

Zusammenspiel von Energy Sharing mit anderen energiewirtschaftlichen Mechanismen

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

ptj projektträger
jülich

Inhaltsverzeichnis

Kurzzusammenfassung	3
Einleitung	4
1. Investitionen und Teilhabe	6
1.1 Wie bislang private Investitionen von Bürgern angereizt wurden	6
1.2 Wie private Investitionen von Prosumern ab 2027 angereizt werden sollen	6
1.2.1 Welche Möglichkeiten Prosumer zur Stromvermarktung ab 2027 haben sollen	7
1.2.2 Welche dieser Vermarktungsformen sind für Prosumer am attraktivsten	8
1.3 Investitionen im Rahmen von Energiegenossenschaften	8
1.4 Energy Sharing als Treiber für Investitionen in Speicher	9
1.5 Fazit	10
2. Flexibilitäten zielgerichtet heben	11
2.1 Anreizsetzung durch Preissignale	11
2.1.1 Überblick aktueller Preissignale für Privatkunden	11
2.1.2 Preisbasierte Anreizsetzung durch Energy Sharing und damit verbundene Fragestellungen	12
2.2 Direkte Steuerung	13
2.2.1 Marktliche Abregelung durch den Direktvermarkter	13
2.2.2 Abregelung von Erzeugungsanlagen über § 9 EEG, § 13a und § 14 EnWG	14
2.2.3 Steuerung von flexiblen Verbrauchsanlagen über § 14a EnWG	14
2.3 Marktgestützte Flexibilitätsbeschaffung	15
2.3.1 Flexibilitätsmärkte	15
2.3.2 Redispatch 3.0	15
2.3.3 Flexible Netzanschlussvereinbarungen (FCA)	15
Fazit	17

Kurzzusammenfassung

Wer sollte das Whitepaper lesen?

- **Energiegenossenschaften**
- **Netzbetreiber**, die verstehen möchten, wie sie bestmöglich mit Energy Sharing Communities interagieren können
- **Anbieter von EMS-Lösungen**, die verstehen möchten, welche Besonderheiten sie bei Energy Sharing Communities bzw. Energy Sharing Teilnehmern berücksichtigen sollen
- **Aggregatoren**, die als Dienstleister für Energy Sharing Communities auftreten möchten

Die Energiewende ist ein Paradigmenwechsel, hin zu einem dezentraleren Energiesystem, in dem Privatpersonen eine wichtige Rolle spielen.

Entsprechend finden aktuell zahlreiche regulatorische Entwicklungen statt, die den Rahmen für Investitionen in die Energiewende, sowie die Hebung von lokalen Flexibilitäten maßgeblich verändern.

Auch die Einführung von Energy Sharing in § 42c EnWG ist ein Zeichen für die steigende Rolle von Privatpersonen im Energiesystem, die nun auch selbstbestimmt einen Teil ihrer Versorgung organisieren können. Energy Sharing muss somit im breiteren Kontext der bestehenden bzw. anstehenden Mechanismen gedacht werden.

In diesem Whitepaper werden relevante, existierende und geplante Mechanismen dargestellt, und folgende Thesen vorgestellt:

- Energy Sharing kann nach dem geplanten Entfall der EEG-Vergütung Privatpersonen dazu anreizen, größere PV-Anlagen und Speicher zu planen, als zur Deckung ihres Eigenverbrauchs notwendig wäre.
- Die Rolle von Energiegenossenschaften im Energiesystem kann durch Energy Sharing zunehmen. Insbesondere werden so auch neue Möglichkeiten der Teilhabe für städtische Bevölkerungen geschaffen.
- Ein wichtiger Mehrwert von Energy Sharing Communities entsteht durch die Möglichkeit des koordinierten Einsatzes von Flexibilitäten.

- Neben der intrinsischen Optimierung der Community (Eigenverbrauchsoptimierung) bietet dies auch die Möglichkeit, aggregierte Flexibilitäten für Netz und System zur Verfügung zu stellen. Energy Sharing Communities können im Rahmen von Redispatch 3.0 und/oder im Rahmen von flexiblen Netzanschlussvereinbarungen mit Verteilnetzbetreibern gleichzeitig das System unterstützen, und ihre Wirtschaftlichkeit stärken.

All diese Thesen werden im Rahmen des Forschungsprojekts tiefgehend untersucht. Insbesondere wird analysiert, welche Rahmenbedingungen zu berücksichtigen sind, und mit welchen Umsetzungen diese Ziele erreicht werden können.

Wir freuen uns über den Austausch mit der Branche zu diesen Themen. Kommen Sie gerne auf uns zu!

Einleitung

Dieses Whitepaper ist das vierte in unserer Veröffentlichungsserie zu den Chancen, Optionen und Fragen rund um den neuen § 42c EnWG und dem aktuellen Rechtsrahmen.

1. Gesetzliche Premiere für Energy Sharing – Rahmenbedingungen & nächste Schritte
2. Perspektiven für Kundenanlage, Mieterstrom & Quartiere
3. Datenaustausch bei der Umsetzung von Energy Sharing nach § 42c EnWG
4. **Zusammenspiel von Energy Sharing mit anderen energiewirtschaftlichen Mechanismen**

Im Zuge der Energiewende wird die Erzeugung von Strom zunehmend dezentral. Dies bietet neue Möglichkeiten für Privatpersonen, die in dem Energiesystem eine wichtigere Rolle als zuvor einnehmen.

Auf europäischer Ebene wurden mit der Renewable Energy Directive II und der Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie 2018 und 2024 neue Konzepte eingeführt, die die Rolle von Letztverbraucher:innen im Energiesystem neu definieren.¹²

Als einzelne Person wurde der Endkunde vom reinen Verbraucher zum Prosumer oder Flexumer (EE-Eigenverbraucher bzw. aktiver Kunde), der seinen eigenen EE-Strom erzeugt und verbraucht, seinen Verbrauch entsprechend optimiert, von dynamischen Tarifen profitiert bzw. auf diese reagiert, und seine Flexibilität über einen Aggregator netz- und systemdienlich vermarktet.

Darüber hinaus wurde im EU-Recht die Möglichkeit des gemeinschaftlichen Betriebs von EE-Anlagen zum gemeinschaftlichen Eigenverbrauch, sowie des direkten Teilens von Strom zwischen Privatpersonen, also zwei mögliche Formen des Energy Sharings, definiert.

Die EU verfolgt mit diesen Richtlinien primär das Ziel, Privatinvestitionen in die Energiewende anzureizen

und die Vorteile der Energiewende möglichst für alle Verbraucher greifbar zu machen, um die Akzeptanz für die Energiewende zu stärken. In beiden Fällen geht es übergeordnet darum, die Energiewende zu beschleunigen, und möglichst kosteneffizient umzusetzen.

In der Literatur wird Energy Sharing meistens mit folgenden Zielen und möglichen Mehrwerten assoziiert.³⁴

Zubauteigerung durch private Investitionen

Energy Sharing bietet Prosumern die Möglichkeit, ihren eigenerzeugten Strom direkt an Privatpersonen zu verkaufen. Tendenziell soll Energy Sharing somit dazu führen, dass in größere PV-Anlagen investiert wird, als zur reinen Deckung des Eigenverbrauchs notwendig. So sollen möglichst viele Dachflächen ausgenutzt und Kosten pro installierte kWp reduziert werden.

Energy Sharing im Rahmen von Energiegenossenschaften bietet außerdem eine Möglichkeit für Einwohner von Mehrfamilienhäusern, in gemeinschaftliche Freiflächen-PV-Anlagen (oder Windräder) zu investieren, und den Strom direkt zu verbrauchen. Somit sollen weitere Privatinvestitionen in Erzeugungsanlagen angereizt werden. Gleiches gilt für Konzepte mit kommunaler Beteiligung.

Schließlich kann Energy Sharing auch Investitionen in Batteriespeicher anreizen – typischerweise im Rahmen von Energiegenossenschaften.

In allen Fällen entsteht der Mehrwert aus volkswirtschaftlicher Perspektive dadurch, dass zusätzliches Kapital für die Energiewende mobilisiert wird.

Teilhabe an der Energiewende – auch für vulnerable Verbrauchergruppen – und Akzeptanz

Aktuell profitieren vorwiegend Einwohner von Einfamilienhäusern von der Energiewende. Durch Energy

¹ RED II - [EU 2018/2001](#)

² Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie – [EU 2024/1711](#)

³ EWS Schönau und FfE e.V. - [Flexibilisierung des Stromsystems: Beitrag von Energy Sharing für Netz-, System- und Marktdienlichkeit](#)

⁴ Umweltbundesamt – [Energy Sharing Bestandsaufnahme und Strukturierung der deutschen Debatte unter Berücksichtigung des EU-Rechts](#)

Sharing sollen auch Einwohner in Mehrfamilienhäuser, die keine eigene Dachfläche haben, oder vulnerable Gruppen, die nicht in eine PV-Anlage investieren können, einen direkteren Bezug zur Energiewende haben.

Ein Teil ihres Verbrauchs kann durch Strom einer EE-Anlage in der Umgebung gedeckt werden. Diese Anlage kann von einem Prosumer, einer Genossenschaft oder einer Kommune betrieben werden. Der Preis für den geteilten Strom kann tendenziell geringer sein, als ein normaler Tarif, und kann auch zu einer erhöhten Preissicherheit führen.

Ein indirekter, dennoch wichtiger Effekt ist, dass die Vorteile der Energiewende somit für alle greifbar werden sollen, wodurch die Akzeptanz für die Energiewende in der Bevölkerung erhöht werden soll. Typischerweise für Wind-Anlagen wird der „not-in-my-Backyard“-Effekt zunehmend zum Problem. Energy Sharing kann dazu beitragen, die Attraktivität von Projekten in der eigenen Umgebung zu erhöhen.

Reduktion des Netzausbaubedarfs

Ein drittes Ziel, das mit Energy Sharing assoziiert wird, ist die Reduktion des Netzausbaubedarfs. Hintergrund dafür ist, dass das Teilen von Strom im Rahmen von Energy Sharing in der Regel nur im räumlichen Zusammenhang erlaubt ist.

Eine mittel- bis langfristige Konsequenz soll sein, dass Investitionen in lastnahe-Erzeugungsanlagen angereizt werden, wodurch der Netzausbaubedarf reduziert werden könnte.

Außerdem wird erhofft, dass der Verbrauch von lokalem Strom den Bedarf für Reststrom aus höherliegenden Netzebenen reduziert, und Energy Sharing somit einen engpassentlastenden Effekt haben kann. Hier muss jedoch betont werden, dass die Netzentlastung, wenn überhaupt, nur unter der Bedingung einer Anpassung des Verbrauchsverhaltens stattfinden kann. Eine reine bilanzielle Zuordnung von Strommengen hat aus Netzperspektive keinen Effekt.

Eine systemisch mehrwertstiftende Integration von Energy Sharing setzt voraus, dass der lokale Verbrauch aktiv in Einklang mit der lokalen Erzeugung gebracht wird, und Flexibilitäten entsprechend gehoben werden. Einerseits können so die Mehrwerte für die Teilnehmenden erhöht werden (höhere Eigenverbrauchsquote bzw. höherer Autarkiegrad, und entsprechend reduzierte Stromkosten). Andererseits kann nur unter der Voraussetzung einer gut durchdachten Integration in das Energiesystem und insbesondere das lokale Netz, und den entsprechenden

Anreizsetzungen, eine Netzentlastung durch Energy Sharing erfolgen.

Neben Energy Sharing gibt es zahlreiche weitere Mechanismen, die ähnliche Ziele – Investitionen, Teilhabe und Reduktion des Netzausbaubedarfs - adressieren. Dabei entwickelt sich das regulatorische Umfeld aktuell höchst dynamisch durch zahlreiche Überarbeitungen von Gesetzen, wie beispielsweise die angestrebte EEG-Novelle oder das Netzpaket. Zudem arbeitet die Bundesnetzagentur (BNetzA) an einer Neufassung der Netzentgeltsystematik mit absehbar weitreichenden Anpassungen für die Branche.

In diesem Paper geht es darum darzustellen, wie Energy Sharing mit diesen Mechanismen zusammenspielen kann. Es wird adressiert, inwiefern Energy Sharing mit diesen Mechanismen konkurriert, wie die Priorisierung und Abgrenzung erfolgen kann (bzw. was dabei zu berücksichtigen ist), und welche Synergien und Lösungsräume existieren, damit Energy Sharing, in Kombination mit diesen Mechanismen, die richtigen Anreize setzt.

Das Whitepaper ist nach folgender Struktur organisiert:

- Kapitel 1 analysiert Anreizmechanismen für Investitionen in die Energiewende (Erzeugung und Speicher) durch Privatpersonen, Auswirkungen auf Teilhabe und Akzeptanz, und den möglichen Beitrag von Energy Sharing
- Kapitel 2 gibt einen Überblick der Mechanismen zur Hebung von lokalen Flexibilitäten. Insbesondere wird analysiert, wie Energy Sharing einen netz- und systemdienlichen Beitrag leisten könnte.

1. Investitionen und Teilhabe

Im Jahr 2026 sorgen zahlreiche regulatorische Diskussionen und Verfahren für tiefgreifende Transformationen in der Energiewirtschaft. Die geleakten Entwürfe des Netzanlasspakets (Netzpaket) und der Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG-Entwurf) leiten einen Paradigmenwechsel in der deutschen Energiewende ein. Der Ausbau erneuerbarer Energien soll künftig stärker an den **Systemkosten** orientiert sein und insbesondere die **Marktintegration** der Anlagen in den Mittelpunkt stellen. Gleichzeitig sollen die Anlagen synchronisiert werden zum Netzausbau, um so Netzausbaukosten, Redispatchkosten und volkswirtschaftliche Ineffizienzen zu reduzieren. Dies verändert die ökonomischen Grundbedingungen für die Investition von Bürgern in die Energiewende.

In diesem Kapitel soll zunächst aufgezeigt werden, welche Anreizmechanismen in der Vergangenheit und im Status Quo eingesetzt wurden, um private Investitionen in erneuerbare Energien anzureizen. Darauf folgend werden die Auswirkungen der potenziellen Gesetzesänderungen auf private Investitionen im Kontext von Energy Sharing von Prosumern im Vergleich zu alternativen Vermarktungsformen, wie der unentgeltlichen Abnahme analysiert.

Im nachfolgenden Abschnitt wird der Blick auf das Zukunftsbild von Genossenschaften erweitert und die Möglichkeiten zur Teilhabe an der Energiewende, insbesondere von vulnerablen Gruppen diskutiert. Zum Schluss werden Möglichkeiten aufgezeigt, wie Energy Sharing neben Erzeugungsanlagen auch den Ausbau von Batterien unterstützen kann.

1.1 Wie bislang private Investitionen von Bürgern angereizt wurden

Private Investitionen von Bürgerinnen und Bürgern in erneuerbare Energien wurden in Deutschland maßgeblich durch die Einführung der **Einspeisevergütung** stimuliert. Bereits das Stromeinspeisungsgesetz von 1991 und insbesondere das ab 2000 geltende EEG etablierten feste Vergütungssätze, 20-jährige Förderzeiträume sowie einen gesetzlich garantierten Einspeisevorrang. Diese Instrumente reduzierten

Markt- und Erlösrisiken erheblich und schufen einen verlässlichen Investitionsrahmen, der erstmals breite Bevölkerungsschichten als Investoren einband. In der Folge entfiel zeitweise ein Anteil von über 40 Prozent der installierten erneuerbaren Leistung auf bürger-nahe Eigentümerstrukturen.⁵

Mit der EEG-Novelle 2016 wurde das Förderregime grundlegend umgestaltet. Die schrittweise Einführung wettbewerblicher Ausschreibungen ersetzte die festen Vergütungen und erhöhte die Anforderungen an Planung, Kapitalausstattung und Risikotragfähigkeit. Dadurch verschlechterten sich die Investitionsbedingungen für dezentrale und bürgergetragene Projekte relativ zu solchen professioneller und institutioneller Marktakteure. Zwar führten nachfolgende EEG-Novellen, insbesondere ab 2017, spezifische Sonderregelungen und Ausschreibungsbefreiungen für Bürgerenergieprojekte sowie kleinere Photovoltaikanlagen ein, dennoch verringerte sich der relative Anteil bürgerlicher Investitionen zugunsten großskaliger, markt-orientierter Projekte.

Insgesamt lässt sich feststellen, dass die Reformen den Ausbau erneuerbarer Energien beschleunigten, dabei jedoch die **ursprünglich stärker bürgerorientierte Ausrichtung des EEG zugunsten marktorientierter Strukturen** teilweise zurücktrat. Befördert wird diese Entwicklung durch die aktuell in der Diskussion befindlichen Gesetzesnovellen.

Im folgenden Kapitel soll ein Ausblick gegeben werden, inwiefern sich diese auf Investitionsanreize für Prosumer auswirken könnten.

1.2 Wie private Investitionen von Prosumern ab 2027 angereizt werden sollen

Der Entwurf der EEG-Novelle stellt einen fundamentalen Bruch innerhalb des Förderregimes von insbesondere kleinen PV-Aufdachanlagen dar. Mit der **Abschaffung der Einspeisevergütung** (und Marktprämie) für Neuanlagen mit einer installierten Leistung kleiner 25 kW will der Gesetzgeber zum

⁵ Institut für Trend- und Marktforschung - [Eigentümerstruktur: EE](#)

einen die Förderkosten substantziell senken und zum anderen den Weg zur stärkeren Markt- und Systemintegration dieses Anlagensegments einleiten. Zielbild ist eine Abkehr des früheren Prinzips „*produce and forget*“ hin zu einer an marktlichen Preissignalen orientierten Einspeisung. Begründet wird die Abschaffung der Förderung mit gesunkenen Anschaffungskosten und einer bereits bestehenden Wirtschaftlichkeit bei hohen Eigenverbrauchsquoten.

1.2.1 Welche Möglichkeiten Prosumer zur Stromvermarktung ab 2027 haben sollen

Für den Umgang mit nicht selbst verbrauchtem Überschussstrom sieht der EEG-Entwurf mehrere neue oder angepasste Vermarktungsformen vor, die im Folgenden kurz dargestellt werden.

Netzbetreiberabnahme in der Variante befristeter Marktwertdurchleitung

Die Netzbetreiberabnahme mit befristeter Marktwertdurchleitung können Neuanlagen mit einer installierten Leistung kleiner 25 kW, die im Kalenderjahr 2027 in Betrieb gehen bzw. Neuanlagen mit einer installierten Leistung kleiner 10 kW, die im Kalenderjahr 2028 in Betrieb gehen, nutzen.⁶ Dabei nimmt analog zur Einspeisevergütung der Netzbetreiber die Energiemengen ab und reicht sie an den ÜNB weiter. Dieser vermarktet die Energiemengen aggregiert am Strommarkt und reicht die durchschnittlichen energieträgerspezifischen Erlöse abzüglich der durchschnittlichen Vermarktungskosten (§ 53 EEG 2023) an die Anlagenbetreiber weiter. Dieses Übergangsmodell endet jedoch spätestens nach einer Laufzeit von zweieinhalb Jahren oder 3 Monate nach Ausstattung der Anlage mit einem iMSys und einer Steuerungseinrichtung. Dadurch wird Sorge getragen, dass auch für diese Anlagen der Grundsatz der **verpflichtenden Direktvermarktung künftig Anwendung** findet (§ 25 Abs. 1a EEG 2027).

Netzbetreiberabnahme in der Variante Unentgeltliche Abnahme

Prosumer können den Überschussstrom ihrer Anlage auch im Kontext der unentgeltlichen Abnahme an den Netzbetreiber ohne Vergütung abtreten. Hierfür müssen sie nach § 9 EEG-Novelle ihre Anlagen mit technischen Einrichtungen ausstatten, sodass der Netzbetreiber jederzeit die Einspeiseleistung reduzieren kann.

Nulleinspeisung

Alternativ dazu kann die Einspeisung am Netzanschlusspunkt auf null reduziert werden. Für diese Nullspeiseanlagen werden die Anforderungen an die Steuerungstechnik nach § 9 EEG abgeschafft.

Sonstige Direktvermarktung

In diesem Modell veräußern Anlagenbetreiber ihren Strom an Dritte (Direktvermarkter), ohne eine EEG-Zahlung in Anspruch zu nehmen (§ 21a EEG). Für den vermarkteten Strom können sie Herkunftsnachweise erhalten und daraus zusätzliche Erlöse generieren.

Nach § 21a Abs. 2 EEG-Entwurf gilt der neu eingeführte Rückzahlungsmechanismus auch für Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung. Dieser entfällt jedoch, sofern diese Anlagen keinen Anspruch auf Förderung im Rahmen des Marktprämienmodells haben, was für Anlagen kleiner 25 kW zutreffend ist.

Nach § 10b EEG-Entwurf müssen künftig auch die Anlagenbetreiber von Anlagen mit einer installierten Leistung kleiner 25 kW technische Einrichtungen installieren, mit denen der Direktvermarkter jederzeit die Ist-Einspeisung abrufen kann und die Einspeiseleistung ferngesteuert regeln kann. Dem Direktvermarkter muss auch das Recht hierfür eingeräumt werden. Ab 2028 ist diese Funktionalität über das Smart Meter Gateway (SMGW) verpflichtend abzubilden, jedoch können alternative Lösungen gewählt werden, sofern diese die Standards und Empfehlungen des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) berücksichtigen.

Netzbetreiberabnahme in der Variante Anschlussförderung

Für ausgeforderte Anlagen, mit einer installierten Leistung unter 100 kW, die keine Windenergieanlagen an Land sind, entfällt im EEG-Entwurf die geförderte Anschlussvergütung. Diese Anlagen werden der neu geschaffenen Veräußerungsform Netzbetreiberabnahme in der Variante Anschlussförderung zugeordnet. Die Systematik folgt der Variante der Marktwertdurchleitung. Anlagenbetreiber erhalten demzufolge nach § 23b EEG-Entwurf weiterhin die Möglichkeit, den Strom an die Netzbetreiber abzutreten, erhalten dafür jedoch nur noch den Jahresmarktwert abzüglich der Vermarktungskosten der ÜNB, höchstens jedoch 10 ct/kWh. Ab Einbau eines iMSys wird der Abzug der Vermarktungskosten halbiert (§ 53 EEG-Entwurf). Dieses Modell läuft nach § 25 EEG-Entwurf befristet bis Ende 2032.

⁶ Demnach handelt es sich hierbei um eine Übergangsregelung, die 2028 ausläuft.

1.2.2 Welche dieser Vermarktungsformen sind für Prosumer am attraktivsten

Der EEG-Entwurf schafft für Prosumer mit Photovoltaik-Aufdachanlagen unter 25 kW ein grundlegend verändertes Anreizgefüge. Durch den Wegfall einer garantierten Einspeisevergütung und die gleichzeitige Einführung technisch und administrativ anspruchsvoller Vermarktungsoptionen verschiebt sich der wirtschaftliche Fokus deutlich weg von der Netzeinspeisung hin zu einer **weitgehenden Eigenverbrauchs-optimierung**. Insbesondere Investitionen in Stromspeicher und **sektorgekoppelte Anwendungen** werden gegenüber der Einspeisung systematisch begünstigt.

Die im Entwurf vorgesehene befristete Netzbetreiberabnahme mit Marktwertdurchleitung stellt kurzfristig zwar eine für den Anlagenbetreiber einfache Möglichkeit der Überschussverwertung dar, ist jedoch explizit als Übergangsmodell ausgestaltet. Mit dem verpflichtenden Einbau intelligenter Messsysteme und Steuerungseinrichtungen für alle Leistungsklassen entfällt diese Option, sodass sie für langfristige Investitionsentscheidungen nur eingeschränkt relevant ist. Für Neuanlagen ab 2027 bietet sie daher lediglich eine temporäre Absicherung, nicht jedoch eine nachhaltige Erlösperspektive.

Vor diesem Hintergrund gewinnen alternative Vermarktungsformen, insbesondere die sonstige Direktvermarktung, an relativer Bedeutung. Innerhalb dieses Modells eröffnen sich durch Energy-Sharing-Konzepte nach § 42c EnWG grundsätzlich neue Erlöspotenziale. Allerdings stehen diesen Potenzialen **erhebliche Markteintrittsbarrieren** gegenüber. Die Fixkosten für Mess- und Steuerungsinfrastruktur sowie die administrativen Anforderungen der Direktvermarktung sind weitgehend **unabhängig von der Anlagengröße** und orientieren sich an Strukturen, die ursprünglich für großskalige Erzeugungsanlagen konzipiert wurden.

Für kleine PV-Anlagen führen diese Skalennachteile dazu, dass die Transaktionskosten im Verhältnis zu den vermarktbareren Strommengen einen erheblichen Anteil der erzielbaren Erlöse absorbieren. Selbst bei attraktiven lokalen Absatzmodellen kann dadurch die Wirtschaftlichkeit der Überschussvermarktung untergraben werden. Zudem reduziert die geplante pauschale Begrenzung der Wirkeinspeisung am Netzanschlusspunkt nach § 9 EEG-Entwurf das für Energy-Sharing verfügbare Energiemengenvolumen zusätzlich, ohne die technischen Vorgaben zur

Fernsteuerbarkeit aufzuheben. **Die Begründung dieser regulatorischen Kombination bleibt aus ökonomischer Perspektive unklar.**

Empirische Studien und frühere Erfahrungen mit Förderkürzungen legen nahe, dass ein fehlender oder nur schwer zugänglicher Vermarktungspfad für Überschussstrom zu einem Rückgang privater Investitionen in Photovoltaik führen kann. In einem solchen Umfeld verlagert sich der Investitionsanreiz auf kleinere Anlagendimensionen mit hoher Eigenverbrauchsquote. Es ist zu erwarten, dass somit viele Dachpotenziale ungenutzt bleiben.⁷

Unter den gegebenen Rahmenbedingungen kann daher die vollständige Abregelung der Einspeisung am Netzanschlusspunkt für einen Teil der Prosumer eine rationale Entscheidung darstellen. Durch die Wahl der Nulleinspeisung lassen sich sowohl laufende Vermarktungsaufwände als auch Investitionen in zusätzliche Mess- und Steuerungstechnik vermeiden. Für ausgeforderte Bestandsanlagen hingegen dürfte die Netzbetreiberabnahme in der Variante der Anschlussförderung den maßgeblichen wirtschaftlichen Referenzfall darstellen, da sie weiterhin eine Erlösmöglichkeit bei vergleichsweise geringer Komplexität bietet.

Insgesamt hängt die Attraktivität der vorgesehenen Vermarktungsformen für Prosumer weniger vom Marktwert des Stroms als von der **praktischen Ausgestaltung der Vermarktungswege** ab. Während sich die Direktvermarktung am Markt für kleine Anlagen aufgrund zusätzlicher Fix- und Transaktionskosten häufig nicht lohnt und die Nulleinspeisung daher eine naheliegende Referenzoption bleibt, kann Energy Sharing grundsätzlich höhere Erlöse ermöglichen und so auch nach dem Entfall der EEG-Vergütung eine Einspeisung wirtschaftlich erscheinen lassen. Gelingt eine praktikable regulatorische Ausgestaltung – insbesondere mit vereinfachten Anforderungen an Steuerbarkeit und Einspeisemanagement – wird Energy Sharing aus Prosumer-Sicht voraussichtlich als Alternative zur Nulleinspeisung in Frage kommen und dazu beitragen können, dass in größere Erzeugungsanlagen investiert wird, als es bei einer reinen Eigenverbrauchsoptimierung zu erwarten wäre.

1.3 Investitionen im Rahmen von Energiegenossenschaften

Neben Prosumern, die in Aufdach-PV-Anlagen zum Eigenverbrauch investieren, sind in Deutschland auch

⁷ Fraunhofer ISE - [Dezentrale PV als Säule der Energiewende - Analyse und Perspektiven für kleine Dachsolaranlagen](#)

Energiegenossenschaften wesentliche Treiber der Investition in die Energiewende.

Laut DGRV gibt es in Deutschland rund 1.000 Energiegenossenschaften, mit insgesamt etwa 220.000 Mitgliedern, im Rahmen welcher etwa 3.6 Mrd € in EE-Anlagen investiert wurden.⁸

Im Status Quo vermarkten Energiegenossenschaften den Strom, den die gemeinschaftlichen Anlagen erzeugen. Die Erlöse werden auf die Mitglieder aufgeteilt. Mit der Einführung von § 42c EnWG öffnet sich nun die Möglichkeit, dass Mitglieder der Genossenschaft direkt mit dem Strom beliefert werden. Wir gehen davon aus, dass dies die Attraktivität von Genossenschaften erhöhen wird, da die Wirtschaftlichkeit für Teilnehmer erhöht werden kann. Insbesondere für städtische Bevölkerungen, die nicht die Möglichkeit haben, in eigene PV-Anlagen zu investieren, öffnen sich hiermit neue Perspektiven, sodass Energy Sharing zu mehr Investitionen im Rahmen von Genossenschaften führen kann.

Genossenschaften bieten außerdem eine geeignete Plattform, um die Teilhabe an der Energiewende zu stärken:

- Städtische Bevölkerungen kriegen eine Möglichkeit, ihren eigenen Strom zu erzeugen, und sich so gegen Preisschwankungen abzusichern
- Genossenschaftsmitglieder verfolgen in der Regel nicht nur rein wirtschaftliche Ziele. Denkbar wäre auch, dass im Rahmen der Genossenschaften gewisse Kundengruppen den gemeinschaftlichen Strom zu reduzierten Preisen bekommen, wodurch die Energiearmut bekämpft werden kann – ein wichtiges Ziel der EU mit der Einführung von Energy Sharing

Die erhöhte Teilhabe soll wiederum die Akzeptanz für die Energiewende stärken und insbesondere die Akzeptanz für lokale Projekte. So können Hürden beim Ausbau von erneuerbaren, etwa der „Not-in-my-Backyard Effekt“ reduziert werden, und der Ausbau von erneuerbaren weiter beschleunigt werden.

⁸ Bundesgeschäftsstelle Energiegenossenschaften DRGV - [Zahlen und Fakten](#)

1.4 Energy Sharing als Treiber für Investitionen in Speicher

Wie in 1.2 erläutert, wird Energy Sharing aus Prosumer-Sicht vermutlich als Alternative zur Nulleinspeisung in Frage kommen, und kann dazu führen, dass Prosumer in größere Erzeugungsanlagen investieren, als wenn sie nur ihren Eigenverbrauch decken würden.

Um den Mehrwert ihres Stromüberschusses zu maximieren, müssen Prosumer sicherstellen, dass sie den Strom dann einspeisen, wenn er auch von den Verbrauchern, mit denen sie eine § 42c EnWG Vereinbarung abgeschlossen haben, verbraucht wird. Alternativ muss dieser für einen vermutlich geringeren Wert direktvermarktet werden.

§ 42c EnWG sieht explizit vor, dass der **Strom zwischengespeichert werden darf**, bevor er geteilt wird. Denkbar wäre somit, dass der Prosumer seinen Speicher nutzt, um Strom dann auszuspeisen, wenn die Verbraucher einen Bedarf haben. Somit wäre auch angereizt, in einen **größeren Speicher** als zur reinen Deckung seines Eigenverbrauchs zu investieren.

Ähnliches gilt für **Energiegenossenschaften**, die ihre Mitglieder direkt beliefern. Hier gäbe es einen starken Anreiz, nicht nur in Erzeugungsanlagen, sondern auch in **Großbatteriespeicher in Co-Location** zu investieren, um den erzeugten Strom über den ganzen Tag hinweg an Mitglieder liefern zu können.

Schließlich eröffnet das **MiSpeL-Verfahren** (Marktintegration von Speichern und Ladepunkten) der BNetzA, welches aktuell läuft und bis Ende des Jahres zu einer Festlegung führen soll, neue Möglichkeiten.⁹ Es führt Konzepte ein, um Batterien beim Laden von Netzstrom, der anschließend zurück in das Netz gespeist wird, von Steuern, Abgaben, Umlagen und Steuern zu befreien. Dies soll die Marktintegration von Speichern stärken, da sie so angereizt werden, in Zeiten niedriger Preise zu laden, und in Zeiten hoher Preise (Knappheit) zu entladen. Im Kontext von Energy Sharing ermöglicht dies auch den **gemeinschaftlichen Betrieb von Speichern**. Prosumer könnten entscheiden, gemeinsam in einen Speicher zu investieren, um so ihren jeweiligen Energy Sharing Abnehmern Strom in den Abend- oder Nachtstunden liefern zu können.

⁹ BNetzA - [MiSpeL](#)

In den drei hier beschriebenen Fällen entsteht der **systemische Mehrwert** zum einen dadurch, dass mehr Investitionen in Batteriespeicher getätigt werden – wobei aktuell bereits zahlreiche Unternehmen solche Investitionen planen – aber vor allem auch dadurch, dass **tendenziell größere Speicher installiert werden**, die pro kWh deutlich günstiger als kleine Speicher sind.¹⁰

1.5 Fazit

Aktuelle regulatorische Entwicklungen deuten darauf hin, dass vor allem Investitionen durch Marktakteure in größere EE-Projekte angereizt werden sollen, im Gegensatz zu den ersten Schritten der Energiewende, die stark von Privatpersonen getrieben wurden.

Energy Sharing bietet für Prosumer eine Alternative zur Vermarktung ihres Stromüberschusses, und kann somit Investitionen in größere Anlagen und Speicher anreizen. Bedingung sind hierbei jedoch massenmarktaugliche Direktvermarktungsprozesse, sodass dem Prosumer durch den Verkauf des Stroms zumindest kein wirtschaftlicher Nachteil gegenüber einer Nulleinspeisung entsteht.

Im Kontext von Energiegenossenschaften kann Energy Sharing Investitionen durch Privatpersonen unterstützen und die Teilhabe an die Energiewende insbesondere für städtische und/oder vulnerable Verbrauchergruppen stärken.

¹⁰ Echtsolar – [Stromspeicher Preisentwicklung](#)

2. Flexibilitäten zielgerichtet heben

Der Erfolg der Energiewende hängt maßgeblich davon ab, dass flexible Verbrauchsanlagen intelligent gesteuert werden, um den Verbrauch mit einer zunehmend volatilen Erzeugung in Einklang zu bringen. Darüber hinaus führen der Ausbau von EE-Anlagen, sowie der wachsende Stromverbrauch durch Wärmepumpen und E-Autos zu steigenden Netzauslastungen in der Niederspannung. Die verbrauchsseitige Steuerung wird somit auch aus Netzperspektive unabdingbar, um einen Netzausbau bis auf die letzte kWh, der mit erheblichen Kosten verbunden wäre, zu vermeiden.

Es wurden und werden zahlreiche Mechanismen eingeführt, die die Erschließung flexibler Verbrauchsanlagen fördern - zur Maximierung des Anteils an erneuerbaren im Strommix, zur Netzentlastung und übergeordnet zur Minimierung der Kosten des Energiesystems. Diese Mechanismen können in drei Kategorien eingeordnet werden:

- Anreizsetzungen durch zeitvariable oder dynamische Preissignale
- Direkte Steuerung der Anlagen durch den Netzbetreiber
- Marktgestützte Flexibilitätsbeschaffung

Beim Energy Sharing werden ebenfalls Preissignale gesetzt, die zu einer Anpassung des Verbrauchsverhalten führen können. Eine zentrale Frage, die in diesem Kapitel adressiert wird, ist wie diese Signale mit bereits etablierten oder geplanten Preissignalen (dynamische Stromtarife und zeitvariable, bzw. dynamische Netzentgelte) harmonisieren, und wie sichergestellt werden kann, dass **Energy Sharing systemisch zielführende Verbrauchsanpassungen anreizt**.

Außerdem adressiert das Kapitel, welchen Einfluss Mechanismen zur direkten Steuerung der Flexibilitäten, sowie Optionen zur Vermarktung der Flexibilität auf Energy Sharing Communities haben, und welche Mehrwerte Energy Sharing in diesem Kontext bieten kann. Mehr Informationen zu den hier vorgestellten Mechanismen können der FfE-Veröffentlichung

[Anreizmechanismen zur Stromnetzentlastung](#) entnommen werden.

2.1 Anreizsetzung durch Preissignale

Zeitvariable oder dynamische Preissignale setzen einen Anreiz, den Verbrauch möglichst in kostengünstige Zeitfenster zu verlagern.

2.1.1 Überblick aktueller Preissignale für Privatkunden

Aktuell haben Privatkunden Zugang zu zwei Arten an zeitvariablen, bzw. dynamischen Signalen, die miteinander kombiniert werden können.

Stromlieferverträge mit dynamischen Tarifen sind nach § 3 Abs. 96 EnWG Lieferverträge, bei denen sich der Preis, den Verbraucher zahlen, in jeder Viertelstunde an den realen Spotmarktpreisen (Day-Ahead und Intraday) orientiert anpassen. **§ 41a EnWG** verpflichtet alle Energieversorger mit über 100.000 Kunden, dynamische Stromtarife anzubieten.

Mit **§ 14a EnWG** wurden **zeitvariable Netzentgelte** eingeführt. Jeder Netzbetreiber ist dazu verpflichtet, den Endkunden, mit denen eine Vereinbarung nach § 14a EnWG abgeschlossen wird, die Wahl zwischen drei Optionen zur Reduktion seiner Netzentgelte zu geben. Im Rahmen des sogenannten „Modul 3“ ist jeder Verteilnetzbetreiber seit dem 01.04.2025 dazu verpflichtet, kalenderjährlich für sein gesamtes Netzgebiet Zeitfenster und Preisstufen (Hochtarif [HT]/Niedertarif [NT]/Standardtarif [ST]) festzulegen.¹¹

Netzbetreiber dürfen die Zeitfenster und Preisstufen quartalsweise bzw. für jede Jahreszeit anpassen. Die Informationen müssen jedoch vorab veröffentlicht werden, und ermöglichen keine granulare Reaktion des Netzbetreibers auf die Netzauslastung (z.B. um Wetterabhängigkeiten abzubilden).

Entsprechend wird im Rahmen der aktuell laufenden Reform der Netzentgeltsystematik, und dem **Verfahren zur Reform der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom** der BNetzA (**AgNes-Prozess**) die

¹¹ BNetzA - [BK6-22-300](#), [BK8-22/010-A](#)

Einführung komplett **dynamischer Netzentgelte** geplant. Die genaue Ausgestaltung dieser Netzentgelte ist noch in der Diskussion. Eingeführt werden sollen die dynamische Netzentgelte nach den bisherigen Vorschlägen BNetzA zunächst für Speicheranlagen ab 2029. Zudem sollen zunächst vorrangig Engpässe auf Übertragungsebene adressiert werden, um die steigenden Redispatchkosten zu senken. Perspektivisch sollen die dynamische Netzentgelte jedoch auch auch Verbrauchsanlagen und koordinierend über alle Netzebenen ausgerollt werden.

Im Kontext des AgNES-Prozess werden zudem auch **Netzentgelte, die bei der Netzeinspeisung** anfallen würden, thematisiert. Das bedeutet auch Einspeiseanlagen könnten künftig Preissignale über dynamische Netzentgelte erhalten und ihren Betrieb an der Netz-situation orientieren¹². Dennoch lehnt eine Mehrheit der Branche Netzentgelte für Einspeiser bisher ab unter anderem wegen einer möglichen marktverzerrenden Wirkung.

Exkurs – Zentrale Rolle von Energiemanagementsystemen (EMS)

Dynamische Preissignale sind viertelstundenscharf, und ändern sich täglich. Eine manuelle Lastverschiebung durch den Endkunden (z.B. Anpassung des Heizvorgangs der Wärmepumpe, oder des Ladevorgangs eines elektrischen Fahrzeugs) ist somit mit einem erheblichen Aufwand verbunden.

Um das volle Potenzial dynamischer Preissignale auszuschöpfen ist wichtig, dass die Verbrauchsoptimierung automatisiert stattfindet. Dies ist die Rolle sogenannter (Home)-Energie-Management-Systeme (EMS).

Ein EMS erhält am Vortag Preistabellen für den folgenden Tag, erstellt Prognosen zum Strombedarf bzw. zum Verhalten des Kunden, erstellt auf dieser Basis einen Fahrplan für flexible Anlagen in der Liegenschaft, und steuert diese entsprechend an, um die Stromkosten zu minimieren. In Fällen, in denen der Kunde eine eigene Erzeugungsanlage besitzt, ist eine zentrale Rolle des EMS ebenfalls die Erstellung von Prognosen zur Eigenerzeugung. Im Kontext von Energy Sharing sind solche Prognosen ebenfalls von zentraler Bedeutung.

2.1.2 Preisbasierte Anreizsetzung durch Energy Sharing und damit verbundene Fragestellungen

Ein Verbraucher, der eine Vereinbarung nach § 42c EnWG abschließt, hat zwei Lieferverträge, mit entsprechenden Tarifen. Für den geteilten Strom ist davon auszugehen, dass ein statischer Stromtarif festgelegt wird. Für den Reststrom ist sowohl ein statischer, als auch ein dynamischer Tarif denkbar.

Das **Zusammenspiel von zwei Lieferverträgen** ist mit folgenden relevanten Fragestellungen verbunden.

Bei einem dynamischen Reststromtarif kann es vorkommen, dass der Reststromtarif in einer Viertelstunde billiger ist als der Energy-Sharing-Strom (gesonderter Tarif). Der Kunde hat **keine Möglichkeit, den Reststromvertrag zu privilegieren**. Der Abschluss eines Vertrags nach § 42c EnWG mit einem Anlagenbetreiber führt dazu, dass die geteilten Strommengen, die auf Basis des Aufteilungsschlüssel ermittelt werden, immer zuerst verbraucht werden.

In dem Fall, wo Energy-Sharing-Strom billiger ist als der Reststrom, hat der Verbraucher ein Interesse daran, **möglichst viel Energy-Sharing-Strom zu verbrauchen**, und sein Verbrauchsverhalten entsprechend anzupassen. Um diesen Effekt zu maximieren, ist wichtig, dass klare Informationen zum Erzeugungsprofil verfügbar sind. Hat der Kunde kein EMS, muss er trotzdem eine Indikation haben, in welche Zeiten er seinen Verbrauch verlagern sollte. Bei einer manuellen Steuerung durch den Kunden könnte er vermutlich im besten Fall am Vortag Wetter-basierte Prognosen prüfen, und seinen Verbrauch des nächsten Tages entsprechend planen. **Es ist nicht davon auszugehen, dass somit eine erhebliche Verbrauchsanpassung erreicht werden kann.**

Hat der Kunde ein EMS, muss dieses die Strommengen, auf die der Kunde einen Anspruch hat, prognostizieren können, um den für den Kunden geltenden **Mischpreis** (gewichteter Mittelwert zwischen Energy Sharing Strom und Reststrom) zu ermitteln. Dazu müssen im Idealfall die Eigenschaften der Erzeugungsanlage (Leistung, geografische Lage, Ausrichtung), der Aufteilungsschlüssel, aber auch die Verbrauchsverhalten der anderen Energy Sharing Teilnehmer bekannt sein, da alle diese Parameter die Energy Sharing Mengen bestimmen.

Für EMS-Anbieter öffnen sich also neue Herausforderungen und Perspektiven zur Alleinstellung.

¹² BNetzA - [Einspeiseentgelte: Orientierungspunkte der BNetzA](#)

Prognose-Methoden und Schnittstellen müssen erweitert werden, um den Eigenverbrauch im Rahmen von Energy Sharing Communities zu maximieren.

Außerdem gibt § 42c Abs. 5 EnWG die Möglichkeit, dass der Anlagenbetreiber einen **Dienstleister zur Erbringung von Flexibilitätsdienstleistungen** beauftragt. Denkbar wäre, dass die Energy Sharing Community einen gemeinsamen EMS-Anbieter teilt, sodass eine **koordinierte Optimierung des Verbrauchs über alle Teilnehmer** stattfindet. Das **MiSpEL-Verfahren** der BNetzA öffnet auch in diesem Kontext interessante Perspektiven: Heimspeicher, oder bidirektionale Fahrzeuge einzelner Teilnehmer könnten grundsätzlich dazu eingesetzt werden, den **Lastgang der gesamten Community** zu optimieren.

Ob dies zu einer Erhöhung des Eigenverbrauchs in der Community, einer Reduktion der Strombezugskosten für die Teilnehmer, und ggf. auch zu Netz- und systemdienlichen Rückwirkungen führen kann (im Vergleich zu normalen Tarifen, und im Vergleich zu Energy Sharing mit individuellen Energiemanagementsystemen) wird im Rahmen des Projekts SKIES im Pilotbetrieb untersucht. Außerdem stellen sich zahlreiche Fragen zur Vergütung der Nutzung der Flexibilitäten einzelner Teilnehmer für die Allgemeinheit, bzw. zur fairen Verteilung der Flexibilitätsabrufe innerhalb der Community, die ebenfalls im Projekt analysiert werden.

Exkurs – Rechtliche Einordnung von technischen Einrichtungen zur Fernsteuerung

Die Anforderungen an Mess- und Steuerungsinfrastruktur zur Steuerung und Überwachung von Anlagen sind in einem Geflecht aus dem EEG, MsbG und EnWG geregelt. § 9 EEG regelt die technischen Vorgaben, wonach Anlagenbetreiber ihre Anlagen für den Netzbetreiber sichtbar (Ist-Einspeisung jederzeit abrufbar) und steuerbar machen müssen. Aus § 10b EEG-Entwurf (Vorgaben für Direktvermarkter) resultiert des Weiteren eine verpflichtende Fernsteuerbarkeit für alle direktvermarkteten Anlagen. Das MsbG regelt die technische Beschaffenheit der Mess- und Steuerungsinfrastruktur. Es setzt Fernsteuerbarkeit als Mindestanforderungen an iMSys fest und definiert den Einbau einer Steuerungseinrichtung am Netzanschluss als Standardleistung.

2.2 Direkte Steuerung

Neben preisbasierten Anreizen stellt die direkte Steuerung von Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen ein zentrales Instrument dar, um kurzfristig auf **systemische Engpässe** zu reagieren und die **Stabilität des Stromsystems sicherzustellen**. Durchgeführt wird die Steuerung durch einen Direktvermarkter oder in letzter Instanz über die Netzbetreiber. Während der Direktvermarkter die Schaltung über eine Orientierung an Preissignalen abbildet, legt der Netzbetreiber den Fokus auf die Systemstabilität. Der Gesetzgeber stellt den Netzbetreibern hierfür zwei komplementäre Instrumentarien zur Verfügung, die den Zugriff auf Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen regeln.

2.2.1 Marktliche Abregelung durch den Direktvermarkter

Nach den Vorgaben zur Direktvermarktung gemäß § 10b Abs. 7 EEG-Entwurf müssen Direktvermarkter und Anlagenbetreiber vertragliche Vereinbarungen treffen. Darin ist ein Schwellenwert auf Basis von Spotmarktpreisen festzulegen, ab dem die Einspeiseanlage ferngesteuert abgeregelt wird. Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass sich diese Abregelung auf die Einspeiseleistung am Netzanschlusspunkt bezieht. Der Eigenverbrauch der Anlage bleibt somit von der Abregelungsmaßnahme unberührt.

Im Kontext von Energy Sharing stellt sich die Frage, wie dieser Schwellenwert sachgerecht festgelegt werden kann. Naheliegend ist eine Orientierung

- am Preis des innerhalb der Energy Sharing Community geteilten Stroms sowie
- an der prognostizierten Überschusseinspeisung, die vom Direktvermarkter an der Strombörse vermarktet wird.

Der Energy-Sharing-Vertrag regelt die Zuteilung des vom Anlagenbetreiber eingespeisten Stroms an die Teilnehmenden unabhängig von gleichzeitig auftretenden Marktpreisen. Verfügt der Anlagenbetreiber über ausreichend verlässliche Abnehmer, kann der Abregelungsschwellenwert entsprechend sehr niedrig (stark negativ) angesetzt werden.

Problematisch wird dies jedoch in Zeiträumen, in denen der erzeugte Strom nicht vollständig abgenommen wird. In diesen Stunden kann ein identischer Schwellenwert für den Anlagenbetreiber erhebliche Kosten verursachen, da die Vermarktungskosten an der Börse die Erlöse aus dem Energy Sharing mindern.

Die Festlegung des Schwellenwerts ist daher nicht trivial. Sie erfordert pragmatische Abschätzungen der zu erwartenden Erzeugungs- und Abnahmeprofile, um wirtschaftliche Risiken für den Anlagenbetreiber zu begrenzen.

2.2.2 Abregelung von Erzeugungsanlagen über § 9 EEG, § 13a und § 14 EnWG

Für das Engpassmanagement über die Erzeugungsseite greift ein System aus technischen Anforderungen und operativen Eingriffsbefugnissen, um Netzengpässe zu bewirtschaften. Technische Basis ist der § 9 EEG. Nach Absatz 1 sind Anlagenbetreiber verpflichtet, ihre Anlagen technisch so auszustatten, dass der Netzbetreiber jederzeit die Ist-Einspeisung abrufen und die Einspeiseleistung ferngesteuert regeln kann. Diese technische Fernsteuerbarkeit ist die Voraussetzung für jegliche Netzeingriffe.

Die **Steuerungsermächtigung** ist in § 13a EnWG geregelt. Demnach müssen Betreiber von Anlagen ab 100 kW sowie jederzeit fernsteuerbare Anlagen auf Aufforderung der ÜNB ihre Erzeugung anpassen oder eine Steuerung durch die Netzbetreiber dulden, **sofern eine Gefährdung der Systemsicherheit vorliegt**. Da viele Anlagen in unteren Spannungsebenen angeschlossen sind, dehnt der § 14 EnWG diese Befugnisse auf die VNB aus.

§§ 13a & 14 EnWG verpflichten Netzbetreiber außerdem zu einer **energetischen Korrektur** in den Bilanzkreisen (bilanzieller Ausgleich) und ggf. **einer Entschädigung** von entgangenen Erlösen (finanzieller Ausgleich).

Durch die Abregelungsmaßnahme entsteht zunächst ein Ungleichgewicht im Bilanzkreis des Anlagenbetreibers, welche der Netzbetreiber ausgleichen muss. VNB sind im Rahmen einer Übergangsregelung bis 2031 von dieser Pflicht ausgenommen und leisten stattdessen Aufwendungsersatz dafür, dass der Bilanzkreisverantwortliche (BKV) stattdessen seinen Bilanzkreis ausgleicht (§ 14 Abs. 1b EnWG). Daraus entstehen bei dem BKV Kosten, die durch den VNB zu entschädigen sind. § 13a Abs. 2 EnWG regelt dabei, dass dem Betreiber der Anlage diese Kosten zu erstatten sind. Hierfür muss ex-post geschätzt werden, wie hoch die abgeregelt Energiemenge in jeder Viertelstunde war.

¹³ Siehe [fEE - Gesetzliche Premiere für Energy Sharing](#) für eine Beschreibung der Rahmenbedingungen des § 42c EnWG. Darin wird diese Kombination aus sonstiger Direktvermarktung und

Ist die Anlage Teil einer Vereinbarung nach § 42c EnWG, so müsste ebenfalls sichergestellt werden, dass die **Abregelung der Anlagen nicht zu einer Benachteiligung der Verbraucher führt**. Aus unserer Sicht muss der aktuelle Prozess dazu nicht angepasst werden.

Aus der ex-post Schätzung der abgeregelt Energiemengen kann berechnet werden, wie viel von dieser Abregelungsenergie in der Energy Sharing Community nach Aufteilungsschlüssel verbraucht worden wäre und wie viel über den Direktvermarkter über das Marktprämienmodell an der Strombörse vermarktet worden wäre.¹³ Der Anlagenbetreiber kann daraufhin einen finanziellen Ausgleich in Höhe der entgangenen Marktprämie¹⁴ und der Aufwandsentschädigung für den bilanziellen Ausgleich erhalten. Außerdem müsste sichergestellt werden, dass die hypothetischen Energy Sharing Mengen (also die Mengen, die ohne Abregelung geteilt geworden wären) dem Verbraucher zugeordnet werden. Somit entsteht beim Verbraucher keine Benachteiligung und bei seinem Reststromlieferanten keine Änderung des Bilanzkreises. Die Kosten für diese abgeregelt, aber dennoch dem Verbrauch zugeordneten Strommengen müsste der Netzbetreiber tragen.

Hierbei handelt es sich um einen Vorschlag, bzw. eine Überlegung. Aus unserer Sicht ist wichtig, dass das **Zusammenspiel von § 42c EnWG mit §§ 13a und 14 EnWG** bei der Konkretisierung der energiewirtschaftlichen Umsetzung von § 42c EnWG berücksichtigt wird.

2.2.3 Steuerung von flexiblen Verbrauchsanlagen über § 14a EnWG

Über § 14a EnWG haben VNB die Möglichkeit, eine netzorientierte Steuerung („Dimmen“) von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen (steuVE) vorzunehmen. Dies betrifft insbesondere Wärmepumpen, private Ladepunkte für E-Autos, Kälteanlagen sowie Stromspeicher. Auf Basis einer gemeinsamen Vereinbarung gewährt der Anschlussnehmer dem Netzbetreiber die Möglichkeit zur Steuerung. Der Anschlussnehmer erhält im Gegenzug vergünstigte Netzentgelte. Sobald ein iMSys eingebaut ist, muss die Steuerung zwingend über das SMGW erfolgen.

In Bezug auf Energy Sharing stellt sich die Frage, wie netzinduzierte Steuerungsmaßnahmen nach § 14a EnWG das bilanzielle Teilen von Strom beeinflussen. Nach BK6-22-300 ist ein bilanzieller Ausgleich

Direktvermarktung im Marktprämienmodell als einzige mögliche Vermarktungsform für Energy Sharing beschrieben.

¹⁴ Vorausgesetzt der Zahlungsanspruch verringert sich nicht auf null aufgrund von negativen Preisen (§ 51 EEG).

explizit nicht Teil einer § 14a EnWG Maßnahme, denn dabei handelt es sich nach Auffassung der BNetzA um kuratives Engpassmanagement, ein bilanzieller Ausgleich folgt dagegen marktlichen Zwecken. Des Weiteren merkt die Regulierungsbehörde an, dass eine Steuerung auf Ebene eines einzelnen Letztverbrauchers in der Niederspannung keinen signifikanten Einfluss auf die Bilanzkreisbilanz hat. Zusätzlich soll die Abschätzung der Verbräuche unpraktikabel, zu aufwendig und ungenau sein.

Für den Verbraucher entsteht dadurch nicht zwingend ein Schaden. Seine Last verschiebt sich lediglich in andere nicht engpassbedingte Zeitfenster. Gleichzeitig erhält er ein ermäßigtes Netzentgelt. Im Kontext von § 42c EnWG könnte eine Abregelung der Verbraucher jedoch zu einer Reduzierung der geteilten Strommengen, und somit zu entgangenen Erlösen führen. Da es sich bei § 14a EnWG jedoch um eine mittelfristig selten auftretende Maßnahme handelt, gibt es aus unserer Sicht keinen Handlungsbedarf.

2.3 Marktgestützte Flexibilitätsbeschaffung

Schließlich können marktbasierende oder marktähnliche Ansätze benutzt werden, um Flexibilitäten zu heben.

2.3.1 Flexibilitätsmärkte

Die EU fordert in Art. 32 der EBM-RL und Art. 13 der EBM-VO die Mitgliedsstaaten auf, diskriminierungsfreie, marktgestützte Verfahren für das Engpassmanagement einzuführen. Die Idee ist, dass neben konventionellen bzw. zentralen Anlagen auch dezentrale flexible Verbrauchsanlagen die Möglichkeit der Beteiligung am Engpassmanagement und den damit verbundenen Erlöspotenzialen bekommen.

In Deutschland ist mit § 14c EnWG die Möglichkeit für Verteilnetzbetreiber, eingeführt worden, Flexibilitäten marktgestützt zu beschaffen. Da jedoch parallel dazu eine direkte Steuerung durch § 9 EEG und §§ 13-14 EnWG erlaubt bleibt, findet dieser Paragraph aktuell keine Anwendung.

2.3.2 Redispatch 3.0

Aktuell finden Überlegungen zur Überarbeitung des Redispatch 2.0 statt, insbesondere um kleine, dezentrale Flexibilitäten gezielt zu nutzen, und somit Redispatch-Kosten zu reduzieren. Zwar soll die Teilnahme an Redispatch 3.0 weiterhin verpflichtend sein (was ihn von einem Flexibilitätsmarkt unterscheidet), es

sollen jedoch marktähnliche Charakteristiken eingeführt werden.¹⁵

So sollen Anlagenbetreiber einen Wert für die Bereitstellung ihrer Flexibilität formulieren, es soll eine Merit-Order-ähnliche Sortierung der Angebote stattfinden und es sollen standardisierte Flexibilitätsprodukte angeboten und abgerufen werden. Aggregatoren sollen dabei eine zentrale Rolle einnehmen: Sie bündeln dezentrale Flexibilitäten und formulieren für ein Portfolio ein Angebot. **Energy Sharing Communities bieten sich in diesem Zusammenhang als natürliche Aggregatoren an:**

- Der räumliche Zusammenhang würde aus Sicht der Netzbetreiber sicherstellen, dass alle angebotenen Flexibilitäten tatsächlich für den betroffenen Engpass relevant sind.
- § 42c Abs. 5 EnWG erlaubt die Beauftragung eines Flexibilitätsdienstleisters – darunter vermutlich auch Aggregatoren.
- Falls die Energy Sharing Community zur Maximierung ihres Eigenverbrauches ein gemeinschaftliches Energiemanagementsystem nutzt, sind bereits starke Strukturen zur koordinierten Hebung und Bereitstellung von Flexibilitäten vorhanden.

Im Rahmen des Projekts SKIES wird der Abruf von Flexibilitäten einer Energy Sharing Community im Redispatch 3.0 pilotiert. Insbesondere wird dabei erläutert, ob Energy Sharing Communities Flexibilitäten besser bündeln und bereitstellen können als ein Aggregator, der Kunden ohne Zusammenhang zueinander aggregieren würde.

2.3.3 Flexible Netzanschlussvereinbarungen (FCA)

Flexible Netzanschlussvereinbarungen (FCA) sind sowohl für Verbraucher (§ 17 EnWG) als auch für Erzeugungsanlagen (§ 17 EnWG und § 8a EEG) möglich.

Ein Netzbetreiber kann mit dem Anschlussnehmer bilateral festlegen, unter welchen Bedingungen er die Einspeisung, bzw. den Verbrauch einschränken darf. Die Teilnahme an solchen Vereinbarungen ist aus Sicht des Anschlussnehmers freiwillig, und mit monetären Vorteilen (die bilateral verhandelt werden), verbunden. Insbesondere im Kontext zunehmend knapper Netzkapazitäten entwickeln sich FCA als der Standardfall beim Netzanschluss großer Verbraucher

¹⁵ VDE – [Engpassmanagement im Verteilnetz](#)

(Großbatterien, Elektrolyseure...), sodass in der Branche Lösungen zur Standardisierung des Inhalts, und des Prozesses zum Abschluss von FCA erarbeitet werden.

Ein wichtiger Vorteil von FCA im Vergleich zu herkömmlichen Netzanschlüssen ist, dass der Netzbetreiber Anforderungen formulieren kann, die sich gezielt in seine Netzführung integrieren, und der lokalen Realität seines Netzes entsprechen. Aus Sicht des Anschlussnehmers sind die Vorteile wirtschaftlicher Natur, und/oder ein beschleunigter Netzzugang.

Auch im Kontext von Energy Sharing könnten FCAs vorteilhaft zum Einsatz kommen.

- In Netzen, in denen PV-Spitzen unkritisch sind, könnten Anlagen, die Teil von § 42c EnWG Vereinbarungen sind, beispielsweise – nach bilateraler Einigung mit dem VNB – weiterhin mehr als 50% ihrer maximalen Leistung ins Netz einspeisen.
- Energy Sharing Communities, in denen Flexibilitäten gemeinschaftlich optimiert werden, könnten in Zeiten hoher Netzauslastung gemeinschaftlich ihre Spitzenlast reduzieren. Durch das gemeinschaftliche EMS könnten vermutlich geringere Gleichzeitigkeiten erreicht werden als bei einer Summe individuell optimierender Akteure.

Aus Sicht des Netzbetreibers **könnten FCAs sicherstellen, dass Energy Sharing Communities tatsächlich zu einer Entlastung der Netze führen**. Aus Sicht der Energy Sharing Teilnehmer könnten beispielsweise reduzierte Netzentgelte die Wirtschaftlichkeit erhöhen, was auch die Attraktivität von Energy Sharing deutlich erhöhen würde.

Im Rahmen des Projekts SkIES analysieren wir mögliche Ausgestaltungsoptionen für FCAs für Energy Sharing Communities. Insbesondere im Kontext von § 42c EnWG ist unklar, mit wem der Netzbetreiber tatsächlich eine solche Vereinbarung abschließen müsste, bzw. könnte.

Fazit

Zum Erfolg der Energiewende sind erhebliche Investitionen in Erzeugungsanlagen und Batteriespeicher notwendig. Außerdem muss die Bevölkerung den Ausbau von erneuerbaren Energien akzeptieren, da sonst unnötige Reibungen entstehen. Dies ist insbesondere dadurch zu erreichen, dass die Mehrwerte der Energiewende (insb. reduzierte Stromkosten) für alle – und nicht nur für privilegierte Gruppen – greifbar werden. Schließlich setzt die Energiewende voraus, dass das Verbrauchsverhalten flexibler wird, um auf Signale und Bedarfe des Energiesystems zu reagieren.

Aktuell finden zahlreiche regulatorische Entwicklungen statt, die als Ziel den Ausbau von erneuerbaren Energien und Batterien und die zielführende Integration flexibler Anlagen in das Energiesystem verfolgen. Energy Sharing muss einerseits in Kombination mit diesen anstehenden Entwicklungen gedacht werden und kann andererseits auch zu diesen Zielen beitragen.

Energy Sharing kann mit dem Entfall der EEG-Vergütung Prosumer dazu anreizen, größere PV-Anlagen und ggf. Speicher als für ihren reinen Eigenverbrauch zu planen. Dadurch kann die **Nutzung von Dachflächen gesteigert** und Kosten pro installierte Leistung bzw. Kapazität reduziert werden.

Energy Sharing im Rahmen von Energiegenossenschaften hat aus unserer Sicht das Potenzial, die **Teilhabe städtischer Bevölkerungen zu stärken**. So können weitere Investitionen angereizt, vulnerable Gruppen unterstützt und die Akzeptanz für die Energiewende gesteigert werden.

Außerdem setzt Energy Sharing Anreize für eine **Verlagerung des Verbrauchs in Zeiten hoher EE-Erzeugung**, die auch aus Systemperspektive grundsätzlich positiv sind. Energy Sharing Communities bieten dabei zusätzlich eine Plattform zur gemeinschaftlichen Optimierung von Flexibilitäten. Im Rahmen des Projekts SkIES untersuchen wir, inwiefern eine solche Optimierung die gesamte Lastverschiebung erhöhen kann.

Darüber hinaus können Energy Sharing Communities auch sehr geeignet sein, um Flexibilitäten in einem engen geografischen Rahmen zu aggregieren und

Netzbetreibern zur Verfügung zu stellen. Im Rahmen des Projekts untersuchen wir das Potenzial von Energy Sharing aus ÜNB- bzw. Redispatch 3.0 Perspektive, und die Optionen zum Abschluss von flexiblen Netzanschlussvereinbarungen (FCA) zwischen Energy Sharing Communities und Verteilnetzbetreibern.

Generell denken wir, dass der **Mehrwert von Energy Sharing** nicht in der reinen bilanziellen Zuordnung von Strommengen liegt, sondern in der damit verbundenen **Hebung von Flexibilitäten**. Die netz- oder systemrelevante Bereitstellung von Flexibilitäten kann - bei richtiger Ausgestaltung - gleichzeitig Systemkosten reduzieren, und die Wirtschaftlichkeit und Attraktivität von Energy Sharing erhöhen.

Innerhalb des Forschungsprojekts SkIES arbeiten wir aktuell an der Umsetzung von verschiedenen Use Cases und erproben diese mit Praxispartnern in Feldversuchen. Ziel ist dabei, den Mehrwert von Energy Sharing für Teilnehmende und Energiesystem zu maximieren. Entsprechend verfolgen wir auch gespannt die aktuellen regulatorischen Entwicklungen, und freuen uns auf den Austausch mit Akteuren, die an der Umsetzung von Energy Sharing beteiligt sind. Kommen Sie bei Fragen gerne auf uns zu!



Impressum

Herausgeber



Am Blütenanger 71
80995 München
+49 (0)89 158121-0
info@ffe.de
www.ffe.de

Whitepaper

Zusammenspiel von Energy Sharing mit
anderen energiewirtschaftlichen
Mechanismen

Veröffentlicht am

22.04.2026

Bearbeiter:innen

Alexander Heyder
Dr. Erwan Taillanter
Nele Maas
Katharina Sommer

Projekt

SkIES – Skalierbare Integration von Energy
Sharing

Projektleitung

Louisa Wasmeier
Dr. Erwan Taillanter

Stellv. wissenschaftlicher Leiter

Dr.-Ing. Serafin von Roon

Geschäftsleitung

Dr.-Ing. Serafin von Roon
Dr.-Ing. Christoph Pellingner
Dr.-Ing. Anna Gruber
Dr.-Ing. Andrej Guminski

Bitte zitieren als

FfE (2026): Zusammenspiel von Energy
Sharing mit anderen
energiewirtschaftlichen Mechanismen.:
Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.

DOI: 10.34805/ffe-12-26

Förderkennzeichen 03EI6142A



