs. 3 Messtellenbetriebsgesetz (MsBG) gelten, um die Messsystemkosten für Teilnehmende zu begrenzen und keine Hürden aufzubauen. Ferner ist die damit verbundene Datenkommunikation durch den Messstellenbetreiber zur Bereitstellung von Messdaten an relevante Marktpartner als Standardleistung nach § 34 Abs. 1 MsBG zu fassen. Dabei muss insbesondere auch die Datenübertragung an den Energy Sharing Organiser als verantwortliche Stelle miteingeschlossen werden, entweder in der Markttrolle Lieferant bei Umsetzung mit Vollversorgung oder in der Markttrolle Netz als Bilanzierungsverantwortlicher.

5. Messtechnische Anforderungen und Bilanzierung

Die EMD sieht die Möglichkeit zur Umsetzung von Energy Sharing über eine Teilversorgung vor, das heißt Strom aus erneuerbaren Erzeugungsanlagen wird überlassen oder in einem Teilversorgungsverhältnis zur Verfügung gestellt, und darüber hinaus gehenden Stromverbrauch decken Endkund*innen in einem individuell zusätzlich gewählten Lieferantenverhältnis.

Für Voll- und Teilversorgungsmodelle sind intelligente Messsysteme bei allen teilnehmenden Haushalten verpflichtende Voraussetzung. Die Bilanzierung auf der Basis von Werten, das heißt die mindestens viertelstundengenaue Erfassung der Strombezugsmengen der Teilnehmenden bzw. "Viertelstundenbilanzierung" ist wesentlich, um die Gleichzeitigkeit von Erzeugung und Verbrauch nachzuweisen. In Voll- und Teilversorgungsmodellen leistet die Viertelstundenbilanzierung einen erheblichen Beitrag zur Netz- und Preistransparenz. Sie ist ferner Grundlage dafür, die Prognosegenauigkeit der Reststrombeschaffung zu verbessern. Viertelstundenbilanzierung reduziert das Risiko des Differenzbilanzaggregats (DBA) des Netzbetreibers und senkt damit die Kosten im Verteilnetzbetrieb. Vor allem aber verbessert sie das Energiesystemverständnis der Teilnehmenden und setzt Anreize, den eigenen Verbrauch in Zeiten von Erzeugungsspitzen zu verschieben. Nicht teilnehmende Endverbraucher*innen innerhalb einer Liegenschaft müssen nicht mit Viertelstundenbilanzierung bewirtschaftet werden.

Für die Umsetzung von Voll- und Teilversorgungsmodellen sind neben dem bereits dargelegten verpflichtenden Einbau von intelligenten Messsystemen mit Viertelstundenbilanzierung für teilnehmende Verbrauchsstellen auch messtechnische Voraussetzungen für teilnehmende Erzeugungsanlagen eine zentrale Voraussetzung für den notwendigen Datenaustausch, um die Energiemengen zu bilanzieren. Für teilnehmende Erzeugungsanlagen ab 100 kWp ist entsprechend der gesetzlichen Anforderungen der Einbau eines RLM-Zählers erforderlich. Kleinere Anlagen können mit einem intelligenten Messsystem erfasst werden, wobei die Einspeisung nach Tarifanwendungsfall 7 (Bilanzierung auf der Basis von Werten) erfasst werden muss.

Einheitliche messtechnische Anforderungen und Messkonzepte für alle Verteilnetzgebiete sind für die bundesweite Einführung von Energy Sharing notwendige Erfolgsbedingungen. Dazu sollte sich die Einführung von Energy Sharing möglichst weitgehend an bestehenden Regelungen und Datenaustauschprozessen zum virtuellen Summenzähler und zur Kundenanlage entsprechend der [BNetzA-Konsultation](#) mit Beschluss vom 16.05.2024 sowie zur transaktionsbasierten Bilanzierung entsprechend der BNetzA-Festlegung BK6-20-160, Anlage 6, orientieren.

Für Vollversorgungsmodelle muss der Energy Sharing Organiser (ESO) die Rolle des Lieferanten übernehmen, inklusive aller Lieferanten- und Bilanzierungspflichten. Für Teilversorgungsmodelle ohne Lieferantenverpflichtungen, d.h. für Anlagen bis 30 kW bei Einzelhaushalten sowie bis 100 kW bei Mehrparteiengebäuden, kann zur Ermöglichung des effizienten Netzzugangs der ESO oder dessen Dienstleister die Rolle des Bilanzierungsgebietsverantwortlichen analog zur BNetzA-Festlegung BK6-20-160 einnehmen. Für solche **Teilversorgungsmodelle** schlagen wir daher die folgenden Punkte vor. Wichtig ist uns zu betonen, dass unser Vorschlag eines Teilversorgungsmodells sowohl für individuelles Überschuss-Energy-Sharing als auch für Energy Sharing innerhalb von BEGen mit mehreren Anlagen funktioniert.

- 1) Der ESO beantragt beim jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber bzw. Bilanzkreiskoordinator (ÜNB/BIKO) die Einrichtung eines regelzoneweitens Bilanzierungsgebiets, das vom ESO wirtschaftlich verantwortet wird. Insbesondere bewirtschaftet der ESO einen Bilanzkreis, dem der BIKO ggf. entstehende

Differenzmengen aus dem Bilanzierungsgebiet des ESO zuordnen kann, und trägt das Risiko des Differenzbilanzaggregats bzw. der Differenzbilanzkreisbewirtschaftung. Der ESO meldet gegenüber dem jeweiligen VNB die Übergabestellen an, deren Verbrauchsstellen am Energy Sharing teilnehmen sollen. Die Energieflüsse werden entsprechend der messtechnischen Anforderungen mit viertelstündlicher Auflösung (RLM oder Zählerstandsgangmessung) gemessen. Mit der Anmeldung werden Energieflüsse über die betreffende Übergabestelle vom Verteilnetzbetreiber bilanziell als Energieaustausch zwischen dem Bilanzierungsgebiet des VNB und dem Bilanzierungsgebiet des ESO behandelt.

- 2) VNB und ESO stimmen die aus den Messwerten aller Übergabestellen gebildete viertelstundenscharfe Netzzeitreihe ab und tauschen diese entsprechend des MaBiS-Kapitels "Austauschprozesse zur Netztangzeitreihe und Netzzeitreihe" mit dem BIKO aus. Der ESO kommuniziert hierzu in der Markttrolle Netz.

Es liegt in der Verantwortung des ESO bzw. dessen Dienstleister, dass

- alle Energiemengen in seinem Bilanzierungsgebiet in jeder Viertelstunde vollständig zu Bilanzkreisen zugeordnet werden, für Energy Sharing-Teilnehmende also jeweils die Zuordnung zum Energy Sharing-Verbrauch und zum Reststrombezug erfolgt;
- alle Pflichten eines aggregationsverantwortlichen Netzbetreibers diesbezüglich erfüllt werden;
- etwaige Restmengen im Bilanzierungsgebiet des ESO (Differenzbilanzaggregat) zu Lasten des ESO auf den von ihm gegenüber dem BIKO benannten Bilanzkreis gebucht werden können.

Nicht im Energy Sharing genutzte Einspeisemengen werden entsprechend der Vorgaben des jeweiligen Anlagenbetreibers bzw. der gesetzlichen Anforderungen als EEG-Einspeisung oder im Rahmen der Direktvermarktung bilanziert. Der ESO übermittelt dazu zu jeder Viertelstunde Einspeisedaten an den Direktvermarkter, bei Anlagen bis 100 kWp insbesondere die Übertragungsnetzbetreiber. Auf der Basis der Netztangzeitreihe können auf Grundlage aktuell bestehender Prozesse die Verbrauchsdaten der teilnehmenden Stellen bis 10 Uhr am Folgetag zur Verfügung gestellt werden. Aufgrund der höheren zeitlichen Auflösung der Daten der Einspeisung und der Anforderungen der Bilanzkreisbewirtschaftung unter anderem für Direktvermarkter sollte insbesondere auch in der Weiterentwicklung der Systemdienstleistungen mit intelligentem Messsystem darauf hingearbeitet werden, dass auch für Verbrauchsdaten bilanzierungsrelevante near-real-time Daten übermittelt werden können.

Die Belieferung der Energy Sharing-Teilnehmenden mit Reststrom erfolgt durch einen Lieferanten ihrer Wahl. Die Reststrom-B belieferung von Energy Sharing-Teilnehmenden im Rahmen von Teilversorgungsmodellen ohne Lieferantenverpflichtungen, d.h. für Anlagen bis 30 kW bei Einzelhaushalten sowie bis 100 kW bei Mehrparteiengebäuden, ist dabei vergleichbar mit der Belieferung von Einzel- bzw. Mehrparteiengebäuden mit Eigenversorgung aus einer Photovoltaikanlage. Energy Sharing stellt damit einen erweiterten Anwendungsfall der bereits bestehenden Belieferung von Verbrauchsstellen mit Photovoltaikanlage dar. Ebenso ist die Vermarktung von Einspeisemengen vergleichbar mit

der Weiterentwicklung der bereits etablierten Vermarktung von Restmengen aus Anlagen mit Eigenversorgung hinter dem Netzverknüpfungspunkt.

6. Musterverträge

Wir begrüßen ausdrücklich, dass Musterverträge (Art. 15a Abs. 4d EMD) zur Verfügung gestellt werden. Diese sollten sowohl für Voll- als auch für Teilversorgungsmodelle zentral entwickelt und kostenlos zur Verfügung gestellt werden, damit es einheitliche Standards gibt und die praktische Umsetzung erleichtert wird.

7. Zentrale Anlaufstelle

Wir begrüßen, dass eine zentrale Anlaufstelle eingerichtet wird. Wir fordern, dass die zentrale Anlaufstelle insbesondere Beratung zum Energy Sharing und zur Nutzung der Musterverträge anbietet. Vorbild könnte hier die Österreichische Koordinationsstelle für Energiegenossenschaften sein.