

Future Energy
Lab

BERICHT

Energy Sharing in Deutschland

Vom Konzept zur energiewirtschaftlichen
Umsetzung

Impressum

Herausgeber:

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Chausseestraße 128 a
10115 Berlin

Tel.: +49 30 66 777-0

Fax: +49 30 66 777-699

E-Mail: info@dena.de

Internet:

www.dena.de

www.future-energy-lab.de

Autorinnen und Autoren:

Linda Babilon, dena

Lisa Strippchen, dena

Dr. Rita Dornmair, B.A.U.M. Consult GmbH

Ludwig Karg, B.A.U.M. Consult GmbH

Melanie Degel, IZT – Institut für Zukunftsstudien
und Technologiebewertung gGmbH

Volker Handke, IZT – Institut für Zukunftsstudien
und Technologiebewertung gGmbH

Katrin Ludwig, IZT – Institut für Zukunftsstudien
und Technologiebewertung gGmbH

Konzept & Gestaltung:

die wegmeister GmbH

Stand: Juli 2024

Alle Rechte sind vorbehalten. Die Nutzung steht unter dem
Zustimmungsvorbehalt der dena.

Bitte zitieren als:

Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.) (dena, 2024): Energy Sharing
in Deutschland: Vom Konzept zur energiewirtschaftlichen
Umsetzung



**Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz**

Die Veröffentlichung dieser Publikation erfolgt im Auftrag
des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz.
Die Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) unterstützt
die Bundesregierung in verschiedenen Projekten zur
Umsetzung der energie- und klimapolitischen Ziele im
Rahmen der Energiewende.

Inhalt

Vorwort	4
1. Executive Summary	6
2. Energy Sharing – das Begriffsverständnis	9
2.1 Hintergrund	10
2.2 Energy Sharing Community	11
3. Aktuelle Rechtslage und Ausblick auf regulatorische Entwicklungen von Energy Sharing	12
3.1 Energy Sharing im EU-Recht	13
3.2 Rechtslage in Deutschland	14
3.3 Energy-Sharing-Konzepte in Deutschland: Stand und Diskussion	15
4. Energiewirtschaftliche Umsetzung von Energy Sharing	18
4.1 Marktrollen und Aktivitäten	19
4.2 Mögliche Umsetzungsmodelle	21
4.2.1 Modell 1: Zentraler Lieferant	24
4.2.2 Modell 2: Lieferbeziehungen mit Intermediär(en)	27
4.2.3 Modell 3: Lieferbeziehungen ohne Intermediär	35
4.3 Modell der Pilot-Community WUNergy	39
5. Digitale Technologien für Energy Sharing Communities	41
6. Situation von Energy Sharing in ausgewählten Ländern der EU	45
6.1 Zusammenfassung der Rahmenseetzungen	46
6.2 Österreich	48
6.2.1 Förderung	49
6.2.2 Zusammenspiel Energiegemeinschaften und Netzbetreiber	49
6.2.3 Energy Sharing	50
6.3 Dänemark	50
6.3.1 Förderung	50
6.3.2 Zusammenspiel Energiegemeinschaften und Netzbetreiber	51
6.3.3 Energy Sharing	51
6.4 Italien	51
6.4.1 Förderung	51
6.4.2 Zusammenspiel Energiegemeinschaften und Netzbetreiber	52
6.4.3 Energy Sharing	52
7. Ausblick	53
Abbildungsverzeichnis und Tabellenverzeichnis	55
Literaturverzeichnis	56
Abkürzungsverzeichnis	60
Anhang: Liste befragter Initiativen	62

Vorwort

Eine erfolgreiche Energiewende in Deutschland braucht die Beteiligung verschiedener Akteursgruppen, auch der Bürgerinnen und Bürger. Energy Sharing ist eine Möglichkeit für direkte Teilhabe nicht nur am Ausbau, sondern auch an der optimalen lokalen Nutzung erneuerbarer Energien. Ob Solarstrom vom Haus des Nachbarn oder Windenergie aus dem eigenen nahe gelegenen Windenergiepark – Energy Sharing kann hier eine Lösung für den Bezug des Stroms bieten und schafft auch einen zusätzlichen Anreiz für den weiteren Zubau erneuerbarer Energien. Durch den erzeugungsnahen Verbrauch oder das zusätzliche Angebot von Flexibilität soll eine Energy Sharing Community (ESC) im besten Fall auch zur Netzentlastung beitragen.

Die Diskussion um Energy Sharing ist jedoch vielschichtig und komplex: Sie beginnt bereits bei der Zielstellung und den Zielgruppen und führt über regulatorische Fragen der Zulässigkeit und Förderung bis hin zu konkreten praktischen Herausforderungen, wie der Teilnahme an der Marktkommunikation, der adäquaten Datenmessung oder der Vertragsgestaltung. Vor dem Hintergrund der EU-initiierten Ermächtigung der Bürgerschaft als aktive Teilnehmerinnen und Teilnehmer am Energiemarkt (Stichwort: Active Customer) ist Deutschland aufgefordert, neue Möglichkeiten im Energiemarkt zu schaffen und regulatorisch zu gestalten.

Deshalb lohnt die nähere Betrachtung konkreter Ausgestaltungsmöglichkeiten des Energy Sharing. Diese zeigen sowohl die Notwendigkeit, aber auch das Potenzial der Digitalisierung sehr deutlich: Der granulare Abgleich von Erzeugung und Verbrauch ist Kernelement des Energy Sharing und ohne intelligente Messsysteme (iMSys) sowie effiziente Datenintegration nicht denkbar. Die Einbettung in das Energiesystem erfordert darüber hinaus die optimierte Steuerung von Anlagen. Ohne digitale Technologien ist eine weitgehende Umstellung der Energieversorgung auf erneuerbare Energien kaum möglich. Den Anforderungen an die Datenbasis, die digitale Infrastruktur und die Daten-Governance sollte sich daher auch die Diskussion um Energy-Sharing-Modelle noch stärker widmen.

Diese Fragen aufzulösen und einen Pfad für die Umsetzung des Energy Sharing in Deutschland zu zeichnen, erfordert eine umfassende Betrachtung unter Berücksichtigung verschiedener Perspektiven. Diese haben wir in der Deutschen Energie-Agentur (dena) in den Bereichen *Digitale Technologien & Start-up-Ökosystem* und *Zukunft der Energieversorgung* gebündelt. Mit dem Projekt *ESCDigital – Digitale Technologien in Energy Sharing Communities* fördern wir den regelmäßigen Austausch mit und unter den Akteuren unter anderem aus den Bereichen Netzbetrieb, Energieversorgung, Bürgerenergie, kommunale Unternehmen und Digitalisierung. Wir helfen dabei, offene rechtliche, organisatorische, wirtschaftliche, digitale und gesellschaftliche Fragen abzuschichten, Herausforderungen zu begegnen und neue Impulse für die Entwicklung von Projekten und Rahmenbedingungen zu geben.

Unser Ziel ist, eine Anleitung zu entwickeln, die die Implementierung von Energy Sharing Communities möglichst multiplizierbar gestaltet. Hierzu wird die Pilot-Community WUNergy in Wunsiedel beim Aufbau des Energy Sharing im realen Umfeld wissenschaftlich eng begleitet. Dieser Bericht legt die Bandbreite der dabei denkbaren Modelle – innerhalb und außerhalb des aktuellen Rechtsrahmens – dar und soll durch diese Einordnung auch die laufende Debatte um eine mögliche Regelung des Energy Sharing unterstützen.

Wir bedanken uns bei allen Beteiligten für ihre Mitwirkung und Unterstützung im Projekt!



Philipp Richard
Bereichsleiter Digitale Technologien &
Start-up-Ökosystem, dena



Philipp Heilmaier
Bereichsleiter Zukunft der
Energieversorgung, dena

1. Executive Summary

Im deutschen Recht gibt es zum jetzigen Zeitpunkt keine spezifische Regelung für Energy Sharing. Nichtsdestotrotz ist die praktische Umsetzung von Energy Sharing Communities (ESCs) unter Berücksichtigung aller energiewirtschaftlichen Aufgaben und Verpflichtungen und durch den Einsatz intelligenter Systeme schon jetzt möglich, wenn auch komplex. Ein Blick auf die Praxis zeigt dabei, dass Projekte zur gemeinschaftlichen Stromversorgung vor Ort heute vor allem hinter dem Netzanschlusspunkt stattfinden. In Abgrenzung zu solchen Quartiers-, Gebäude- oder Mieterstrommodellen findet für Energy Sharing zumindest ein Teil der realen, virtuellen und bilanziellen Lieferbeziehungen zwischen den Teilnehmern unter Nutzung des öffentlichen Stromnetzes statt.

Insbesondere die Markttrollen des Stromlieferanten, Netzbetreibers und Messstellenbetreibers und die damit verbundenen Verantwortlichkeiten sind in diesem Kontext von zentraler Bedeutung für die energiewirtschaftliche Umsetzung von ESCs. Neue Möglichkeiten schafft hier die Novellierung der Electricity Market Directive (EMD) der Europäischen Kommission.¹ Einen ersten Schritt in diese Richtung stellt die mit dem Solarpaket I bereits eingeführte gemeinschaftliche Gebäudeversorgung dar, durch die in Deutschland erstmals die Belieferung der Endkundschaft ohne Erfüllung vollständiger Lieferantenpflichten ermöglicht wurde.

Je nach Rechtsrahmen lassen sich verschiedene Modelle realisieren, die teils bereits bestehende Ansätze beschreiben. Sie unterscheiden sich vor allem bei der Wahrnehmung energiewirtschaftlicher Aufgaben durch die ESC als Ganzes, ihrer Mitglieder oder ihrer Dienstleister. Als Diskussionsgrundlage für die Praxis sowie für eine mögliche Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen werden drei prototypische Modelle (in Anlehnung an FFE 2023) beschrieben:

■ **In Modell 1 bedient sich die ESC eines zentralen Lieferanten.**

Die Mitglieder der ESC bieten (sofern sie Prosumer oder Erzeuger sind) ihren nicht selbst genutzten Strom dem zentralen Lieferanten an, der damit wiederum alle Verbraucher der ESC beliefert. Eine zeitgenaue Zuordnung des Verbrauchs innerhalb der ESC zu den einzelnen Verbrauchern erfolgt in Zusammenarbeit mit dem Lieferanten sowie gegebenenfalls unter Nutzung weiterer Daten vom Messstellenbetreiber. Dieses Modell ist unter den heutigen Rahmenbedingungen bereits möglich (siehe Pilot-Community WUNergy).

■ **In Modell 2 wird die ESC-Organisation selbst oder es werden Intermediäre zum Lieferanten.**

Hierbei wählen die Erzeuger der ESC eigene Lieferanten, die ihren Strom abnehmen und als Lieferant ausgewählte Verbraucher (in der ESC) versorgen, die Strom von genau diesem Erzeuger haben wollen. Der oder die Lieferanten besorgen den Reststrom, der nicht von den entsprechenden Erzeugern geliefert werden kann, vom Markt oder von anderen Lieferanten innerhalb oder außerhalb der ESC. Dieses Modell ist heute nur in bestimmten Ausführungen möglich.

■ **In Modell 3 bestehen innerhalb der ESC energie- und handelsrechtliche Lieferbeziehungen zwischen dezentralen Erzeugern, Prosumern und Verbrauchern ohne Zwischenschaltung von Brokern oder Energieversorgern.**

Der wesentliche Unterschied zu den Modellen 1 und 2 ist eine von der ESC betriebene digitale Plattform für das komplette Abbilden der Liefer- und Handelsbeziehungen der ESC-Mitglieder untereinander. Ein solches Peer-to-Peer Trading ohne Zwischenschaltung eines Energieversorgungsunternehmens ist in Deutschland derzeit nicht möglich.

¹ Für die Umsetzung der EMD in nationales Recht führt das BMWK aktuell einen Stakeholderdialog durch. Die Umsetzung soll in einem Solarpaket II erfolgen.

Insbesondere für neue und kleine Akteure ist die Umsetzung von ESCs in Deutschland noch mit hohen Hürden verbunden. Die notwendige Erfüllung der energiewirtschaftlichen Verpflichtungen, wie der Lieferantenpflichten, hat zur Folge, dass die Umsetzung in der Praxis auf die direkte Mitwirkung etablierter Marktakteure angewiesen ist. Die **Pilot-Community WUNergy** in Wunsiedel zeigt praktisch und im realen Umfeld, wie eine Energy Sharing Community aufgebaut werden kann, bei der ein Stadtwerk als zentraler Lieferant (Modell 1) auftritt und Teil einer Genossenschaft wird, die Energy Sharing unter ihren Mitgliedern umsetzt. Losgelöst von aktuellen rechtlichen Regelungen sind zukünftig aber weitere Modelle denkbar, in denen die energiewirtschaftlichen Aufgaben zunehmend von digitalen Plattformen übernommen werden könnten.

Unabhängig von der rechtlichen und regulatorischen Ausgestaltung bedarf es für die erfolgreiche Umsetzung von Energy Sharing in jedem Modell des Einsatzes entsprechender **digitaler Technologien**. Um viele dezentrale Erzeuger und Verbraucher innerhalb der ESC und im Zusammenwirken mit externen Akteuren im Energiesystem effizient zu verbinden, braucht es neben dem Ausbau der digitalen Infrastruktur (z. B. Einbau intelligenter Messsysteme) und der Entwicklung datengetriebener Anwendungen (z. B. Visualisierung des gemeinschaftlich und individuell verbrauchten Stroms vor Ort) auch die Gestaltung einer übergreifenden Governance für den Austausch von und den Umgang mit Daten (z. B. Zugriffsrechte für Verbrauchswerte). Der für das Energy Sharing zentrale Abgleich von Erzeugung und Verbrauch wird durch digitale Technologien effizient und schnell umgesetzt. Darauf aufbauend kann die Abrechnung gegebenenfalls nach variablem Tarif erfolgen und der Einsatz der Energieanlagen optimiert, geplant bis hin zu automatisiert gesteuert werden. Ein wesentliches Element für die Realisierung von ESC ist eine **Sharing-Plattform**, die zur Koordination der energiewirtschaftlichen und energietechnischen Prozesse eingesetzt wird und Erzeugung und Verbrauch aufzeichnet, aggregiert und auch visualisiert. Eine **Handelsplattform** übernimmt die Transaktionen mit externen Lieferanten oder Abnehmern und realisiert auch einen internen Markt, sofern innerhalb der ESC direkte Handelsbeziehungen existieren. Auch das **Community Management**, das die Organisation und Koordination übernimmt (z. B. Mitgliederverwaltung), kann durch eine Plattform umgesetzt oder unterstützt werden.

Für die Umsetzung von ESCs ist auch ein Blick auf andere EU-Länder lohnend. So gibt es in **Österreich** Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften, die lokal begrenzt sind und sich innerhalb eines bestimmten Netzgebiets befinden müssen. Diese Gemeinschaften dürfen neben Strom auch erneuerbare Wärme und Gas handeln. Weiterhin gibt es Bürgerenergiegemeinschaften, die Strom, der nicht erneuerbar sein muss, auch überregional austauschen dürfen. Grundsätzlich lockert Österreich für den

Stromaustausch innerhalb dieser Gemeinschaften die vollumfänglichen Lieferantenpflichten. Umgekehrt dürfen etablierte Versorger nicht oder nur unter bestimmten Bedingungen Mitglied einer ESC sein. Für Stromlieferungen an Dritte außerhalb der Gemeinschaft ist eine Stromversorgungslicenz notwendig.

In **Dänemark** ist Energy Sharing unter Nutzung des öffentlichen Netzes ebenfalls möglich und erfolgt über einen Stromliefervertrag gemeinsam mit einem Stromhandelsunternehmen, das die Verrechnung und Verteilung des Gemeinschaftsstroms übernimmt und zusätzlichen Strom beschafft. Die Energiegemeinschaft kann diese Aktivitäten auch selbst übernehmen und muss dann alle Verpflichtungen im Stromhandel tragen.

Italien erlaubt seit 2019 gesetzlich den kollektiven Eigenverbrauch aus Erneuerbare-Energien-Anlagen mit einer Kapazität unter 200 kW auf experimenteller Basis. Es sind zwei Modelle näher festgelegt. Erstens: die gemeinschaftliche Nutzung erneuerbarer Energie in Gebäuden, wie Wohngebäuden und Gebäuden des tertiären Sektors, der Industrie oder der öffentlichen Verwaltung. Zweitens: Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften, die am selben Mittel- oder Niederspannungsumspannwerk angeschlossen sind. Mit einer vor Kurzem erfolgten Novelle bekommen auch etablierte Erzeugungsgemeinschaften kommunaler Einrichtungen die Möglichkeit, ein Energy Sharing aufzubauen und Förderung zu erhalten.

Für die Rahmensetzung in Deutschland bestehen bereits verschiedene Vorschläge, die sich in Bezug auf die angesetzten Kriterien für die Stromherkunft, die Bilanzierungszeiträume, den räumlichen Zuschnitt, die Teilnehmer, die Vollversorgung der Teilnehmer sowie den monetären Anreiz bzw. Privilegierungen unterscheiden. Bei der rechtlichen Gestaltung sollte die praktische Umsetzung verschiedener Modelle von ESCs mitgedacht und begleitend erprobt werden, sodass Betriebsmodelle für unterschiedliche Akteurskonstellationen und Bedingungen vor Ort entstehen können.

2. Energy Sharing – das Begriffsverständnis

2.1 Hintergrund

Die Umstrukturierung des Energieversorgungssystems erfordert einen Paradigmenwechsel von großen, fossil betriebenen Kraftwerken hin zu einer Vielzahl dezentraler Erneuerbare-Energien-Erzeugungsanlagen. Auch die Einbindung unterschiedlicher Akteure ist für den Erfolg dieser Systemtransformation entscheidend: Die aktive Beteiligung von Bürgerinnen und Bürgern sowie von anderen, vielfältigen Akteursgruppen (wie Bürgerinitiativen, kleinen und mittleren sowie kommunalen Unternehmen) ist für das Gelingen dieser umfassenden Veränderung im Energiesektor essenziell. Eines der Modelle, das sowohl die dezentrale Energiewende voranbringen kann als auch Teilhabe am Ausbau der Erneuerbaren für verschiedene Akteure ermöglicht, ist Energy Sharing.

Grundsätzlich wird unter dem Begriff „Energy Sharing“ der abgestimmte Verbrauch von in räumlicher Nähe gemeinschaftlich erzeugtem Strom unter Nutzung des öffentlichen Netzes verstanden. Die EU sieht dabei vor, dass Energy Sharing diskriminierungsfrei ermöglicht werden muss für Mitglieder einer Renewable Energy Community (REC) gemäß Artikel 2 Satz 2 Nr. 16 der Renewable Energy Directive (RED II) oder einer Citizen Energy Community (CEC) gemäß Artikel 2 Nr. 11 der Electricity Market Directive (EMD). Die Nationalstaaten haben die von der RED II und der EMD beschriebenen Rechtsfiguren in unterschiedlicher Art und Weise in ihr nationales Recht übernommen. Infolgedessen haben sich zahlreiche Modelle für solche Gemeinschaften entwickelt, die teilweise Energy Sharing umsetzen.

In Deutschland wurde mit den Bürgerenergiegesellschaften (BEG) die REC nach RED II rechtlich umgesetzt. Die praktische Umsetzung von Energy Sharing ist für BEGs unter Einhaltung aller energiewirtschaftlichen Aufgaben und Pflichten möglich, allerdings gibt es in Deutschland keine explizite Regelung. Eine Analyse des Umweltbundesamtes (Ritter et al. 2023) kommt dahingehend zu dem Schluss, dass die Umsetzung von Energy Sharing zwar recht komplex sei, es aber unter aktuell geltendem EU-Recht keiner weiteren Anpassungen im nationalen Recht bedürfe.

Neue Impulse für Energy Sharing bringt eine Novelle der EMD, auf die sich die EU im Rahmen des Trilogos im vergangenen Jahr geeinigt hat. Der Gesetzestext ist inzwischen von Parlament und Rat formal bestätigt und im Amtsblatt der EU erschienen. Inhaltlich enthält die Einigung Vereinfachungen für Energy Sharing. Mit der Novelle ergeben sich auch für den deutschen Gesetzgeber Implikationen.

Die Möglichkeiten, Erzeuger mit Verbrauchern effizient zu verbinden, Flexibilitäten optimiert anzusteuern, Abrechnungen automatisiert abzuwickeln und die komplexe Integration in das

gesamte Energiesystem zu bewältigen, werden zunehmend zur Entwicklung von Organisations- und Geschäftsmodellen genutzt, die auch kleine Akteure adressieren. Unabhängig von der rechtlichen und regulatorischen Ausgestaltung bedarf es für die erfolgreiche Umsetzung von Energy Sharing des Einsatzes entsprechender digitaler Technologien. Viele dezentrale Akteure effizient zu verbinden, ist eine große Herausforderung und benötigt neben dem Ausbau der Infrastruktur (z. B. Einbau intelligenter Messsysteme) und der Entwicklung datengetriebener Anwendungen auch die Gestaltung einer übergreifenden Governance für den Austausch von und den Umgang mit Daten.

In Deutschland werden unterdessen verschiedene Vorschläge für die Umsetzung von Energy Sharing diskutiert. Dabei beginnt die politische Debatte bereits bei der **Zielstellung** und der Frage, was verschiedene Akteure zur Verbreitung von Energy-Sharing-Modellen motiviert. Genannt werden die Steigerung des Zubaus erneuerbarer Energien, die Partizipation an der Energiewende, eine Reduktion der Stromkosten für die Teilnehmer, die Resilienz der Stromversorgung durch lokalen Strombezug, Netzentlastung durch erzeugungs- und zeitnahen Verbrauch sowie die Erschließung von Flexibilitäten und damit letztlich eine Reduktion der Kosten für den Netzausbau. Viele dieser Zielstellungen sind über verschiedene Wirkungen miteinander verknüpft. So kann beispielsweise die aktive Teilhabe am Ausbau der erneuerbaren Energien die Akzeptanz stärken, private Investitionen für die Energiewende erschließen und so auch zu einer Zubausteigerung beitragen. Die Steigerung des Eigenverbrauchs und die optimale Nutzung von Erneuerbare-Energien-Anlagen der Teilnehmer am Energy Sharing können deren Stromkosten reduzieren. Andererseits könnte dies die Kosten des Gesamtsystems erhöhen (Ritter et al. 2023). Insofern gilt es bei der Ausgestaltung einer ESC, auch das Gesamtsystem im Blick zu behalten.

Es liegen zum jetzigen Zeitpunkt nur wenige Potenzialabschätzungen oder Kosten-Nutzen-Analysen für Energy Sharing in der Breite in Deutschland vor (Wiesenthal et al. 2022, dena 2023), sodass die Wirkung hinsichtlich der verschiedenen diskutierten Zielstellungen aktuell noch schwierig zu quantifizieren ist. Es ist ebenfalls festzustellen, dass eine Netzentlastung für höhere Netzebenen durch eine angestrebte lokale Synchronität von Erzeugung und Verbrauch (z. B. innerhalb einer ESC) zwar möglich ist, allerdings nicht jede ESC maßgeblich zur Netzentlastung beitragen kann (beispielsweise wenn keine oder wenige Möglichkeiten der Lastverschiebung gegeben sind). Insofern bedarf es bei der Bewertung von Energy Sharing Communities einer detaillierteren Betrachtung der Wirkungen im Kontext der konkreten Umsetzungsform, wie sie im vorliegenden Projekt erfolgen soll.

2.2 Energy Sharing Community

Zur Beschreibung der vielfältigen Varianten, die im Energiesystem – auch außerhalb des Rahmens der EU-Direktiven – denkbar sind, wurde im Projekt der Begriff „Energy Sharing Community“ (ESC) eingeführt, um eine terminologische Abgrenzung zu schaffen.

Unter **Energy Sharing Community** (ESC) wird eine lokal zusammenhängende Gruppe verstanden, deren Mitglieder (Personen, kleine und mittlere Unternehmen, öffentliche Einrichtungen) Strom mittels eigener Anlagen und unter Nutzung des öffentlichen Netzes gemeinschaftlich und nach bestimmten Optimierungsregeln erzeugen, nutzen und gegebenenfalls speichern. Es ist hierzu erforderlich, dass der ESC (Erneuerbare-) Energien-Anlagen in räumlicher Nähe zugehörig sind, das heißt, dass einzelne Individuen der Gruppe oder mehrere Mitglieder gemeinsam bzw. die ESC selbst diese besitzen, betreiben oder steuern können (gruppenzugehörige Anlagen). Der zeitnahe Abgleich (z. B. viertelstündlich) von Erzeugung, Speicherung und Verbrauch kann durch fortschrittliche Informations- und Kommunikationstechnologie sichergestellt werden.

Je nach Modell sind unter Heranziehung der folgenden Maßgaben verschiedene Ausgestaltungsmöglichkeiten denkbar:

- Strom aus den gruppenzugehörigen Anlagen kann von den Eigentümern selbst verbraucht oder an Mitglieder der Community abgegeben werden. Sofern die ESC oder ihre Mitglieder nicht selbst die Rolle eines Lieferanten im Sinne des Energiewirtschaftsgesetzes übernehmen wollen oder können, kann die ESC sich dafür eines etablierten Marktteilnehmers bedienen.
- Eine Vollversorgung aus eigenen Anlagen ist weder Ziel noch Voraussetzung. Die Beschaffung des Reststroms erfolgt individuell oder gemeinschaftlich für die ESC.
- Überschussstrom aus den eigenen Erneuerbare-Energien-Anlagen kann von einzelnen Mitgliedern oder der ESC eingespeist oder am Markt verkauft werden.
- Eine bestimmte Rechtsform oder vertragliche Gestaltung für die ESC ist nicht vorgeschrieben.



3. Aktuelle Rechtslage und Ausblick auf regulatorische Entwicklungen von Energy Sharing

3.1 Energy Sharing im EU-Recht

Das aktuell geltende EU-Recht sieht vor, Energy Sharing für die folgenden Konstruktionen zu ermöglichen:

- **Joint self-consumption:** Artikel 2 Satz 2 Nr. 15 RED II
- **Renewable Energy Communities (REC):**
Artikel 2 Satz 2 Nr. 16 RED II
- **Citizen Energy Communities (CEC):** Artikel 2 Nr. 11 EMD

„Joint self-consumption“ bezeichnet eine Gruppe von mindestens zwei gemeinsam handelnden Akteuren, die erneuerbaren Strom erzeugen und selbst verbrauchen. Diese „Prosumer“ müssen sich im selben Gebäude befinden; Mitgliedstaaten können allerdings auch andere geografische Grenzen festlegen.

Eine REC ist eine juristische Person, deren Energieerzeugungsanlagen im gemeinschaftlichen Besitz sind. Neben natürlichen Personen können auch kleine und mittlere Unternehmen sowie öffentliche Einrichtungen Teil einer REC sein. Sollten Unternehmen sich an einer REC beteiligen, darf dies nicht ihre primäre geschäftliche oder berufliche Tätigkeit sein. RECs müssen sich in räumlicher Nähe zu den Anlagenstandorten befinden.

Als CEC ist eine juristische Person definiert, die auf freiwilliger Teilnahme basiert. Teilnahmeberechtigt sind natürliche Personen, lokale Behörden einschließlich Gemeinden und kleine Unternehmen. Im Gegensatz zur REC ist das Tätigkeitsfeld der CEC breiter gefasst: Neben der Energieerzeugung, einschließlich erneuerbarer Quellen, kann sie sich auch mit Energieeffizienzdienstleistungen für ihre Mitglieder wie Ladediensten für Elektrofahrzeuge beschäftigen. Eine räumliche Nähe zu den Erzeugungsanlagen ist für die CEC nicht vorgesehen. Gemäß den Vorgaben der EU-Richtlinien muss das nationale Recht neben der Teilnahme von oben genannten Rechtsfiguren am Energiemarkt ebenfalls zulassen, dass der erzeugte Strom auch gemeinschaftlich verbraucht werden kann. Dies stellt aber keine verpflichtende Vorgabe für eine finanzielle Förderung oder eine Ausnahmeregelung von energiewirtschaftlichen Verpflichtungen (siehe Lieferantenpflichten Kapitel 4.1) dar.

Die EU hat sich zudem auf eine Novellierung der EMD geeinigt, in der weitere Vorgaben und Erleichterungen für Energy Sharing enthalten sind. Der „Vorschlag für eine Verordnung zur Änderung der Verordnungen (EU) 2019/943 und (EU) 2019/942 sowie der Richtlinien (EU) 2018/2001 und (EU) 2019/944 zur Verbesserung des Strommarktdesigns der Union“ wurde unter der Bezeichnung COM/2023/148 als 2023/0077 (oft EMD III genannt) veröffentlicht. Das Europäische Parlament hat diese Novelle bereits beschlossen und am 15. Januar 2024 hat auch der zuständige Parlamentsausschuss dem Text zugestimmt. Auch der Europä-

ische Rat hat den Vorschlag inzwischen angenommen. Mit Inkrafttreten ermöglicht diese Verordnung neue Lösungen im Bereich von Energiegemeinschaften, Eigenverbrauch, Energy Sharing und Peer-to-Peer-Handel. Damit ist absehbar, dass sich auch für die deutsche Gesetzgebung Implikationen ergeben.

Mit der EMD III wird folgende Definition für Energy Sharing eingeführt: „energy sharing“ means the self-consumption by active customers of renewable energy [...]“ (Art. 2 Nr. (10a))². Insofern entfällt die Notwendigkeit, Mitglied in einer der oben genannten Energiegemeinschaften (REC, CEC) zu werden. Das Recht auf Energy Sharing wird ausdrücklich auf sogenannte „Active Customers“ und Gruppen von solchen ausgeweitet. Gemeint sind damit „aktive Erzeuger und Verbraucher“, die neu definiert werden: „active customer“ means a final customer, or a group of jointly acting final customers, who consumes or stores electricity generated within its premises located within confined boundaries or self-generated or shared electricity within other premises, or who sells self-generated electricity or participates in flexibility or energy efficiency schemes, provided that those activities do not constitute its primary commercial or professional activity“ (Artikel 2 Nr. 8). Weiter heißt es unter Nr. (24): „Energy sharing operationalises the collective consumption of self-generated or stored electricity injected into the public grid by more than one jointly acting active customer. Member States should put in place the appropriate IT infrastructure to allow for the administrative matching within a certain time-frame of customer’s total metered consumption with self-generated or stored renewable energy which is deducted from the total consumption for the purpose of calculating the energy component of the energy bill issued by the customer’s supplier and thereby reducing the customer’s bill“ (Europäische Kommission 2023).

Die Details zur Ausgestaltung sind in Artikel 15a EMD III zu finden. So soll das Recht zur Teilnahme an Energy Sharing für kleine und mittlere Unternehmen (KMU) und Haushalte innerhalb einer Gebotszone gelten. Sollten größere Unternehmen teilnehmen, darf die Erzeugungsleistung maximal 6 MW betragen. Den Mitgliedstaaten steht es zudem frei, den geografischen Bereich für Energy Sharing weiter einzugrenzen. Active Customers sollen die Möglichkeit haben, Überschussproduktion aus eigenen Anlagen oder solchen, die sie gemeinsam mit anderen besitzen, mieten oder leasen, zu einem von ihnen festgelegten Preis direkt oder über einen Drittanbieter abzugeben oder kostenlos zu teilen. Active Customers, die an Energy Sharing beteiligt sind, tragen dabei die finanzielle Verantwortung für die von ihnen verursachten Ungleichgewichte. Es besteht jedoch die Möglichkeit für Active Customers, ihre Ausgleichsverantwortlichkeiten (Bilanzkreisverantwortung) auf andere Marktteilnehmer zu übertragen. Artikel 15a sieht außerdem eine Ausnahme von den Lieferantenpflichten vor. So sind Haushalte

² Im selben Artikel wird unter Nr. (10b) im Unterschied zu „energy sharing“ auch „peer-to-peer trading“ definiert als „the sale of renewable energy between market participants by means of a contract with pre-determined conditions governing the automated execution and settlement of the transaction, either directly between market participants or indirectly through a certified third-party market participant, such as an aggregator“.

mit einer installierten Leistung von bis zu 10,8 kW für Einzelhaushalte und bis zu 50 kW für Mehrfamilienhäuser von Lieferantenpflichten befreit. Den Mitgliedstaaten wird hier zusätzlicher Handlungsspielraum gegeben, denn diese Schwellenwerte können angepasst werden: bis zu 30 kW für Einzelhaushalte und zwischen 40 kW und 100 kW für Mehrfamilienhäuser. Eine staatliche finanzielle Förderung für Energy Sharing ist durch diese Novellierung nicht vorgesehen.

3.2 Rechtslage in Deutschland

Mit Blick auf die aktuell gültige EU-Gesetzgebung hat Deutschland die in Kapitel 3.1 skizzierten RECs und CECs mindestens in Teilen umgesetzt. Energy Sharing ist in Deutschland zwar in Varianten möglich, allerdings gibt es weder spezifische Regulierungen noch rechtliche Definitionen von Energy Sharing und ESCs. Aktuell müssen sich Personen und Organisationen, die in Deutschland gemeinschaftlich Strom unter Nutzung des öffentlichen Netzes erzeugen und nutzen bzw. den Gruppenmitgliedern liefern wollen, wie alle anderen Teilnehmer am Strommarkt behandeln lassen und die sogenannten vollständigen Lieferantenpflichten erfüllen. Dazu gehören zum einen Transparenz- und Meldepflichten sowie Netznutzungsverträge und -entgelte und zum anderen die Beschaffung und Bereitstellung von Reststrom (EnWG, EEG, StromStG, StromStV und MaStRV). Sie bedeuten einen erheblichen organisatorischen Aufwand und ein hohes finanzielles Risiko, was insbesondere für kleine Akteure schwer zu tragen ist und deshalb praktisch nicht umgesetzt wird.

Mit Unterstützung von etablierten Unternehmen der Energiewirtschaft (z. B. Stadtwerken) konnten jedoch bereits eine ganze Reihe von Energy-Sharing-Modellen erprobt und zumindest ansatzweise umgesetzt werden (siehe Anhang). In Deutschland werden darüber hinaus weitere Möglichkeiten genutzt, um dezentral erzeugten erneuerbaren Strom zu verkaufen bzw. zu vermarkten oder zu beziehen, die nachfolgend zur Unterscheidung kurz beschrieben werden:

- **Eigenverbrauch:** Sogenannte „Prosumer“ können selbst Strom in einer eigenen Anlage erzeugen und ohne Nutzung des öffentlichen Netzes selbst verbrauchen sowie Reststrom über das öffentliche Netz beziehen. Eine rechtliche Definition von Eigenverbrauch gibt es zum jetzigen Zeitpunkt nicht mehr. Sie wurde im Rahmen der Abschaffung der EEG-Umlage aus § 3 EEG gestrichen (Gaßner et al. 2022).
- **Mieterstrom (§ 21 EEG):** Mieterstrom bezeichnet in Deutschland die Bereitstellung von Strom (typischerweise aus Solaranlagen), der in, an oder auf einem Wohngebäude erzeugt und ohne Nutzung des öffentlichen Netzes direkt an die Mieterschaft oder die Wohnungseigentümerinnen und -eigentümer geliefert wird. Der Anbieter des Mieterstroms erfüllt vollständige Lieferantenpflichten und versorgt die Teilnehmer auch mit den entsprechenden Reststrommengen, die er am Markt zu besorgen hat. Ein ähnliches Modell ist die im Solarpaket I der Bundesregierung eingeführte Gemeinschaftliche Gebäude-

versorgung (§ 42b EnWG; Bundesregierung 2024). In diesem Modell können Mieterinnen und Mieter oder Eigentümerinnen und Eigentümer ohne Nutzung des öffentlichen Netzes und ohne Lieferantenpflichten beliefert werden. Die Teilnehmer nutzen so weit wie möglich den im, am oder auf dem Gebäude erzeugten Strom, müssen jedoch den Reststrom selbst beschaffen. Diese beiden Konzepte ähneln zwar dem Vorschlag für Energy Sharing laut EMD III, allerdings gibt es den zentralen Unterschied hinsichtlich der Nutzung des öffentlichen Netzes.

- **Regionalstromtarife:** Hier liefert ein Versorger seinen Kundinnen und Kunden einer Region EE-Strom mit Regionalnachweisen (UBA Regionalnachweisregister), der gesichert innerhalb derselben Region in Anlagen von Dritten erzeugt wurde. Der Nachweis wird über Regionalnachweiszertifikate erbracht. Dieses Modell unterscheidet sich vom Energy Sharing dahingehend, dass keine Zeitgleichheit von Erzeugung und Verbrauch vorliegt. Eine Bilanzierung der regional erzeugten und verbrauchten Strommenge erfolgt über einen Zeitraum von theoretisch bis zu 24 Monaten. Regionalnachweise können erst nach dem Produktionsende erworben werden, es handelt sich daher um ein bilanzielles Stromprodukt. Bei einem Energy-Sharing-Produkt entspricht der Zeitpunkt der Energieerzeugung hingegen dem des Verbrauchs.
- **Power Purchasing Agreement (PPA):** Anlagenbetreiber schließen mit einem verbrauchenden Unternehmen (Corporate PPA) oder mit einem Energieversorgungsunternehmen (Utility PPA) einen bilateralen Vertrag über die Lieferung von Strom ab. Im Falle eines Utility PPA kann das Energieversorgungsunternehmen (EVU) den Strom entweder an der Strombörse vermarkten oder an einen (gegebenenfalls im Vertrag definierten) Stromverbraucher liefern. Beim Corporate PPA kann entweder eine Direktleitung (für eine physische Lieferung an den Abnehmer) oder das öffentliche Netz (sogenannte bilanzielle Abnahme unter Begleichung von Netzentgelten) zum Einsatz kommen. Das erzeugende Unternehmen hat nur die Verpflichtungen zu erfüllen, die im PPA-Vertrag geregelt sind. In aller Regel bezieht bei einem Corporate PPA das abnehmende Unternehmen den nicht per PPA lieferbaren Reststrom (Residualstrom) von einem Lieferanten seiner Wahl. Das Modell Utility PPA kann bei Energy Sharing Communities eine Rolle spielen, wenn ein EVU als Mitglied oder Dienstleister der ESC auftritt.
- **Virtual Powerplant (VPP):** Dies ist ein Portfolio von verteilten Energieerzeugungsanlagen und gegebenenfalls Speichern, deren Leistung aggregiert und am Markt gehandelt wird. Im Gegensatz zu Energy Sharing liegt der Fokus hier nicht auf der gemeinschaftlichen und gleichzeitigen Erzeugung und Nutzung in einer Region, sondern vielmehr auf einer optimierten Vermarktung der aggregierten Leistung an Energiemärkten wie der Strombörse.

Allerdings kann es Verbindungen zu einem Energy-Sharing-Modell geben, wenn die Vermarktung zum Beispiel über ein lokales EVU an Kundinnen und Kunden erfolgt, die im Einzugsbereich des VPP liegen oder sogar am VPP beteiligt sind.

Bei der Entwicklung zukünftiger Modelle von Energy Sharing können auch die folgenden Konstruktionen eine größere Rolle spielen, die derzeit nach deutschem Recht überwiegend nicht umsetzbar sind:

- **Peer-to-Peer Trading (P2P-Trading):** Bei Peer-to-Peer Trading verkaufen individuelle Stromerzeuger Strom entweder direkt an andere Verbraucherinnen und Verbraucher, ohne dass ein herkömmlicher Energieversorger als Zwischenhändler fungiert, oder indirekt mittels eines weiteren zertifizierten Marktteilnehmers (beispielsweise Aggregator). Dies geschieht in der Regel über eine digitale Plattform oder ein Netzwerk, das Transaktionen zwischen den Erzeugern und den Verbraucherinnen und Verbrauchern ermöglicht. Nach aktuellem Recht wird der Erzeuger durch die Belieferung von Endkundinnen und -kunden zum Lieferanten und muss somit auch die entsprechenden Verpflichtungen erfüllen. Die in Kapitel 3.1 skizzierten bevorstehenden Änderungen im EU-Recht messen dem P2P-Trading eine wachsende Bedeutung bei und es könnte – sofern dafür die rechtlichen Grundlagen geschaffen würden – für die Belieferung von Mitgliedern einer ESC untereinander eine Rolle spielen. Dabei könnten dann auch innovative Informations- und Kommunikationstechnologien zum Einsatz kommen (z. B. Distributed-Ledger-Technologien, digitale Identitäten), wie sie auch bereits in mehreren EU-Projekten und dem deutschen Energieforschungsprogramm erprobt wurden.
- **Net Billing:** Bei diesem Abrechnungsverfahren wird eingespeicherter Strom an das EVU verkauft, das auch den Strom liefert, der nicht aus Eigenerzeugung stammt. Der EVU-Kunde erhält nur eine Rechnung, bei der Kauf und Verkauf (mit gegebenenfalls unterschiedlichen Preisen) saldiert werden. Bei Net Billing kann zwar über einen bestimmten Zeitraum ein bilanzieller Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch nachgewiesen werden, allerdings wird Zeitgleichheit von Erzeugung und Verbrauch nicht angestrebt und nicht aufgezeichnet. In diesem Punkt unterscheidet sich Net Billing von Energy Sharing.
- **Net Metering:** Hier wird mittels eines speziellen Zählers die Nettoenergie berechnet, die zwischen dem Stromerzeuger und dem Stromnetz ausgetauscht wird. Das bedeutet, dass die vom Stromerzeuger erzeugte Energie mit der von ihm bezogenen Energie verrechnet wird. Der Stromerzeuger zahlt dann nur für die Differenz zwischen der eingespeisten und der bezogenen Energie innerhalb eines bestimmten Zeitraums. Es besteht keine Zeitgleichheit von Erzeugung und Verbrauch. Während Net Metering grundsätzlich in Deutschland nicht erlaubt

ist, gibt es derzeit eine Ausnahme für Balkon-Kraftwerke, für die vorübergehend rückwärts laufende Zähler geduldet und somit Net Metering umgesetzt wird.

Eine besondere Bedeutung im Zusammenhang mit Energy Sharing könnten größere, von mehreren Prosumern gemeinsam genutzte und über das öffentliche Netz betriebene Batteriespeicher erlangen. Sie wären wirtschaftlich günstiger zu betreiben als kleine Speicher im Gebäude jedes einzelnen Prosumers. Zudem würden sie mehr Flexibilität bei der Nutzung des von den Mitgliedern der ESC erzeugten Stroms bieten und könnten auch für die Bereitstellung von Systemdiensten für den Netzbetrieb eingesetzt werden. Von Bedeutung sind hier folgende Rechtsrahmen (vgl. Bundesnetzagentur 2021):

Nach § 118 Abs. 6 EnWG (siehe auch § 19 StromNEV) sind ans Stromnetz angeschlossene Stromspeicher für einen Zeitraum von 20 Jahren nach Inbetriebnahme von Netzentgelten freigestellt. Die Freistellung gilt dabei nicht für die Einspeicherung, sondern für den Bezug des zu speichernden Stroms. Im November 2023 hat der Bundestag beschlossen, die Befreiung von den (doppelten) Netzentgelten für Speicher von 2026 auf 2029 zu verlängern. Gemäß § 18 StromNEV („Entgelt für dezentrale Einspeisung“) schütten Verteilnetzbetreiber Zahlungen an die an ihr Netz angeschlossenen Anlagen, auch an Stromspeicher, aus. Dies kann ein Teil des Geschäftsmodells eines so betriebenen „Marktspeichers“ sein.

3.3 Energy-Sharing-Konzepte in Deutschland: Stand und Diskussion

In Deutschland werden derzeit Konzepte zu Energy Sharing diskutiert, die über das hinausgehen, was der aktuell gültige Rechtsrahmen ermöglicht. In Tabelle 1 sind die folgenden Konzeptvorschläge zum Energy Sharing aufgeführt:

1. Bundesverband Erneuerbare Energie (BEE), Bündnis Bürgerenergie e.V. (BBEn) und Deutscher Genossenschafts- und Raiffeisenverband (DGRV)
2. Energy Brainpool, Vor-Ort-Versorgungsvariante (Cluster 1)
3. Energy Brainpool, Vor-Ort-Versorgungsvariante (Cluster 2)
4. Bundesverband Neue Energiewirtschaft (bne)

Als Vergleich sind ebenfalls die REC nach RED II sowie die Inhalte der EMD III aufgelistet. Die Konzeptvorschläge sind anhand der folgenden Charakteristika herausgearbeitet: Stromherkunft, Stromqualität, Bilanzierung, räumlicher Bezug, Teilnehmer, Vollversorgung der Teilnehmer sowie monetärer Anreiz.

	(1) Energy Sharing nach BEE/BBEn/DGRV	(2) Vor-Ort-Versorgung – Cluster 1 nach Energy Brainpool	(3) Vor-Ort-Versorgung – Cluster 2 nach Energy Brainpool	(4) Vor-Ort-Versorgung nach bne	Energy Sharing in REC nach EU RED II	Energy Sharing für Active Customers nach EMD III
Stromherkunft	Anteilig aus gemeinsamer Anlage	Anteilig aus „privaten“ Anlagen	Stromherkunft irrelevant	Anteilig aus Teilnehmern / privaten Anlagen	Anteilig aus gemeinsamer Anlage	Anteilig aus „privaten“ oder gemeinsamen Anlagen
Stromqualität (grün vs. grau)	Grün	Grün	Grau	Grün	Grün	Grün
Bilanzierung	Viertelstündlich	Viertelstündlich	Viertelstündlich	Statisches Modell mit fester prozentualer Aufteilung oder dynamisches Modell mit viertelstündlicher Aufteilung der erzeugten und verbrauchten Strommengen	Nicht vorgegeben	Innerhalb eines bestimmten Zeitrahmens ³
Räumlicher Bezug	Ja, PLZ-Gebiet im 50-km-Radius um die Gemeinde, in der die Anlage steht ⁴	Ja, gleiche 7. Netzebene (ggf. ergänzt um geografische Definition, falls datenbasierter Nachweis schwierig)	Gleiches Netzgebiet ⁵	Auf Netzebene 6 und 7 hinter Sammelschiene eines regionalen Umspannwerks in einem Konzessionsgebiet, Einspeisung in Netzebene 5 oder höher möglich, solange Erzeugungsanlage max. 1 MW erzeugt und sie nicht weiter als 5 km von dem genutzten Umspannwerk entfernt ist	Ja, „in der Nähe der Projekte“	Innerhalb einer Gebotszone, kann von Mitgliedstaaten weiter eingeschränkt werden
Teilnehmer	Mitglieder der Bürgerenergiegesellschaft	Vertragspartner	Alle Verteilnetzkunden	Vertragspartner	Mitglieder der EE-Gemeinschaft	Vertragspartner
Vollversorgung der Teilnehmer	Nicht zwingend, Teilnehmer haben Anspruch auf Vollversorgung, gegebenenfalls Gemeinschaft	Nein	Nein	Nein	Nein	
Monetärer Anreiz	Ja, Energy-Sharing-Prämie	Ja, Reduktion von Abgaben und Umlagen	Ja, variable Verteilnetzentgelte	Ja, Reduktion der Stromsteuer und bis auf Weiteres pauschale Reduktion der Netzentgelte für in Energiegemeinschaft zeitgleich erzeugten und verbrauchten Strom um 25 Prozent	Nicht vorgegeben	

Tabelle 1: In Deutschland diskutierte Modelle für Energy Sharing; BBEn et al. (2023) und BBH (2023); Energy Brainpool (2023); bne (2023)

³ Bilanzierungsintervalle variieren je nach Mitgliedstaat

⁴ Ein regionaler Zusammenhang nach § 50c Abs. 1 Nr. 2 EEG ist gegeben, wenn die Abnahmestellen des belieferten Letztverbrauchers in Postleitzahlgebieten liegen, die sich ganz oder teilweise im Umkreis von 50 Kilometern um die Gemeinde befinden, in der sich der Standort der Anlage befindet, § 50c Abs. 3 EEG nach (BBH 2023).

⁵ Unterhalb der Netzebene 4 (110 kV / 20 kV) oder Netzebene 6 (20 kV / 0,4 kV)

Das Konzept von BBE_n, BEE und DGRV sieht im Kern eine finanzielle Förderung von Energy Sharing für die in Deutschland nach RED II umgesetzten BEGs vor. Konkret wird hier eine Energy-Sharing-Prämie vorgeschlagen, die auf innerhalb der BEG erzeugten und verbrauchten Strom gezahlt wird. Die Höhe der Prämie entspricht je nach Erzeugungstechnologie 1,6 bis 4,9 ct/kWh. Der Anspruch auf die Marktprämie auf überschüssigen Strom soll dabei unberührt bleiben. Der Nachweis über Strommengen, die innerhalb der BEG verbraucht werden, soll durch die Übermittlung der entsprechenden Erzeugungs- und Verbrauchsdaten, basierend auf 15-minütlichen Messungen, an den Netzbetreiber erbracht werden.

Die Vorschläge des bne und Cluster 1 von Energy Brainpool („Vor-Ort-Versorgung“) zielen auf Energy Sharing in den unteren Netzebenen ab. Speziell Prosumer sollen hier die Möglichkeit haben, ihren Überschussstrom niedrigschwellig zu teilen. Eben dies sieht die EMD III mit der Einführung von Energy Sharing für Active Customers und mit Ausnahme von Lieferantenpflichten für Einzelhaushalte bis zu 10,8 kW und Mehrparteienhäuser bis zu 50 kW vor (zusätzlich sieht die Novelle Spielraum für die Festlegung der Grenzen für die Mitgliedstaaten vor, siehe Kapitel 3.1). Auch diese Konzepte intendieren eine Privilegierung in Form von einer Reduktion der Abgaben und Umlagen bzw. Netzentgelte, wobei sowohl der Vorschlag des bne als auch Cluster 2 von Energy Brainpool langfristig eine Reform der Netzentgeltsystematik anstreben. Nach dem Vorschlag der Vor-Ort-Versorgung in Cluster 2 werden alle Endverbraucherinnen und -verbraucher im selben Netzgebiet durch dynamische Netzentgelte zu einem netzdienlichen Verhalten angereizt, unabhängig von der Stromherkunft.

Der Vorschlag des bne enthält außerdem Details für die energiewirtschaftliche Abwicklung: Bei Projekten innerhalb eines Netzgebiets und statischer Aufteilung der Strommengen soll der Messstellenbetreiber (MSB) Ist-Werte erfassen und sie dem Netzbetreiber (NB), dem Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) und dem Lieferanten zur Verfügung stellen. Der NB soll für die korrekte Bilanzierung der Ist-Verbräuche und der Ist-Einspeisung verantwortlich sein und die Daten für den BKV und den Lieferanten aufbereiten. Sollten Projekte mehrere Netzgebiete umfassen und die Strommengen dynamisch verteilt werden, soll ein Energy-Sharing-Koordinator die energiewirtschaftliche Bilanzierung über ein virtuelles Bilanzierungsmodell übernehmen.

Auch ein virtuelles Stromnetz könnte in Zukunft für die Umsetzung von Energy Sharing zum Einsatz kommen. Einen solchen Ansatz hat beispielsweise das Start-up decarbon1ze entwickelt, nach dem beim Betrieb des virtuellen Stromnetzes Netzbetreiber im physischen Stromnetz weiterhin alle Daten erhalten, die sie zur Systemsteuerung brauchen. Die einzelnen Teilnehmer der ESC könnten unterschiedlichen Bilanzkreisen zugeordnet werden und die Zuteilung zum entsprechenden Bilanzkreis kann viertelstundengenau erfolgen.⁶

Ob und in welcher Form eines dieser Konzepte für Energy Sharing in Deutschland umgesetzt wird, ist zum jetzigen Zeitpunkt offen. Durch die formale Bestätigung der Verordnung durch Parlament und Rat ergeben sich jedoch Implikationen für die deutsche Gesetzgebung. So muss beispielsweise eine Ausnahme von Lieferantenpflichten für Häuser mit kleinen Anlagen vorgesehen werden. Sowohl bei der Festlegung dieser Grenzen als auch beim räumlichen Zusammenhang räumt die EMD III ausdrücklich Spielraum für die Mitgliedstaaten ein. Für die weitere Ausgestaltung hinsichtlich der Befreiung von Lieferantenpflichten, des räumlichen Zusammenhangs und der Netzebenen, aber auch der Bilanzierung und der finanziellen Anreize bieten die hier vorgestellten Konzepte eine gute Diskussionsgrundlage.

Unstrittig ist, dass gesetzgeberisch auf folgende Aspekte eine Antwort gegeben werden muss (Ritter et al. 2023):

- Lokalitätserfordernis
- Zeitgleichheit von Erzeugung und Verbrauch
- Stromqualität (grau vs. grün)
- Behandlung von Neu- und Altanlagen
- Anlagengröße und maximale EE-Leistung
- Privilegierung

6 decarbon1ze.com

4. Energiewirtschaftliche Umsetzung von Energy Sharing

Wie in Kapitel 3 erläutert, ist die Umsetzung von Energy Sharing Communities (ESCs) in Deutschland unter Berücksichtigung der energiewirtschaftlichen Vorschriften möglich. Bei der konkreten Ausgestaltung sind viele verschiedene Modelle denkbar. Dabei geht es immer um eine geeignete vertragliche Fassung des Energieaustauschs und um eine Gleichzeitigkeit von Erzeugung und Verbrauch. Hier sind zwei Merkmale von besonderer Bedeutung:

(A) Vertragssituation

Wenn für jedes Mitglied der ESC Einzelverträge mit einem EVU vorliegen, werden Strommengen zwischen den Beteiligten für jedes einzelne Mitglied beschafft, bilanziert und verrechnet („Collective Action“ im Sinne der EU-Direktiven). Alternativ hat die gesamte Gruppe als Ganzes einen Vertrag über die Nutzung der gemeinschaftlich erzeugten und verbrauchten Strommengen („Energy Community“ im Sinne der EU-Direktiven). Eine Vollversorgung der Mitglieder besteht dabei nicht unbedingt. Das bedeutet, jedes Mitglied könnte einen individuellen Stromliefervertrag für die Reststrommengen haben, die nicht über den Gruppenvertrag der ESC geliefert werden. Umgekehrt könnten Teile des erzeugten Stroms auch außerhalb dieses Gruppenvertrags vermarktet werden.

(B) Gleichzeitigkeit von Erzeugung und Verbrauch (Synchronität)

Bei Art und Umfang des Energy Sharing ist ein Zeitintervall zu wählen, in dem Erzeugung und Verbrauch aufeinander abgestimmt stattfinden sollen. Hier wird in einigen Konzepten eine bilanzielle Betrachtung über größere Zeiträume (z. B. Monat, Jahr) angestellt. Die Verrechnung der Strommengen erfolgt dann beispielsweise über anteilige Verbrauchsquoten. In der ESC, wie sie hier aufgefasst wird (vgl. Kapitel 2.2), kann und soll die Synchronität von Erzeugung und Verbrauch der Gruppe für kürzere Intervalle (15 Minuten oder weniger) aufgezeichnet sowie für Abrechnungs- und gegebenenfalls Optimierungs- und Steuerungsprozesse verwendet werden.

Mit Blick auf eine möglicherweise angestrebte breite Umsetzung von ESC wird die Fähigkeit zur Optimierung in kurzen Zeitintervallen angestrebt. Allerdings ist eine Verbrauchsoptimierung innerhalb einer Gruppe von Erzeugern und Verbrauchern nicht zu jedem Moment erstrebenswert (EERA 2022): Eine Energy Sharing Community im Sinne einer integrierten Energiewende sollte sich an Erzeugungs- bzw. Verbrauchslastspitzen im Netzgebiet orientieren und in der Lage sein, ihre Anlagen durch intelligente Informationstechnik gezielt zu steuern bzw. steuern zu lassen, gegebenenfalls auch zu Lasten der Eigenverbrauchsquote oder eines anderen Optimierungsansatzes der Gruppe. Eine solche integrative ESC könnte durch extern orientierte Fahrweise ihrer Anlagen hinsichtlich Netzdienlichkeit oder Systemdienlichkeit⁷ Potenziale entfalten. Insofern gilt es im Hinblick auf das BDEW-

Ampelmodell (BDEW 2017) vorzusehen, dass eine ESC zwar im grünen Bereich ihre Selbstversorgung optimiert, jedoch im gelben und roten Bereich geeignete Systemdienstleistungen zur Verfügung stellt (oder sogar stellen muss) und sich diese honorieren lässt.⁸ Aus der Untersuchung bestehender Initiativen in Deutschland (siehe Anhang: Liste befragter Initiativen) sowie darüber hinaus theoretisch möglicher Umsetzungen von Energiegemeinschaften und anderen kollektiven Ansätzen der Energieversorgung (auch losgelöst vom geltenden rechtlichen Rahmen) ergeben sich bei den Ausprägungen dieser beiden genannten zentralen Merkmale markante Unterschiede für ESCs und ihre Integration in das Energiesystem, die nachfolgend beleuchtet werden.

4.1 Marktrollen und Aktivitäten

Unter Berücksichtigung der Voruntersuchungen von bestehenden Energiegemeinschaften (nicht ausschließlich solcher im Sinne der EU-Richtlinien; siehe Anhang) und möglicher Ausgestaltungen von Energy Sharing können verschiedene Arten von Energy Sharing Communities realisiert werden. Für alle Formen von ESC sind – bei aktuellem rechtlichen Rahmen – die folgenden Marktrollen besonders relevant, die über die Marktkommunikation Daten austauschen (siehe Abbildung 1):

- Stromlieferant
- Netzbetreiber
- Messstellenbetreiber

Da die ESC als Ganzes oder alle ihre Mitglieder je einzeln zum gesamten Energiesystem gehören und das öffentliche Netz nutzen, müssen sie einem Bilanzkreis zugeordnet sein, für den eine Bilanzkreisverantwortung besteht. Auch der Bilanzkreisverantwortliche, der für einen ausgeglichenen Bilanzkreis sorgen muss, ist in diesem Zusammenhang von zentraler Bedeutung. Dabei soll weder angenommen werden, dass eine ESC eine dieser Marktrollen selbst einnimmt, noch ist mit Sicherheit davon auszugehen, dass die bestehenden Marktrollen in dieser Form auf Dauer Bestand haben. So entfällt aller Voraussicht nach in Zukunft unter bestimmten Bedingungen die Lieferverpflichtung: Sowohl die vor Kurzem beschlossene EMD III der EU (vgl. Kapitel 3) als auch aktuelle Bestrebungen zur Erneuerung des „Harmonized Electricity Market Role Model“ (HEMRM)⁹ lassen erwarten, dass das Verhältnis von ESCs zu anderen Marktteilnehmern sich in Zukunft insgesamt verändern könnte. Da aber im gegenständlichen Projekt zunächst die Machbarkeit einer ESC unter heutigen Rahmenbedingungen betrachtet werden soll, wird im Folgenden das bestehende System von Marktrollen zugrunde gelegt bzw. speziell darauf hingewiesen, wenn dies nicht der Fall ist.

⁷ Unter Netzdienlichkeit wird die volkswirtschaftlich optimierte Planung und der optimierte Betrieb der Netze verstanden, darunter die Optimierung zum Beispiel der Nutzung vorhandener Betriebsmittel oder des Anschlusses neuer Erzeuger und Verbraucher. Unter Systemdienlichkeit wird die volkswirtschaftliche Optimierung mit Blick auf das gesamte Energiesystem verstanden, wobei optimierte marktliche und netzseitige Aspekte berücksichtigt sind.

⁸ BDEW-Ampelphasen: (i) Grün – Es liegen keine kritischen Netzzustände vor. Der Verteilnetzbetreiber (VNB) beobachtet den Netzzustand, ohne in den Markt einzugreifen. (ii) Gelb – In einem Netzsegment zeichnet sich ein Engpass ab. Zu dessen Behebung ruft der VNB von Marktteilnehmern die angebotene und vertraglich vereinbarte Flexibilität ab. (iii) Rot – Unmittelbare Gefährdung der Stabilität im Verteilnetz. Der VNB sichert die Netzstabilität durch unmittelbare Steuerung/Regelung von Betriebsmitteln und Markteingriff.

⁹ Siehe dazu https://energy.ec.europa.eu/system/files/2021-06/bridge_wg_regulation_eu_bridge_hemrm_report_2020-2021_0.pdf und <https://www.onenet-project.eu/wp-content/uploads/2022/10/D25-Recommendations-for-the-Harmonised-Electricity-Role-Model.pdf>

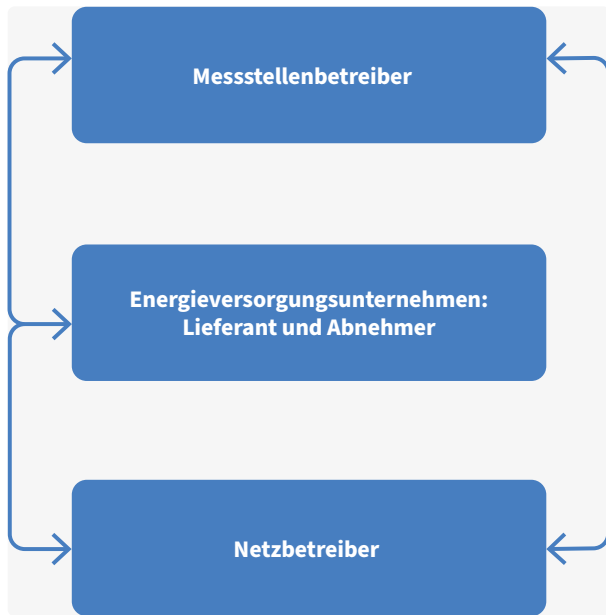


Abbildung 1: Interaktion der primär relevanten Marktrollen (Auszug)

Netzbetreiber

Ein Netzbetreiber regelt die Nutzung seines Netzes in Netznutzungsverträgen. In der Regel haben die Stromlieferanten Netznutzungsverträge mit dem Netzbetreiber geschlossen. Haushaltskundinnen und -kunden haben keinen eigenen Netznutzungsvertrag, sondern sind über den Vertrag mit ihrem Stromlieferanten in die Netznutzung eingebunden. Für die Nutzung des Netzes muss der Nutzer Netzentgelte bezahlen und Voraussetzungen, wie die Zuordnung zu einem Bilanzkreis sowie vorgeschriebene Geschäftsprozesse und Datenaustausch, erfüllen (FFE 2023). Eine ESC bzw. ihre Mitglieder nutzen das öffentliche Stromnetz¹⁰, sodass die damit verbundenen genannten Anforderungen gelten¹¹. Die ESC wird in der Regel mit Netzbetreibern Vereinbarungen treffen müssen bezüglich des Lieferns von Daten, des Einhaltens von Regeln für Erzeugung und Verbrauch (im Sinne von Fahrplänen bzw. Liefer- und Abnahmezusagen) und gegebenenfalls der Honorierung eines netzdienlichen Verhaltens (FFE 2023). Letzteres ist mit Blick auf die Integration von Prosumern, Speichern und Endverbraucherinnen und -verbrauchern in das Gesamtsystem von großer Bedeutung, da für die Auslastung bestehender Netze die zeitgleiche Ein- und Ausspeisung in einem Netzgebiet relevant ist und die Optimierung des Eigenverbrauchs der Gruppe dem entgegengesetzt wirken kann. Mittels Energy Sharing können – digitale Technologien vorausgesetzt – Verbrauch und Erzeugung lokal durch Lastverschiebung und mit Energiespeicherung angepasst werden. Neben den spezifischen Bedingungen im jeweiligen Netzgebiet ist davon auszugehen, dass die tatsächlichen Effekte von Energy Sharing in einem Netzgebiet von der Verlässlichkeit der Verhaltensanpassung der Gruppe abhängig sind (EERA 2022), und davon wird auch gegebenenfalls eine Honorierung dieser Bei-

träge im Rahmen entsprechender Vereinbarungen abhängen. Änderungen hinsichtlich der notwendigen Vereinbarungen einer ESC mit dem Netzbetreiber könnten sich durch die Einführung der Active Customers ergeben (vgl. Kapitel 3.1).

Stromlieferant

Erzeuger und Prosumer haben heute die Möglichkeit, den erzeugten und nicht selbst verbrauchten Strom am Markt zu verkaufen. Soll aber eine direkte Belieferung von Endverbraucherinnen und -verbrauchern stattfinden, müssen die Erzeuger und Prosumer die Rolle des Stromlieferanten erfüllen (FFE 2023). Stromlieferung ist in Deutschland zum jetzigen Zeitpunkt mit der Einhaltung von Marktprozessen, Regeln und Pflichten verbunden. EnWG, EEG, StromStG, StromStV und MaStRV verpflichten zu Regelungen zur Vertragsdauer (u. a. Kündigungstermine, Kündigungsfristen, Rücktrittsrecht der Kundinnen und Kunden) und zu Preisanpassungen. Geregelt sind auch die zu erbringenden Leistungen, Zahlungsweisen, Haftungs- und Entschädigungsbedingungen bei Nichteinhaltung vertraglich vereinbarter Leistungen und unentgeltliche, zügige Lieferantenwechsel (FFE 2023, Ritter et al. 2023). Ein Lieferant muss in der Lage sein, Reststrom am Markt zu beschaffen, um die Nachfrage der ESC zu decken, bzw. Ersatzstrom, sollte ein Erzeuger nicht wie geplant liefern können.

Bilanzkreisverantwortlicher

Bei Stromlieferung unter Nutzung des öffentlichen Stromnetzes, also auch für das Energy Sharing, muss in Deutschland das Bilanz- und Ausgleichsenergiesystem genutzt werden. Das bedeutet, dass alle Ein- und Ausspeisestellen einem Bilanzkreis zugeordnet sind, der von einem sogenannten Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) bewirtschaftet wird. Der BKV erstellt eine Prognose am Vortag und muss am Folgetag dafür sorgen, dass der Bilanzkreis ausgeglichen ist. Kurzfristig auftretende Überschüsse oder Unterdeckungen können vom BKV an der Strombörse verkauft oder zugekauft werden. Mengen, die nicht ausgeglichen werden können (aber dennoch vom Netzbetreiber bereitgestellt werden müssen), werden dem BKV als Ausgleichsenergie vom Netzbetreiber in Rechnung gestellt. Ein BKV trägt damit das wirtschaftliche Risiko des Ausgleichs zwischen Erzeugung und Verbrauch (SAENA 2023).

Eine ESC oder ein beauftragter Dienstleister kann einen eigenen Bilanzkreis für die ESC bewirtschaften und Überschüsse oder Fehlmengen unter Nutzung etablierter Märkte und Marktteilnehmer beschaffen, verkaufen oder ausgleichen. Es sind aber auch andere Modelle möglich, bei denen die Mitglieder einer ESC je selbst einem Bilanzkreis zugeordnet bleiben oder die ESC als Ganzes eine Vereinbarung mit dem betroffenen BKV trifft bezüglich der Bereitstellung von Flexibilitäten.

¹⁰ Vgl. Begriffsdefinition in Kapitel 2
¹¹ Vgl. dazu Ritter et al. 2023

Unstrittig ist, dass eine ESC aus eigenem Interesse mittels geeigneter Informationstechnik und unter Umständen unterstützt durch einen Versorger bzw. Netzbetreiber ihre Synchronität von Erzeugung und Verbrauch echtzeitnah erfasst und im Sinne ihres Optimierungsmodells steuert.

Messstellenbetreiber

Messstellenbetreiber (MSB) sind zuständig für Einbau, Betrieb, Ablesung und Wartung von Stromzählern und für die eigentliche Messung von Strommengen der Endverbraucherinnen und -verbraucher. Oftmals übernimmt der örtliche Netzbetreiber diese Rolle (grundzuständiger Messstellenbetreiber), grundsätzlich kann aber auch ein Dritter als Messstellenbetreiber beauftragt werden (wettbewerblicher Messstellenbetreiber). Zu den Pflichten des MSB zählt die Datenübermittlung an Stromlieferanten, Netzbetreiber und Energiedienstleister. Für die ESC wird es von Bedeutung sein, eine klare Regelung mit dem MSB bzw. dem Verwalter der gemessenen Daten zu treffen, um die eigenen Daten, das heißt solche, die gruppenspezifische Anlagen oder Mitglieder betreffen, in ausreichender Auflösung und nicht zu hoher Aggregation zu erhalten.

Sofern in absehbarer Zeit das in Diskussion befindliche „Harmonized Electricity Market Role Model“ (HEMRM) verabschiedet wird, werden dafür neue Rollen im Bereich der Energie-Informationstechnik geschaffen werden. Neue Rollen, die aktuell im Hinblick auf dezentrale Energieversorgungsmodelle diskutiert werden, sind zum Beispiel „Data Exchange Platform Operator“, „Flexibility Services Provider“, „Local Flexibility Calculator“ und „Authentication Service Provider“ (Oliveira et al. 2021).

4.2 Mögliche Umsetzungsmodelle

Im momentanen energierechtlichen Rahmen gilt die in Kapitel 4.1 skizzierte Rollenverteilung. Für die Umsetzung einer ESC sind aktuell verschiedene Optionen denkbar. Die im Folgenden beschriebenen Grundmodelle sollen den Raum aufspannen, in dem sich die Umsetzung einer ESC bewegen kann. Dabei sind nicht alle Elemente der Modelle für die Umsetzung einer ESC notwendig und zudem ist aktuell nicht jedes (Zwischen-)Modell rechtlich möglich. Die exemplarisch betrachteten Modelle sind:

■ Modell 1: Zentraler Lieferant

Die ESC wählt einen Lieferanten, der den Strom der Mitglieder abnimmt und alle Verbraucher in der ESC beliefert (siehe Kapitel 4.2.1).

■ Modell 2: Lieferbeziehungen mit Intermediär(en)

Lieferant ist die ESC selbst oder (jeweils) ein Energieversorger, der eine virtuelle Belieferung der ESC-Mitglieder untereinander umsetzt (siehe Kapitel 4.2.2).

■ Modell 3: Lieferbeziehungen ohne Intermediär

Die Erzeuger werden selbst zu Lieferanten und lagern gegebenenfalls Teile der Lieferantenpflichten aus (siehe Kapitel 4.2.3).

Nach aktueller Rechtslage ist Modell 1 bereits heute möglich und Modell 2 zumindest teilweise. Lieferbeziehungen nach Modell 3 sind derzeit in Deutschland nicht umsetzbar. In allen Umsetzungsformen umfasst der Begriff „Community“ eine Gruppe gemeinsam bzw. abgestimmt handelnder Energieerzeuger und -verbraucher.

Das Konzept einer ESC lässt dabei offen, ob das Energy Sharing als loser Zusammenschluss oder als Rechtsfigur beispielsweise im Sinne der REC betrieben wird und wie dies rechtlich bzw. wirtschaftlich organisiert ist. Die Organisation als eigenständige Rechtsperson ist, anders als bei BEGs, nicht an strikte Vorgaben gebunden. Denkbar sind für die ESC Vereinbarungen in Form einer Gesellschaft bürgerlichen Rechts (GbR) oder als Verein und auch Rechtsformen wie Genossenschaft, GmbH oder GmbH & Co. KG. Eine ESC muss weder gewinn- noch gesellschaftlich oder sozial orientiert sein, wohl aber im Interesse ihrer Mitglieder wirtschaftlich tragfähig arbeiten. Die schematische Darstellung in Abbildung 2 zeigt die Organisations- und Strukturelemente einer ESC und die Kommunikation zwischen ihnen im Überblick. Die grünen und blauen Farben zeigen die energietechnischen und energiewirtschaftlichen Partner (und die typischen Interaktionen mit ihnen) an. Wesentliche Elemente einer ESC sind damit:

- Das **Community Management** übernimmt die Organisation und Koordination, die Aufnahme und Verwaltung der Mitglieder der Community, das Marketing und die Finanzierung. Das Community Management kann mit dem oder den Netzbetreibern Vereinbarungen treffen bezüglich des Austauschs von Daten, des Einhaltens von Regeln für Erzeugung und Verbrauch oder der Honorierung eines netzdienlichen Verhaltens. Das Angebot von Flexibilität wird in den nachfolgenden Abbildungen als Flexibilitätsmarkt dargestellt. Das Community Management kann auch im Namen der Mitglieder mit einem zentralen oder mehreren Lieferanten sowie weiteren Markt- und Technologiepartnern vertragliche Vereinbarungen treffen. Sofern die Gruppe als Ganzes solche Vereinbarungen trifft, wird sie in der Regel als juristische Person organisiert sein und das Management einer solchen Rechtsperson gehört dann auch zu den Handlungsfeldern des Community Managements. Zur Unterstützung all dieser Prozesse kann das Community Management eine IT-basierte **Community-Plattform** betreiben.
- Das Community Management wird zudem eine **Sharing-Plattform** betreiben, die typischerweise durch fortschrittliche Informationstechnik realisiert wird (siehe dazu Kapitel 5). Die Sharing-Plattform beschreibt und koordiniert die energietechnischen und energiewirtschaftlichen Prozesse der Gruppe. Erzeugung und Verbrauch werden – in der Regel auf Basis der vom Netzbetreiber oder einem Messstellenbetreiber erfassten Daten – in geeignet festgelegten zeitlichen Abschnitten aufgezeichnet und gegebenenfalls aggregiert. Auch der Energieaustausch zwischen Mitgliedern der Gruppe bzw. ihren Anlagen wird hier aufgezeichnet, wenn auch nicht handelsrechtlich vollzogen, und je nach Modell innerhalb der Community ausgeglichen. Über ein Frontend (Benutzeroberfläche) kann der ESC bzw. den Mitgliedern auch Einblick in verschiedene Aggregationen und Auswertungen der Daten gegeben werden. Die Informationsbereitstellung kann bereits ein optimiertes Verhalten motivieren, die IT dieser Plattform kann aber gegebenenfalls auch Signale (z. B. des Netzbetreibers) empfangen und direkt zur Steuerung der Anlagen der Community nutzen.
- Die Energieversorgung bzw. der Handel von Energie wird nicht mittels der Sharing-Plattform realisiert. Handelsbeziehungen zwischen Partnern innerhalb und außerhalb der Energy Sharing Community finden entweder mittels Handelsplattformen der beteiligten Versorger statt oder die Community betreibt selbst (gegebenenfalls unter Hinzuziehung von beauftragten Dienstleistern) eine **ESC-Handelsplattform**. Eine solche Plattform bildet Transaktionen mit externen Lieferanten und Abnehmern ab und kann – sofern es zu Versorgungssituationen zwischen den Mitgliedern der ESC kommt – auch einen ESC-internen

Markt realisieren. Einen Sonderfall würde der ESC-interne Handel mittels einer Blockchain darstellen (vgl. dena 2022).

- Relevanter **Netzbetreiber** und damit Kooperations- bzw. Vertragspartner ist derjenige, dessen Infrastruktur die ESC nutzt, das heißt, in dessen bzw. deren Netzgebiet(en) die Anschlusspunkte der Mitglieder verortet sind.

Überschüsse aus Anlagen der ESC werden unter Nutzung etablierter Märkte und Marktteilnehmer verkauft und für den nicht aus den eigenen Anlagen gedeckten Bedarf wird Energie beschafft. Dafür wird die ESC als Ganzes oder es werden einzelne Mitglieder Abnahme- und/oder Lieferverträge oder anderweitige Kooperations- und Unterstützungsvereinbarungen mit Marktteilnehmern im **Energiehandel** treffen. Sofern es zwischen den Mitgliedern der Community zu (energie-)handelsrechtlichen Prozessen kommt, können diese Handelspartner auch den Energieaustausch oder den Energiehandel innerhalb der Community entsprechend den rechtlichen Rahmenbedingungen realisieren. Die Plattformen sind hier separat dargestellt, grundsätzlich ist aber auch denkbar, dass es sich um eine gemeinsame Plattform für Handel, Sharing und Community handelt.

Die in den folgenden Abschnitten illustrierten und erläuterten Modelle zeigen die Bandbreite der denkbaren Möglichkeiten zur Organisation von Energy Sharing Communities. Die Auswahl orientiert sich auch an einer umfassenden Darstellung von Energiegemeinschaften und der damit verbundenen Rolle von Prosumern durch die Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE 2023).

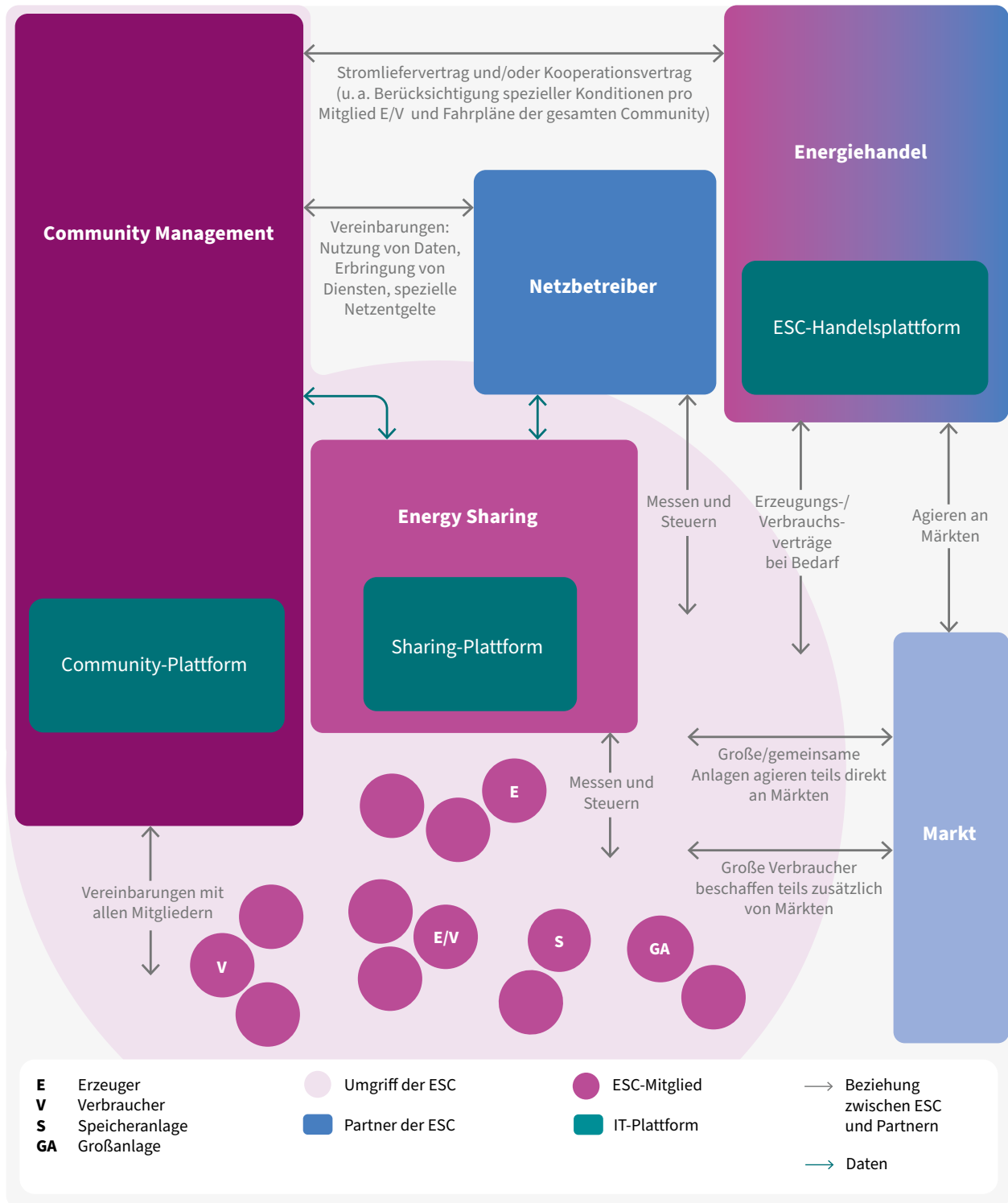


Abbildung 2: Strukturelemente einer Energy Sharing Community

4.2.1 Modell 1: Zentraler Lieferant

Ein Weg zur Umsetzung einer ESC ist die Besetzung der Rolle eines zentralen Lieferanten, der die Vollversorgung der Mitglieder sicherstellt. Abbildung 3 stellt dieses Grundmodell dar. Die Lieferantenrolle kann dabei von der ESC selbst (bei Übernahme aller gesetzlich vorgeschriebenen Lieferantenpflichten innerhalb und außerhalb der Community, siehe dazu auch Modell 2b in Kapitel 4.2.2) oder durch ein etabliertes Energieversorgungsunternehmen (EVU) eingenommen werden. In Abbildung 3 ist das EVU selbst nicht Teil der ESC. Grundsätzlich ist es aber auch möglich, dass das EVU Mitglied der ESC bzw. Gesellschafter der Rechtsperson ist. So wird beispielsweise im aktuell laufenden Pilotprojekt (siehe Kapitel 4.3) der zentrale Lieferant auch organisatorisch Mitglied der ESC. Zusätzlich zu den drei zentralen Markttrollen des Lieferanten, des Netzbetreibers und des Messstellenbetreibers kommt in diesem Modell ein separater Bilanzkreisverantwortlicher (BKV) zum Einsatz. In dieser Hinsicht zeigt Abbildung 3 einen Extremfall, da der zentrale Lieferant nicht der Verantwortliche des Bilanzkreises ist, in dem die an der ESC beteiligten Erzeuger und Verbraucher liegen.

Allerdings wird er im üblicherweise praktizierten Verfahren Daten mit dem BKV austauschen und diesen Austausch um Daten zur ESC ergänzen. Wie in Abbildung 3 zu erkennen, findet kein direkter Energiehandel zwischen den einzelnen Mitgliedern der ESC statt. Denn bei direkter Belieferung von Verbrauchern würden nach heutigem Rechtsrahmen die Erzeuger jeweils zu Lieferanten mit vollständigen Pflichten werden. Stattdessen bieten die Mitglieder der ESC ihren Strom daher dem zentralen Lieferanten an, der alle Verbraucher der ESC mit diesem Strom beliefert und zudem vom Energiemarkt oder gegebenenfalls auch von anderen Erzeugern Reststrom beschafft. Eine Zuordnung des Verbrauchs innerhalb der ESC zu den einzelnen Verbrauchern erfolgt auf der Sharing-Plattform, unter anderem anhand von Daten des Lieferanten und des Messstellenbetreibers. Die Abrechnung der Mitglieder übernimmt der zentrale Lieferant unter Heranziehung von Informationen von der Community-Plattform und der Sharing-Plattform. Dabei kann der Lieferant ein Tarifmodell einsetzen, das zum Beispiel die Gleichzeitigkeit von Erzeugung und Verbrauch oder ein netzdienliches Verhalten entsprechend honoriert.

Der Lieferant ist verantwortlich für die Entrichtung der Netzentgelte an den Netzbetreiber. Er könnte in Zusammenarbeit mit dem Community Management Flexibilität in der ESC sicherstellen, die Gruppe entsprechend steuern und mit dem Netzbetreiber dazu eine Vereinbarung treffen. Der rechtliche Rahmen erlaubt es derzeit nur in sehr beschränktem Maße, dass Netzbetreiber durch die Gestaltung von Netzentgelten netzdienliches Verhalten honorieren bzw. anreizen. Aus Sicht der Verbraucherinnen und Verbraucher sind vor allem die geringen finanziellen Mehrwerte bisher kaum Anreiz zur Teilnahme (vgl. Fietze et al. 2020). Das Anreizen, Messen und Belegen des vereinbarten (und gegebenenfalls zu honorierenden) Verhaltens der ESC ermöglicht die Sharing-Plattform (SP). Eine Übersicht über die Aufgaben und die durch IKT bereitzustellenden Funktionen gibt Abbildung 4 (Näheres dazu siehe Kapitel 5). Während in der Darstellung von Modell 1 (Abbildung 3) das EVU einen Dienstleister für den Handel am Energiemarkt einsetzt, ist ebenfalls denkbar, dass das EVU diesen Handel selbst übernimmt.

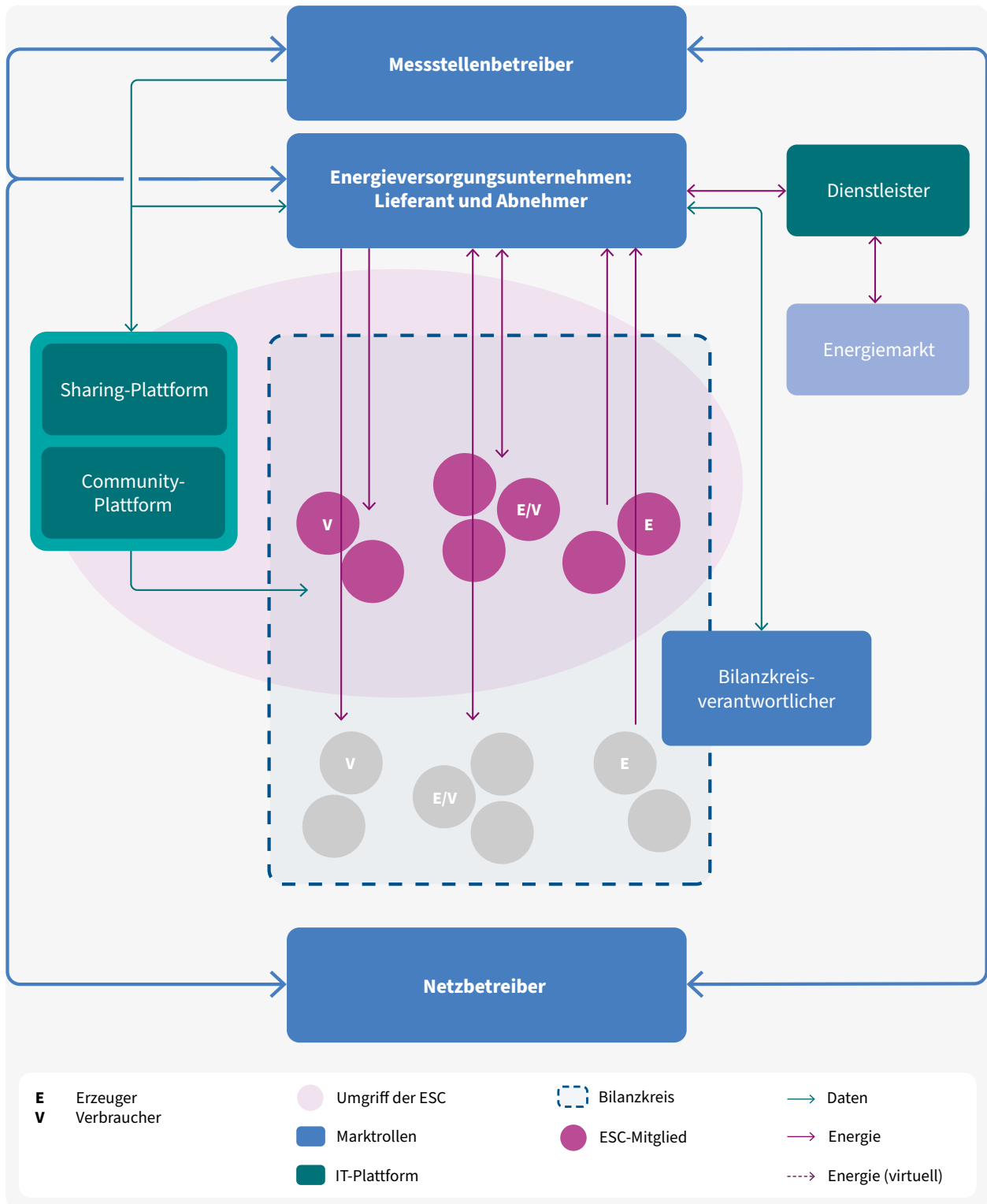


Abbildung 3: Umsetzung einer Energy Sharing Community mit zentralem Lieferanten (Modell 1)

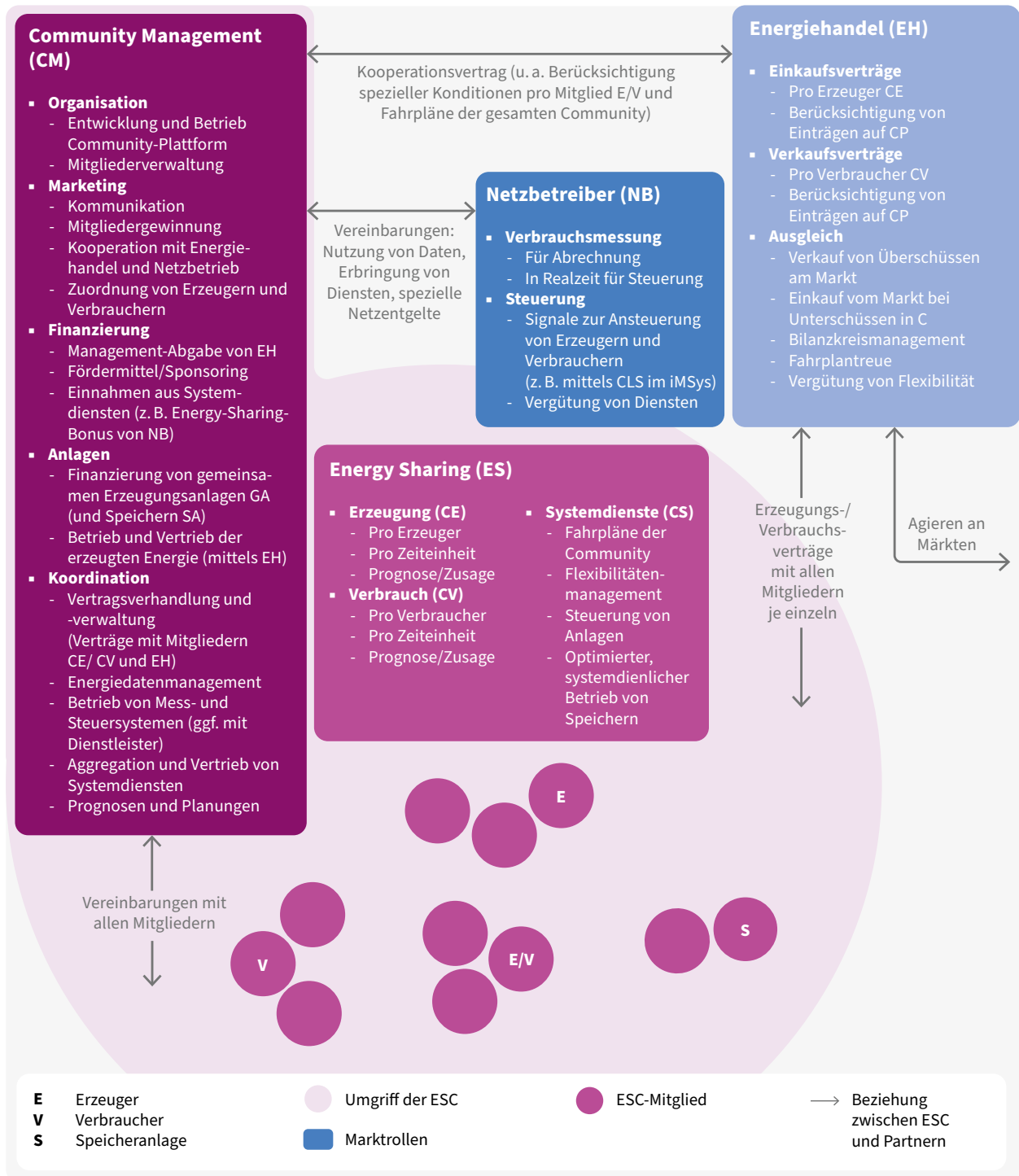
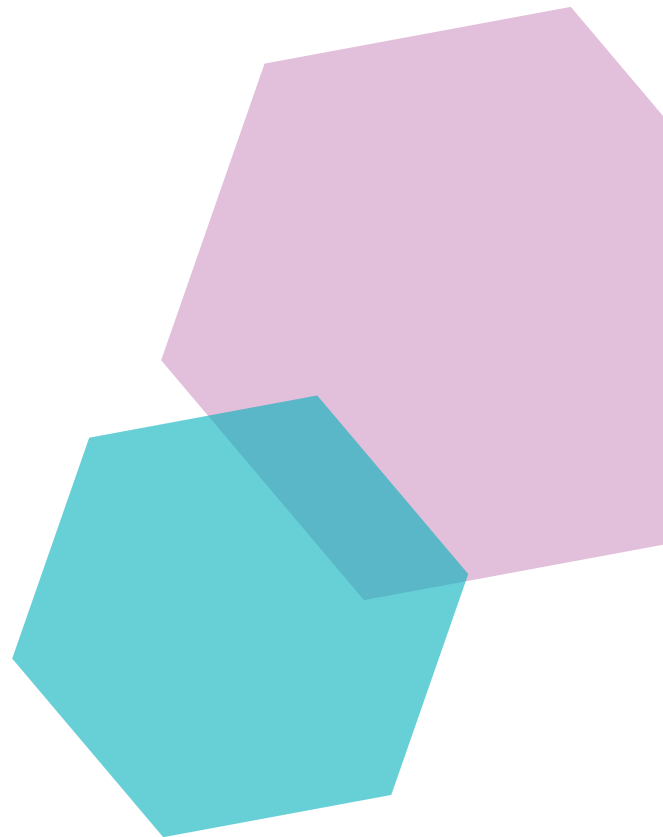


Abbildung 4: Aufgaben und Prozesse zur Umsetzung einer ESC mit zentralem Lieferanten (Modell 1)

4.2.2 Modell 2: Lieferbeziehungen mit Intermediär(en)

In Modell 2 sollen „virtuelle“ Lieferbeziehungen zwischen Prosumern, Erzeugern und Verbrauchern umgesetzt werden. Dies erhöht im Gegensatz zu Modell 1 die Komplexität. Zu beachten ist, dass es auch in diesem Modell zu keiner direkten Lieferbeziehung zwischen den Mitgliedern der ESC im Sinne des Energiewirtschaftsgesetzes kommt. Die energiewirtschaftliche Umsetzung erfolgt über einen oder mehrere für den Energiehandel zugelassene Intermediäre oder zusätzliche Lieferanten, allerdings werden alle Transaktionen auf der gemeinsamen Sharing-Plattform registriert und (wie in Abbildung 6 und Abbildung 7 skizziert) für die Darstellung virtueller Lieferbeziehungen aufbereitet. Das ESC-Management kann überdies Mechanismen für das Anbahnen und Abbilden der virtuellen Lieferbeziehungen zur Verfügung stellen. Unabhängig von der energiewirtschaftlichen und handelsrechtlichen Beziehung können damit de facto Lieferbeziehungen (virtuelle Lieferungen) sowie die Synchronität von Erzeugung und Verbrauch der ESC aufgezeichnet, angereizt und gegebenenfalls honoriert werden.

Für Modell 2 gibt es drei Varianten:



Modell 2a:

Die Erzeuger wählen einen Partner im Energiemarkt, der ihren Strom abnimmt und als Lieferant ausgewählte Verbraucher (in der ESC) versorgt, die Strom von genau diesem Erzeuger beziehen wollen. Abbildung 5 zeigt einen einzelnen intermediären Lieferanten, der wiederum einen Bilanzkreis mit allen Teilnehmern der ESC führt. Denkbar sind jedoch auch unterschiedliche Partner je Erzeuger. Der oder die Lieferanten besorgen den Reststrom, der nicht von den verbundenen Erzeugern geliefert werden kann, vom Markt oder von anderen Lieferanten innerhalb oder außerhalb der ESC. Abbildung 5 ähnelt dem Modell 1 (Abbildung 3) in vielerlei Hinsicht.

Der wesentliche Unterschied besteht darin, dass zwar auch hier alle ESC-Mitglieder einen Liefervertrag mit dem intermediären EVU haben, hier aber durch Nutzung von Daten der Sharing-Plattform virtuelle Belieferungen der ESC-Mitglieder untereinander abgebildet werden. Es gibt folglich nicht einen gemeinsamen Strom-Pool, sondern es wird eine spezifischere Zuordnung und Abbildung der Lieferbeziehungen unter den Teilnehmern verfolgt. Seinen Kunden sichert der intermediäre Lieferant zu, dass sie beispielsweise einen möglichst hohen Prozentsatz des gelieferten Stroms von ausgewählten Erzeugern in der ESC erhalten.

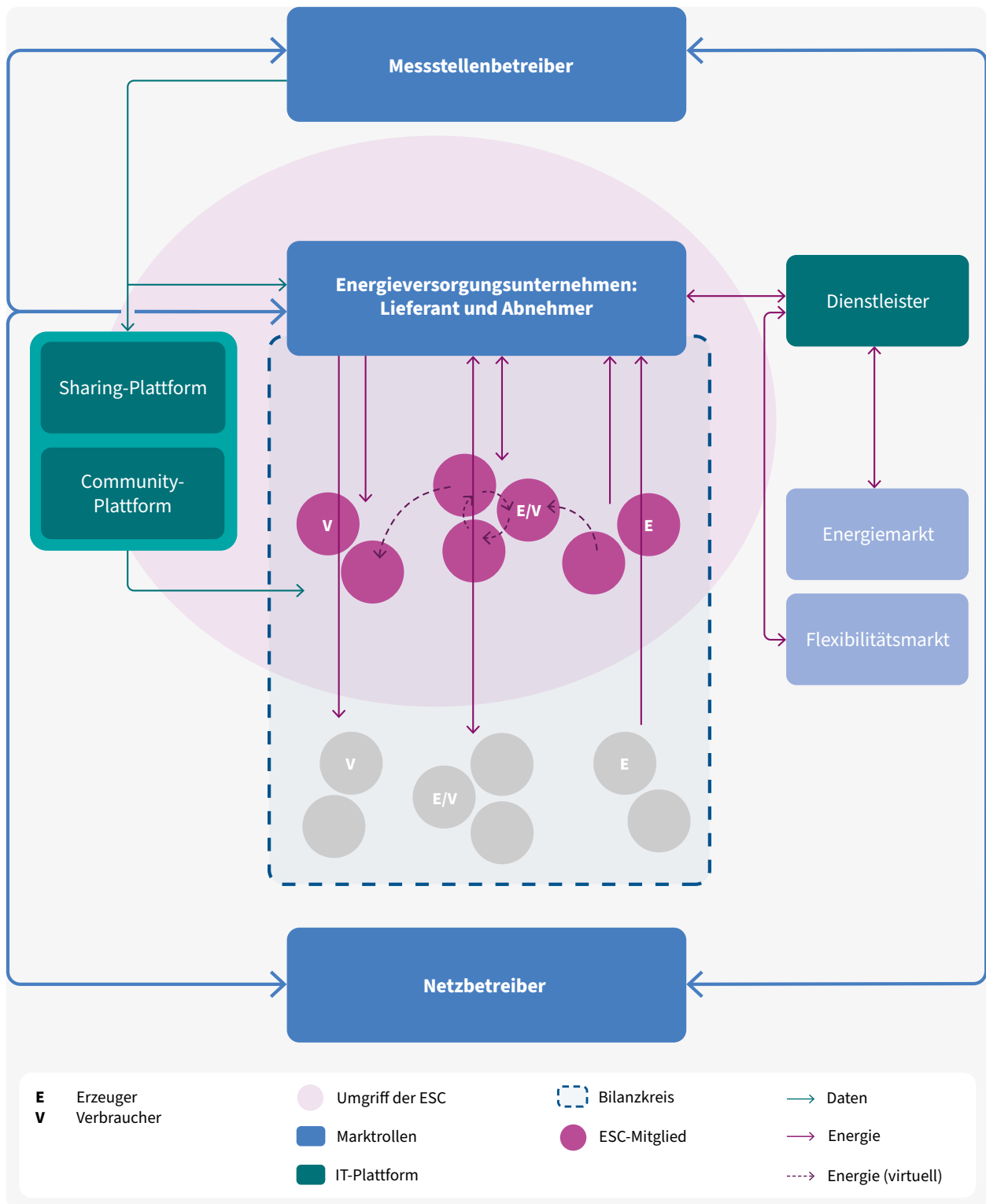


Abbildung 5: Umsetzung von virtuellen Belieferungen mittels Intermediär (Modell 2a)

Modell 2b:

In Modell 2b, dargestellt in Abbildung 6, arbeiten Prosumer und Verbraucher mit mehreren Lieferanten, zum Beispiel um den Reststrom zu beschaffen, der nicht von Erzeugern in der ESC stammt. Das ist nach aktuellem Rechtsrahmen in Deutschland nicht möglich, da ein Zählpunkt nur von einem Lieferanten bedient werden kann. Mit dem laut EMD III unter bestimmten Voraussetzungen geplanten Recht auf vereinfachte Lieferantspflichten und der diskutierten Möglichkeit für ein „Zwei-Vertragsmodell“ (wie im Fall der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung, siehe Kapitel 3.2) würde dieses Modell voraussichtlich auch in Deutschland umsetzbar sein. Denn diese Regelung ermöglicht, dass Reststrom auch von einem anderen Lieferanten geliefert werden könnte. In diesem Modell wird also keine Vollversorgung der einzelnen Teilnehmer durch einen zentralen Lieferanten oder jeweils einzelne Lieferanten sichergestellt. Stattdessen kann der Reststrom, der nicht von den verbundenen Erzeugern geliefert werden kann, vom Markt oder von anderen Lieferanten innerhalb oder außerhalb der ESC besorgt werden. Prosumer und Verbraucher haben in diesem Modell zwar einen Vertrag mit einem mit der ESC verbundenen Lieferanten, der ihnen den Strom von ausgewählten Erzeugern innerhalb der ESC liefert, können aber bei Bedarf über einen zweiten Vertrag mit

einem anderen Lieferanten außerhalb der ESC den notwendigen Reststrom beziehen. Sobald unterschiedliche Lieferanten die Mitglieder der ESC beliefern, stellt sich zudem die Frage der Bilanzkreiszuordnung. In Abbildung 6 sind Verbraucher, die Strom aus der ESC erhalten und deren Reststrombelieferung über ein separates EVU erfolgt, im Bilanzkreis des separaten EVU. Gleichzeitig findet auch zwischen den beteiligten Lieferanten der notwendige Datenaustausch statt. Die Komplexität ist zwar höher als bei Modell 2a, aber auch hier können über geeignete Informationstechnik De-facto-Belieferungen bzw. eine virtuelle Lieferung mindestens zwischen einzelnen Mitgliedern der ESC abgebildet werden. Anstelle der Lieferanten könnte für die Zuteilung der Energiemengen auch ein Energy Sharing Organizer nach EMD III zum Einsatz kommen.

Grundsätzlich wäre es auch denkbar, dass einzelne Erzeuger der ESC (weiterhin) ihren Strom gemäß EEG einspeisen. Dies ist in Abbildung 6 durch einen Energiepfeil von Erzeuger zu Netzbetreiber dargestellt. In diesem Modell ist es auch nicht notwendig, dass sich alle einbezogenen Lieferanten an den Optimierungs- und Honorierungsmodellen der ESC beteiligen. Insofern müssen auch nicht alle Lieferanten Zugriff auf die Daten der Sharing-Plattform der ESC haben.

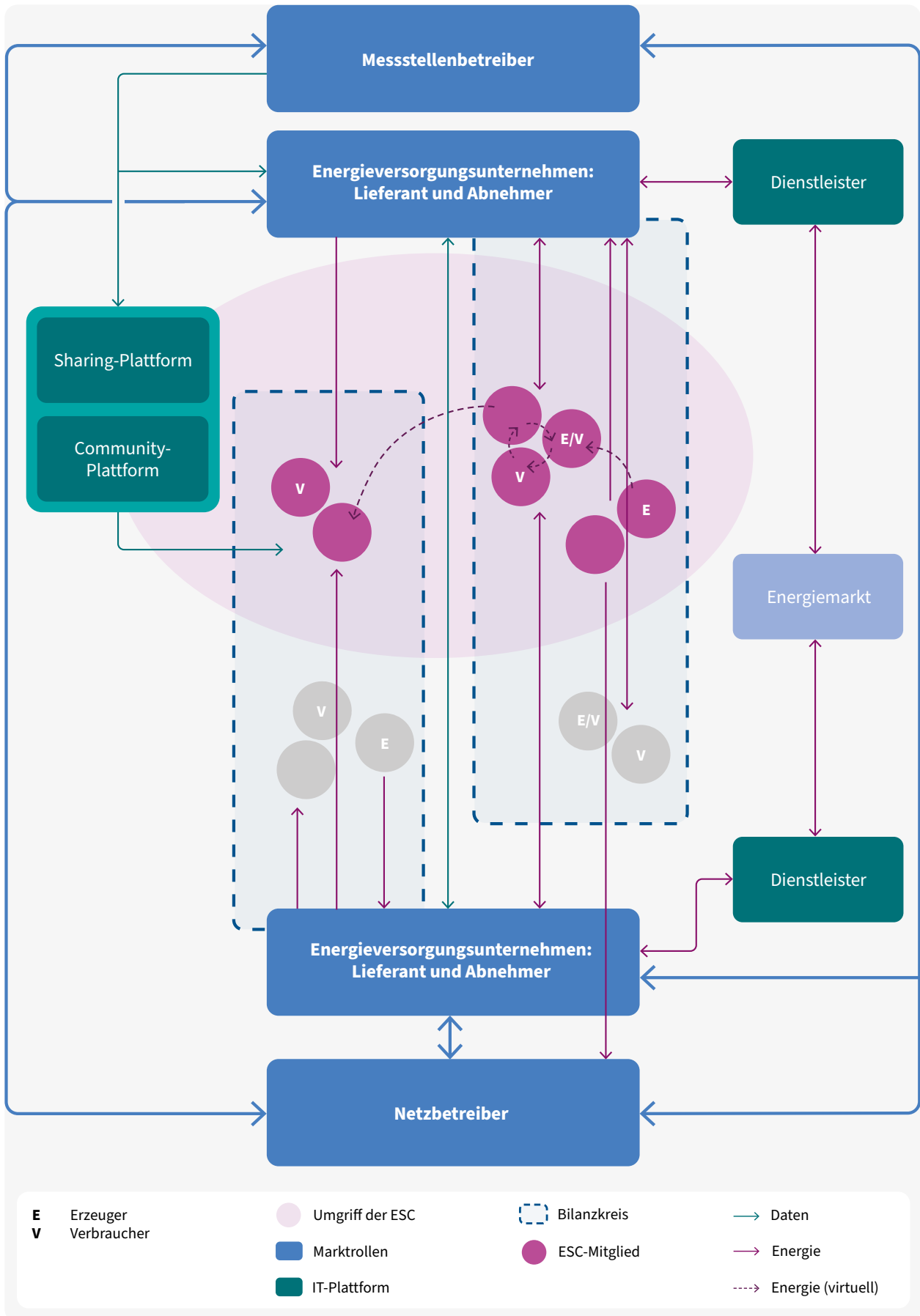


Abbildung 6: Umsetzung von virtuellen Belieferungen mittels Intermediär und zusätzlichen Lieferanten (Modell 2b)

Modell 2c:

In diesem Modell spielt eine Sharing- und Handelsplattform eine größere Rolle. Schematisch dargestellt ist ein solches Modell in Abbildung 7. Die Anbahnung und Abwicklung der Geschäfte erfolgen in diesem Modell über eine Kombination aus ESC-eigener Sharing- und Handelsplattform, wobei, wie in Abbildung 7 dargestellt, der Betreiber der Handelsplattform selbst oder ein Dritter als Dienstleister (Energy Service Provider) Lieferantenpflichten übernimmt. Dazu gehört zum Beispiel die Beschaffung von Reststrom für alle Mitglieder der ESC und die korrekte Buchung aller Lieferungen innerhalb der ESC in einen eigenen Bilanzkreis. Der Bezug von Reststrom kann individuell oder zentral geregelt werden. Außerdem kann die Community Überschussstrom über Handelspartner am Markt verkaufen. Hierfür können Verträge mit einem oder mehreren ausgewählten, im Energiehandel etablierten Partnern abgeschlossen und spezifische Vereinbarungen für die ESC getroffen werden, die beispielsweise Preise für die Mitglieder betreffen. Dargestellt ist dies in Abbildung 7 durch die Beziehung zwischen Handelsplattform und externem Lieferanten.

Unabhängig von den energierechtlichen Vertrags- und Lieferbeziehungen können das Community Management respektive der Betreiber der Sharing- und Handelsplattform das Verhalten von Erzeugern und Verbrauchern im Sinne der Ziele der ESC steuern. Gezeigt wird in dieser Abbildung, dass der Betrieb eines Speichers zur Optimierung innerhalb der ESC bzw. zur Optimierung der Beschaffung von Reststrom eingesetzt werden kann. Dies ist grundsätzlich auch in den anderen Modellen denkbar.

Für komplexe Aufgaben bei der Integration dezentraler Energie in das Energiesystem werden heute bereits Software-as-a-Service-Lösungen in Form von Plattformen angeboten. Diese fortschrittliche Informationstechnik ist auch für eine ESC nutzbar. Sie erlaubt es, das energetische Verhalten der einzelnen Mitglieder mindestens 15-minütlich aufzuzeichnen und zu Lastgängen zu aggregieren. Eine gut ausgestattete Sharing-Plattform kann auch Signale vom Netzbetreiber empfangen, um damit Flexibilität bei den Mitgliedern der ESC anzureizen. Wie in Abbildung 8 (speziell für die Modelle 2a und 2b) dargestellt, haben auch in Modell 2c alle Mitglieder der Energy Sharing Community Vereinbarungen mit der Community im Hinblick auf das gemeinsame Optimieren des Erzeugungs-, Speicherungs- und Verbrauchsverhaltens.

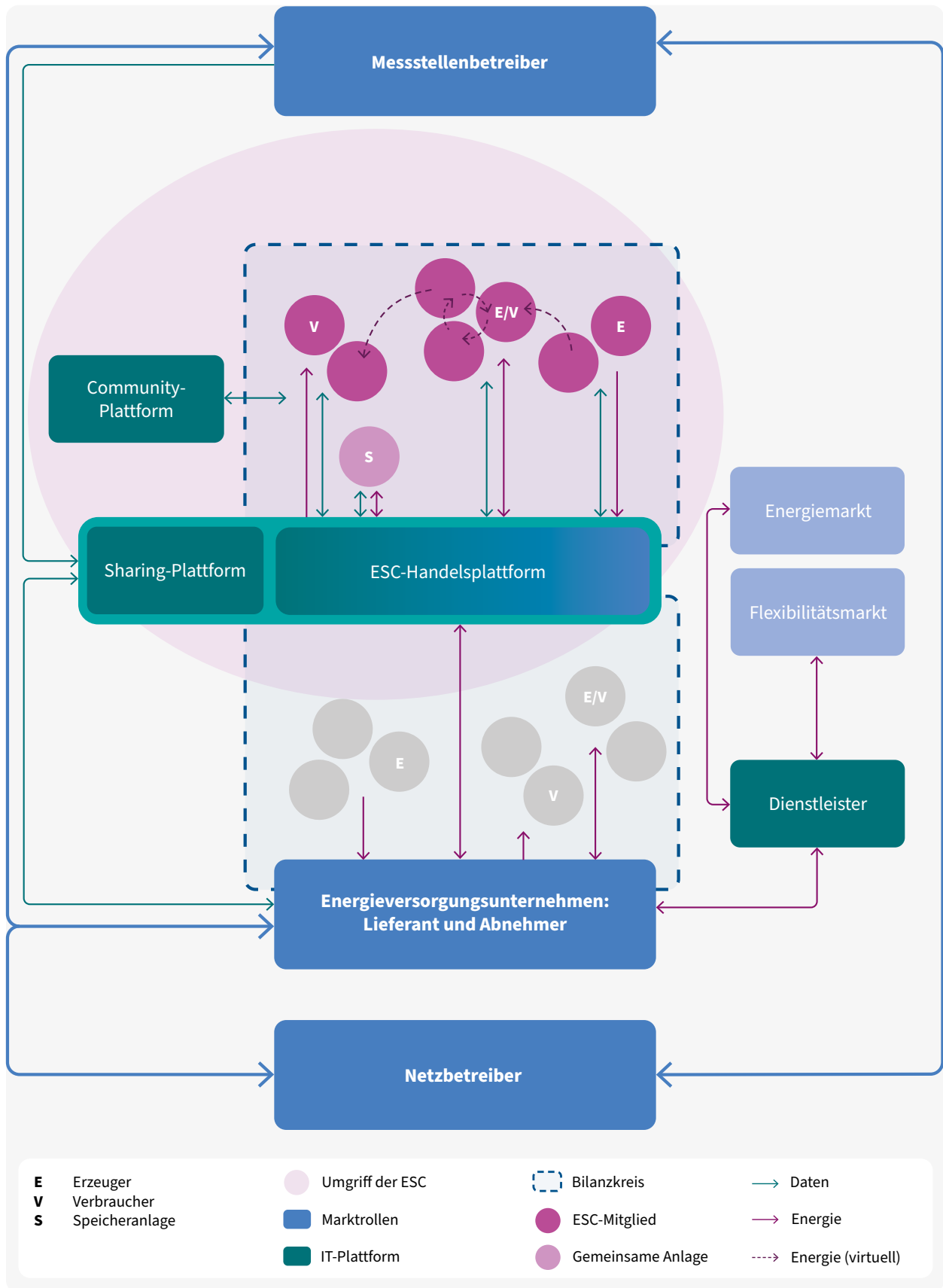


Abbildung 7: Umsetzung einer Energy Sharing Community mit eigenem Lieferanten (Modell 2c)

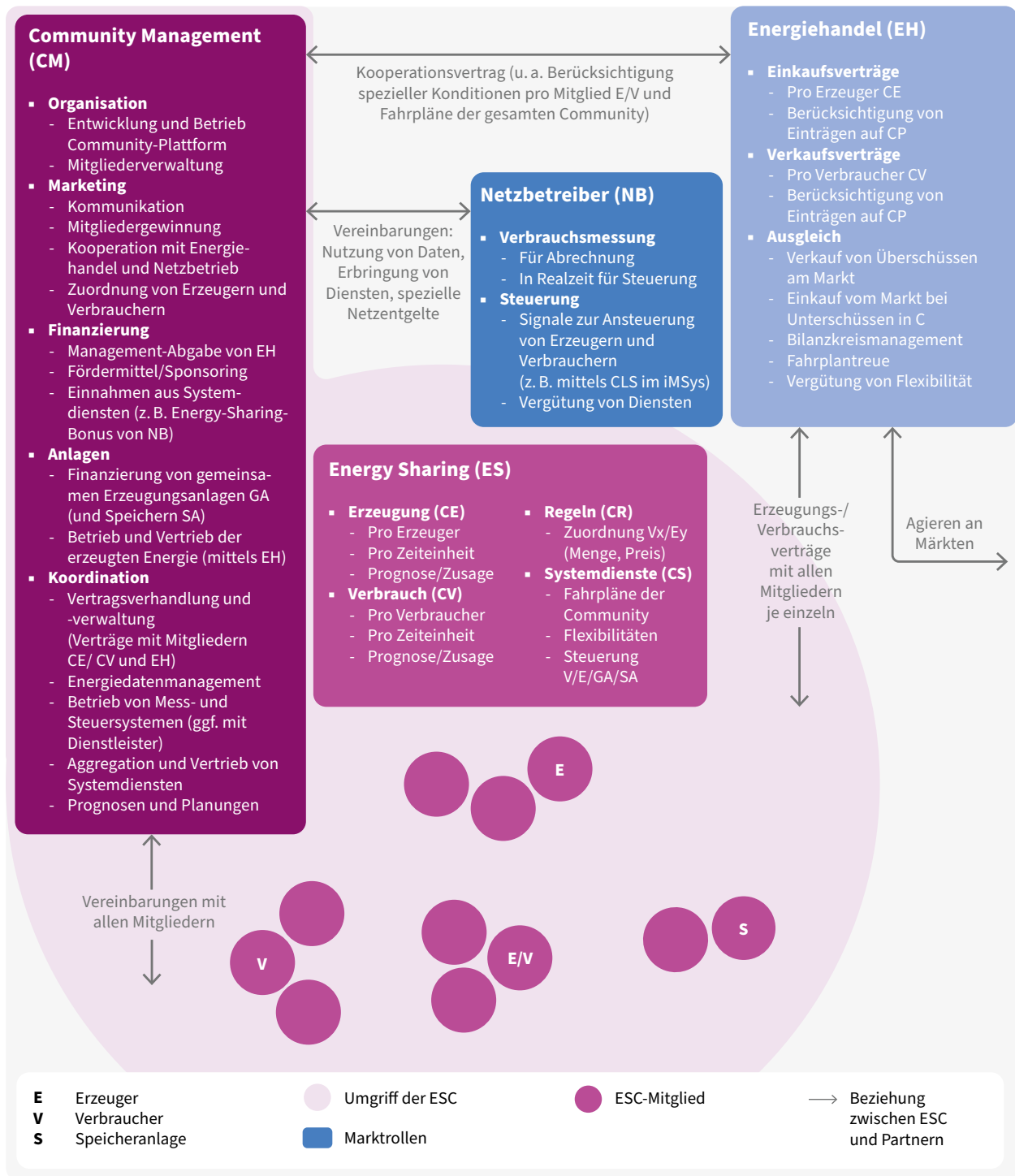


Abbildung 8: Aufgaben und Prozesse zur Umsetzung einer ESC mit einem oder mehreren Intermediären (hier Modelle 2a und 2b)

4.2.3 Modell 3: Lieferbeziehungen ohne Intermediär

Direkte Lieferbeziehungen zwischen dezentralen Erzeugern, Prosumern und Verbrauchern (Peer-to-Peer-Geschäfte) ohne zentrale Intermediäre wie Börsen, Broker oder Energieversorger könnten in Zukunft eine neue Handelswelt im Stromsektor bilden, die gekennzeichnet ist durch die aktive Teilnahme kleiner Akteure an den Prozessen des Energiemarktes. Die Teilnehmer können dabei einzeln oder als Gruppe auftreten. Schematisch dargestellt ist dieses mögliche Zukunftsmodell in Abbildung 9 und Abbildung 10. Der wesentliche Unterschied zu den Modellen 1 und 2 ist die von der ESC betriebene digitale Plattform für das komplette Abbilden der Lieferbeziehungen der ESC-Mitglieder untereinander (Peer-to-Peer Trading) und den digitalen Anschluss an die Energiemärkte für den gemeinsamen, optimierten Umgang mit Überschüssen und Reststrombedarfen von Erzeugung und Verbrauch der ESC. Damit kann für die ESC ein eigener Bilanzkreis gebildet werden, für den die ESC selbst Verantwortung trägt.

Den Ausgleich des Bilanzkreises muss dann die digitale Plattform leisten, die dafür mit einem geeigneten Dienstleister zusammenarbeitet. Der Dienstleister in diesem Modell ist nicht nur Stromhändler, sondern versorgt die ESC über die Sharing- und Handelsplattform mit zusätzlichen Informationen zum Markt(preis). Dieser zusätzliche Informationsfluss ist in Abbildung 9 durch die entsprechenden Datenpfeile dargestellt. Grundsätzlich könnte Reststrom auch von individuell ausgewählten Lieferanten an die einzelnen Verbraucher geliefert werden. Vereinfachte Lieferantenpflichten könnten bei Umsetzung der EMD III diese Art der Lieferbeziehungen ermöglichen. Mit der Einführung intelligenter Messsysteme und bei Nutzung von Plattformen, wie sie in diversen deutschen und EU-Innovationsprojekten entwickelt wurden, erscheinen auch solche Lösungen in Reichweite.

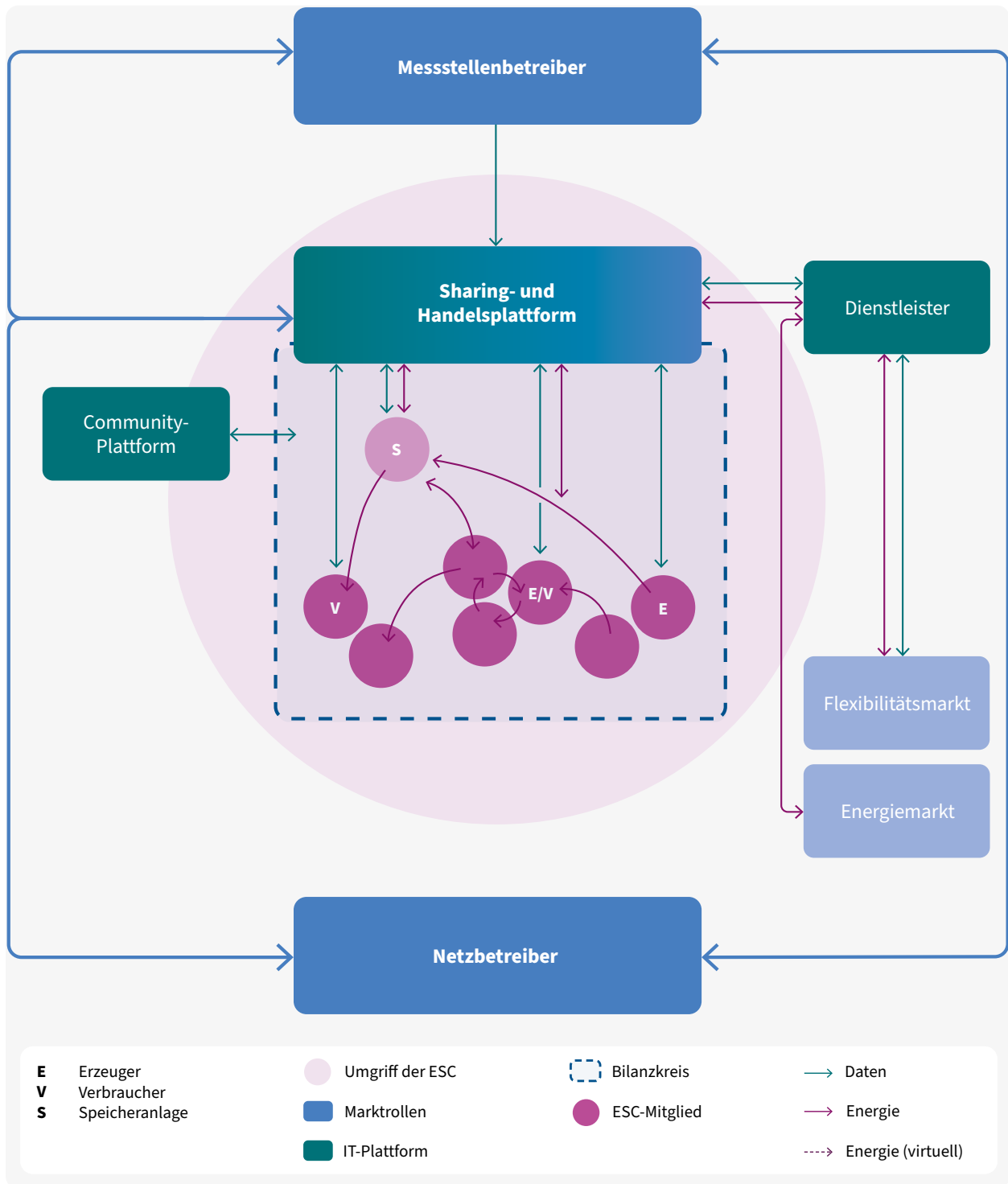


Abbildung 9: Umsetzung einer Energy Sharing Community mit Mitgliedern als Lieferanten (Modell 3)

Viele gemeinschaftliche Energieprojekte streben zwar schon jetzt den direkten Handel zwischen privaten Energieerzeugern und -verbrauchern an, allerdings fehlt es Privaten in der Regel dafür an energiewirtschaftlichen, regulatorischen und IT-technischen Kenntnissen bzw. Ressourcen (z. B. Übernahme der vollen Lieferantenpflichten nach § 41 EnWG, Komplexität verteilter Datenbanken). Zudem sei darauf hingewiesen, dass ein solches Peer-to-Peer Trading im deutschen Rechtsrahmen (ohne Zwischenschaltung eines etablierten EVU) derzeit nicht möglich ist. Allerdings kann eine „Quasi-Peer-to-Peer“-Lösung im Rahmen von Modell 2 unter Nutzung eines als Lieferant auftretenden Intermediärs realisiert werden.

In Abbildung 9 ist auch ein Speicher vorgesehen. Ein solcher kann auch in den Modellen 1 und 2 zweckdienlich sein, allerdings entspricht es vermutlich am meisten den Intentionen einer ESC nach Modell 3, sich möglichst umfassend selbst zu versorgen und – zum Beispiel mittels des Speichers – möglichst viel Flexibilität bereitzustellen. Der Speicher kann einerseits als Puffer zwischen dem Bilanzkreis der ESC und externen EVU-Partnern und Energiemärkten gesehen werden. Strom kann beispielsweise von extern eingekauft werden, wenn er günstig ist und absehbar ist, dass eine Eigenversorgung durch die Erzeuger innerhalb des ESC-Bilanzkreises nicht gesichert werden kann. Andererseits kann der Speicher auch im Sinne einer „Strombank“ für die Realisierung des optimierten Energieaustauschs zwischen Mitgliedern der ESC genutzt werden. Ob durch das gemeinschaftliche Einspeisen und Ausspeisen in einen bzw. aus einem Speicher eine Lieferbeziehung zwischen den Mitgliedern einer ESC entsteht, ist nicht abschließend geklärt. In einem Modellprojekt der MVV (im Jahr 2015) betrieb eine GbR aus Prosumern gemeinsam einen Batteriespeicher, in den die Gesellschafter ihre Stromüberschüsse einspeisen und bei Bedarf wieder über das Netz der allgemeinen Versorgung beziehen konnten. Allerdings wurde das Vorhaben nicht weiterverfolgt, da die Wirtschaftlichkeit unter den damals geltenden Bedingungen nicht gegeben war.

Anders als in Modell 2 wird hier in Zukunft gegebenenfalls keine zentrale Marktplattform bzw. kein zentraler Lieferant genutzt, sondern es kommen dezentrale Architekturen wie zum Beispiel Distributed-Ledger- oder Blockchain-Technologien zum Einsatz, ergänzt durch Mechanismen zur automatisierten Vertragsausführung (vgl. dena 2022). Sie bilden Lieferbeziehungen ab, zeichnen konkrete Lieferungen auf und führen einen Ausgleich herbei. Auch an ein Aggregieren und Handeln von Flexibilitäten innerhalb der Community oder auf zukünftigen Flexibilitätsmärkten kann gedacht werden. Zwar haben EU-Projekte sowie beispielsweise das im deutschen Energieforschungsprogramm geförderte Projekt „pebbles“¹² diesen Weg aufgezeigt und erkundet, aber eine vollständige Implementierung einer solchen Lösung ist bisher nicht erfolgt. Der marktorientierten Integration dezentraler Verbrauchs- und Erzeugungseinheiten in das deutsche Energiesystem wird allerdings das Potenzial zugeschrieben, unmittelbar wirtschaftlichen, sozialen und ökologischen Nutzen für die Bürgerinnen und Bürger zu generieren und gleichzeitig Stromnetzkosten zu senken (dena 2023).

12 <https://pebbles-projekt.de/>

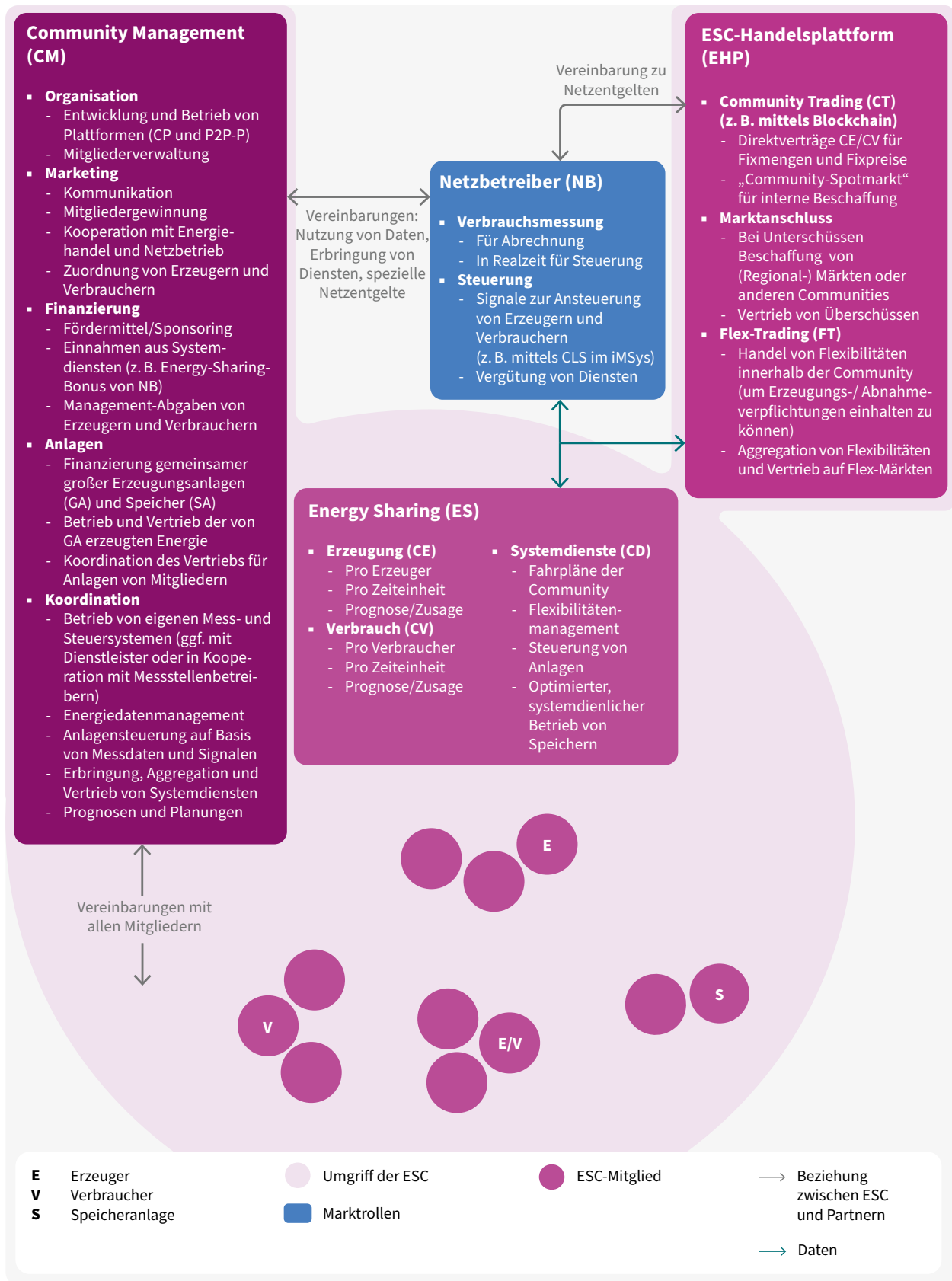


Abbildung 10: Aufgaben und Prozesse in einer Energy Sharing Community mit Peer-to-Peer Trading (Modell 3)

4.3 Modell der Pilot-Community WUNergy

Die Erkenntnisse aus der vorliegenden Analyse werden zusammen mit den Ergebnissen eines Pilotprojekts in einen Leitfaden einfließen, der technisch-ökonomische Kriterien für Energy-Sharing-Modelle aufzeigt und Empfehlungen für die praktische Umsetzung, aber auch für die Entwicklung der politischen und regulatorischen Rahmenbedingungen liefert. Für das Pilotprojekt wurde ein Konsortium unter Leitung der SWW Wunsiedel GmbH ausgewählt. Weitere Konsortialpartner sind die Es-geht!-Energiesysteme GmbH, die SEtrade GmbH und die Exnaton AG, wobei die Zuteilung der Strommengen über *PowerQuartier* von Exnaton und die Optimierung der ESC über die *Offset Energy*-Plattform abläuft. Gemeinsam entwickeln diese Partner eine Pilot-ESC unter dem Namen WUNergy. Als Organisationsform wurde eine Genossenschaft gewählt, mittels derer das in Abbildung 11 dargestellte Modell realisiert werden soll.

Die ESC WUNergy entspricht weitgehend dem in Abbildung 3 dargestellten Modell 1. Es ist gekennzeichnet durch folgende Merkmale:

1. Die SWW GmbH ist Mitglied der Genossenschaft, organisiert aber weder den Energieaustausch zwischen den Mitgliedern noch vertritt SWW die Genossenschaft (z. B. als Lieferant oder als Vertreter der Rechtsperson Genossenschaft am Markt). Allerdings betreibt SWW selbst Erzeugungsanlagen und bringt sie als Mitglied in die ESC ein.
2. Alle Mitglieder der Genossenschaft (sofern sie verbrauchen, also gegebenenfalls auch solche Mitglieder, die nur verbrauchen und nicht erzeugen) haben je einzeln einen auf einem dynamischen Tarif basierenden Stromliefervertrag mit SWW als Lieferant. Das ist unabhängig davon zu sehen, dass SWW auch Mitglied der Genossenschaft ist – abgesehen davon, dass die Mitglieder vom versorgenden Mitglied SWW spezielle Tarife erhalten, die im Pilotprojekt entwickelt werden. Diese Tarife werden sowohl die Strompreise des Intraday-Börsenhandels berücksichtigen als auch die Beiträge des Mitglieds zum Gelingen der ESC.
3. Ob und welche Beiträge ein Mitglied zum Gelingen der WUNergy leistet, wird von der Exnaton-Software *PowerQuartier* erfasst und in Form von „Billing Items“ als Grundlage für die Stromrechnung jedes einzelnen Mitglieds SWW zur Verfügung gestellt.
4. Prosumer verbrauchen einen Teil des selbst erzeugten Stroms selbst, den Rest liefern sie an SWW im Rahmen eines PPA-Vertrags (Power Purchase Agreement). Das ist ein separates, vom oben genannten Stromliefervertrag unabhängiges Vertragsverhältnis. Kein Mitglied speist den Strom nach EEG ein oder vertreibt ihn anders.
5. SWW nutzt den von den Mitgliedern der Genossenschaft per PPA erworbenen Strom, um (a) ihn in einen Pool zu geben, aus dem in 15-minütlichen Intervallen optimiert die Mitglieder der Genossenschaft beliefert werden, und (b) die Überschüsse aggregiert über den Dienstleister SEtrade an die Intraday-Börse zu bringen.
6. Sofern der Strom im Pool nicht ausreicht, beschafft SWW den Reststrom mithilfe des Dienstleisters SEtrade am Markt und kommt damit seinen Lieferantenpflichten gegenüber den einzelnen Kundinnen und Kunden nach.
7. Die genannten Transaktionen werden in einem speziell dafür bei der SWW geschaffenen Bilanzkreis abgebildet. Die Genossenschaft ist nicht verpflichtet, diesen Bilanzkreis auszugleichen oder Ersatzstrom oder Ausgleichstrom zu beschaffen. Der Ausgleich des Bilanzkreises liegt in der Obhut des Bilanzkreisverantwortlichen SWW GmbH, der gegebenenfalls einen Ausgleich durch Nutzung eigener Anlagen und weiterer Bilanzkreise in seinem Versorgungsgebiet herbeiführen kann.
8. Die Genossenschaft selbst als Rechtsperson hat (zumindest zu Beginn) keine energiewirtschaftliche Rolle. Sie hat jedoch einen Kooperationsvertrag mit SWW, der regelt, wie das „Verhalten der Mitglieder im Sinne der Optimierung des Energy Sharing“ von SWW (z. B. im Rahmen des dynamischen Tarifs oder in Form einer Zahlung an die Genossenschaft) honoriert wird.
9. Es existiert die Idee, dass die Genossenschaft als Teil ihres Geschäftsmodells einen Speicher beschafft und betreibt. Es soll geprüft werden, mit welcher energiewirtschaftlichen Konstruktion die Mitglieder dort ein- und auspeichern können (z. B. um einen Austausch innerhalb der Genossenschaft zu realisieren, ohne ein Lieferverhältnis zwischen den Mitgliedern zu begründen) und wie die Genossenschaft als Eigentümerin des Speichers gegebenenfalls mit Strom aus diesem Speicher am Markt auftreten kann.
10. Weitere energiewirtschaftlich relevante Vertragsbeziehungen gibt es nicht, insbesondere keine zwischen Mitgliedern der ESC (das heißt kein Peer-to-Peer).

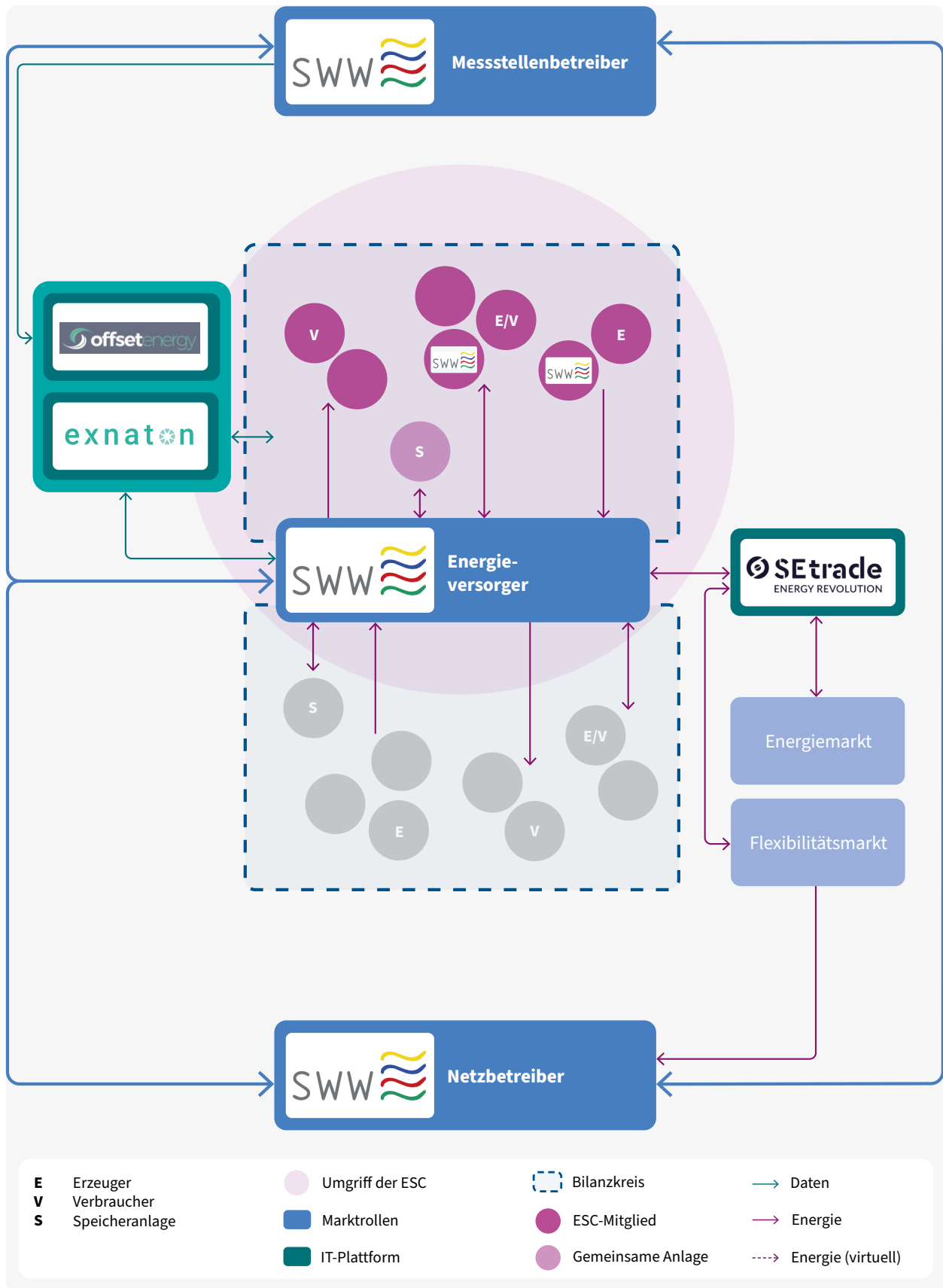


Abbildung 11: Modell und Akteure im Pilotprojekt WUNergy

5. Digitale Technologien für Energy Sharing Communities

Die in Abschnitt 4.2 dargestellten verpflichtenden und optionalen Merkmale einer ESC lassen sich nur durch Einsatz innovativer Informationstechnologien faktisch und vor allem auch kosteneffizient realisieren. Die Möglichkeiten, die ein intelligentes Messsystem (iMSys) als zentrale Kommunikationseinheit mit Smart Meter Gateway (SMGW) und Schnittstelle zu einem Controllable Local System (CLS) bietet, sollten für das energietechnische Managen einer ESC unbedingt genutzt werden. Darüber hinaus wird das Betreiben einer ESC – je nach Ausprägung – verschiedene weitere IT-Funktionen erfordern. Einige von ihnen werden schon jetzt von den etablierten Akteuren genutzt (z. B. für Energie-Service-Angebote, das Realisieren von Redispatch-Anforderungen oder das Managen lokaler Flexibilitäten), andere werden mit zunehmender Dezentralisierung der Versorgungssysteme zukünftig ohnehin breiter zum Einsatz kommen müssen. Der Aufbau der verschiedenen Funktionen ist Teil der notwendigen Digitalisierung des Energiesystems und ermöglicht also nicht nur Energy Sharing, sondern

eine breitere Vielfalt an Mehrwerten und Produkten, sodass auch die dafür notwendigen Ressourcen dementsprechend zu bewerten sind.

In Tabelle 2 sind die wesentlichen Anforderungen aufgeführt. Für die Realisierung einer ESC, die die anvisierten Ziele (Nutzung der Energie vor Ort, Gleichzeitigkeit von Erzeugung und Verbrauch, Beteiligung und Transparenz für Mitglieder, Resilienz des Energiesystems, Netz- oder Systemdienlichkeit) erreichen kann, sind die jeweiligen IT-Lösungen je nach Modell unabdingbar – markiert durch „x“ – oder zumindest von großem Vorteil – markiert durch „(x)“.

Funktionalität	Anforderungen	Relevant für Modelle		
		M1	M2	M3
Mitgliederverwaltung	Organisatorisches und vertragliches Management der ESC: persönliche Daten, Eintritt, Austritt, Vereinbarungen, Abrechnung von Vergütung, Marketing, Finanzierung, Koordination, Kommunikation etc.; sicherer und datenschutzkonformer Zugang für Mitglieder	X	X	X
Website	Anlaufpunkt für Interessierte, auch mit dem Ziel der Mitgliedergewinnung; eventuell Zugang zu einem internen Bereich für registrierte Mitglieder	(X)	(X)	(X)
Vertragsmanagement	Management der Vertragsbeziehungen aller Mitglieder mit einem intermediären Partner oder einem verbundenen Lieferanten (z. B. örtliches Stadtwerk); gegebenenfalls Inkasso im Auftrag des zentralen Lieferanten unter Verrechnung von Boni für ESC- oder gesamtsystemdienliches Verhalten des Mitglieds	X	X	(X)
Community Dashboard	Interner Bereich, in dem sich registrierte Mitglieder jederzeit über ihr eigenes und das Erzeugungs- und Verbrauchsverhalten der gesamten ESC informieren können; Zugang über Internet-Browser, möglichst auch über Smartphone-App	X	X	X
Benachrichtigungssystem	Möglichkeit zum zeitnahen Informieren speziell von Verbrauchern, um ESC- bzw. gesamtsystemdienliches Verhalten anzustoßen	(X)	(X)	(X)
Energiedatenmanagement	Eigene Erfassung oder Empfang von Messdaten von Partnern für die Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen der ESC (möglichst erfasst von iMSys in Intervallen von nicht mehr als 15 Minuten)	X	X	X
Erfolgsmonitoring der ESC	Aufzeichnung und Auswertung aggregierter Daten zu Erzeugung und Verbrauch in relevanten Intervallen (möglichst unter 15 Minuten) als Grundlage für die Bewertung im Hinblick auf die Ziele der ESC (z. B. Maximierung der Eigenversorgung)	X	X	X
Monitoring von Erzeugung und Verbrauch der Einzelmitglieder	Datenschutzkonforme Aufzeichnung und Auswertung von Daten zu Erzeugung und Verbrauch der einzelnen Mitglieder (möglichst unter 15 Minuten), zum Beispiel für die Abrechnung von dynamischen Tarifen oder die Honorierung einzelner Mitglieder	(X)	(X)	(X)
Prognosesystem	Berechnung eines optimalen Systemverhaltens der ESC aus internen (erlernte Verhaltensmuster der Mitglieder, Flexibilitätsangebote) und externen Daten (z. B. Wetterdaten)		(X)	X
Fahrplanmanagement	Unter Nutzung der technischen Anlagendaten, Informationen zur Flexibilität der Mitglieder und (sofern vorhanden) der Prognosen zur Errechnung eines den Zielen der ESC dienlichen Verhaltens; Erstellung und Übermittlung von Fahrplänen an Partner im Energiesystem und gegebenenfalls an die Mitglieder der ESC	(X) ¹³	X	X
Preis- und Steuersignale	Empfang von Signalen von ESC-externen verbundenen Partnern im Energiesystem zur Verwendung für die Berechnung von Fahrplänen bzw. zur Steuerung von Anlagen	(X)	(X)	(X)

13 Insofern die ESC selbst als Lieferant auftritt, muss die ESC auch das Fahrplanmanagement übernehmen. Diese Aufgabe entfällt, wenn ein externer Lieferant als Dienstleister an die ESC angeschlossen ist.

Funktionalität	Anforderungen	Relevant für Modelle		
		M1	M2	M3
Anlagensteuerung	Möglichkeit zur direkten Ansteuerung von mindestens einem Teil der Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen abhängig von der Systemsituation und den Fahrplänen und im Sinne des gewählten Optimierungsansatzes; Ansteuerung über geschützte Schnittstellen (iMSys mit CLS)	(X)	(X)	(X)
Anbindung an Energiemärkte	Software für die Beschaffung bzw. das Vermarkten von Energie von Mitgliedern oder der gesamten ESC auf etablierten Marktplätzen	(X) ¹⁴	X	X
Quasi-Peer-to-Peer-Trading	Abbilden von bilanziellen Lieferbeziehungen zwischen Mitgliedern der ESC über einen oder mehrere Intermediäre, ohne dass ESC-Mitglied ein Lieferant im Sinne des EnWG wird		X	
Peer-to-Peer Trading	Zentraler oder dezentraler (z. B. Blockchain-basierter) Marktplatz für Peer-to-Peer Trading zum Abbilden realer Lieferantenbeziehungen zwischen Mitgliedern der ESC			X
Bilanzkreismanagement	Sicherstellung des jederzeitigen Ausgleichs von Erzeugung und Verbrauch durch Nutzen der ESC-internen Ressourcen (inklusive Flexibilitäten) oder Interaktion mit externen Lieferanten bzw. Abnehmern	(X)	(X)	X
Flexibilitätsmanagement (intern)	Plattform für das Entgegennehmen von Flexibilitätsangeboten der ESC-Mitglieder als Grundlage für das optimierte Steuern der Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen der ESC	X	X	X
Flexibilitätsmanagement (extern)	Plattform für das Entgegennehmen von Angeboten sowie das Aggregieren und Platzieren von Flexibilitäten auf regionalen oder überregionalen Flexibilitätsmärkten	(X)	(X)	(X)
Honorierungssystem	System zur Berechnung monetärer (oder anderweitiger) Belohnungen, abhängig vom Maß des Beitrags zu den Optimierungszielen der ESC; System zur „Ausschüttung“ der Belohnung (z. B. monatliche oder jährliche Überweisung auf das Konto der Mitglieder, Übermittlung an Lieferanten zur Verrechnung mit der Stromrechnung)	(X)	(X)	(X)

Tabelle 2: Anforderungen an die IKT einer Energy Sharing Community

14 Vgl. Fußnote 13.

6. Situation von Energy Sharing in ausgewählten Ländern der EU

Die Länder Österreich, Italien und Dänemark haben Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften (EE-Gemeinschaften) und Bürgerenergiegemeinschaften (BE-Gemeinschaften) rechtlich weitgehend umgesetzt. Mit Blick auf die Ermöglichung und Förderung von Energy Sharing zeigen sich deutliche Unterschiede bei der Umsetzung. Für den Vergleich mit dem Status quo in Deutschland wurden mit Italien und Österreich zwei Länder betrachtet, die im Bereich Energy Sharing weit vorangeschritten sind, und mit Dänemark ein Land, das auf eine der längsten Historien der bürgerschaftlichen Energieversorgung zurückblicken kann und damit gute Hinweise für weitergehende Regelungen zum Energy Sharing bietet (vgl. dena 2022).

6.1 Zusammenfassung der Rahmenseetzungen

BE-Gemeinschaften ermöglichen bilanzielles Energy Sharing ohne räumliche Grenzen. In der EU-Gesetzgebung erfordern EE-Gemeinschaften (REC im EU-Recht) räumliche Nähe. Daher sind EE-Gemeinschaften geeignet für synchrones Energy Sharing, das durch die Gleichzeitigkeit von Erzeugung und Verbrauch der Mitglieder auch lokal oder regional netzentlastend wirken kann.

Alle drei betrachteten EU-Länder ermöglichen und unterstützen die Gründung und den Betrieb von BE-Gemeinschaften. Österreich fördert hier auch Teile der Investitionen. In Dänemark unterliegen kleine Anlagen bis zu einer Leistung von 10 MW geringeren Genehmigungsvorschriften. In Dänemark ist die Strom- und Wärmeversorgung schon seit den 1990er Jahren Gemeingut ohne Gewinninteresse. Für Photovoltaikanlagen (PV) bis 50 kW und Windkraftanlagen bis 25 kW sind die Netzausbaugebühren reduziert, die Dänemark beim Ausbau des öffentlichen Stromnetzes erhebt. PV-Prosumeranlagen mit Stundenmessung sind vollständig davon befreit.

EE-Gemeinschaften und damit verbundenes netzentlastendes Verhalten durch Energy Sharing fördern gezielt die Länder Italien und Österreich. Italien fördert zudem den selbst verbrauchten Strom einer EE-Gemeinschaft direkt mit einer Prämie. Sowohl Österreich als auch Italien setzen indirekte Fördermechanismen wie reduzierte Netzentgelte und Abgaben ein. Überdies bezuschussen Italien und Österreich die Investitionen von EE-Gemeinschaften. Die räumliche Nähe ist Voraussetzung für netzentlastende Effekte beim Energy Sharing. Dies ist in den Ländern Italien und Österreich gewährleistet, weil EE-Gemeinschaften sicherstellen müssen, dass alle Anschlusspunkte mit demselben Umspannwerk verbunden sind. Daneben reizt Italien mit der Förderprämie explizit netzdienliches Verhalten an. In Österreich wird Gleichzeitigkeit indirekt adressiert, indem für Stromlieferungen innerhalb von Energiegemeinschaften nicht die üblichen Lieferantenrechte und -pflichten gelten.

In Dänemark werden aktuell Förder- und Anreizmodelle für Energy Sharing diskutiert. Erstes Ergebnis ist die Möglichkeit für Verteilnetzbetreiber, EE-Gemeinschaften bei Netzentlastung mit anderen Tarifen bepreisen zu dürfen. Diese indirekte Förderung von Energy Sharing erweist sich in der Praxis allerdings als schwierig, da Netzbetreiber hinsichtlich der Netzentlastung zu unterschiedlichen Einschätzungen kommen. In Dänemark ist Energy Sharing unter Nutzung des öffentlichen Netzes nur dann möglich, wenn Energiegemeinschaften die gleiche Verantwortung wie jeder andere Energieversorger übernehmen. Für EE-Gemeinschaften ist dies meist nur in Zusammenarbeit mit einem Stromhandelsunternehmen machbar, das alle Lieferantenpflichten übernehmen kann. Zudem unterliegt in Dänemark die Einschätzung des Nutzens der gemeinschaftlichen Stromnutzung über das öffentliche Netz der Bewertung der Netzbetreiber (Nordic Energy Research 2023). Auch in Dänemark sind Verantwortungspflichten und die Rechte bei der Zusammenarbeit mit dem Netzbetreiber wichtige Diskussionspunkte.

Klare Regelungen in Italien und Österreich wurden auch für die Zusammenarbeit zwischen EE-Gemeinschaften und Netzbetreibern getroffen. Das betrifft das Recht auf Netzzugang durch Registrierungsverfahren sowie den Erhalt notwendiger Informationen über Netzanschlussebenen und Umspannwerke, den Einbau von intelligenten Messsystemen und die Bereitstellung der gemessenen Daten bis hin zur Berechnung der geteilten Strommengen. Beide Länder nutzen Web-Plattformen. In Italien kann über einen staatlichen Energiedienstleister und in Österreich über die Kommunikationsplattform Energiewirtschaftlicher Datenaustausch (EDA) und die Informationsplattform ebUtilities (e-control 2021) das energetische Verhalten der Mitglieder von EE-Gemeinschaften abgebildet und es können ihre Energy-Sharing-Mengen berechnet werden. Dänemark nutzt seit einigen Jahren bereits ein zentrales Daten-Hub zur Ablage und Verfügbarmachung der Messdaten.

Zentral für den Datenaustausch zwischen EE- und BE-Gemeinschaften einerseits und Netzbetreibern andererseits ist die Ausstattung mit intelligenten Messsystemen bzw. Smart Metern, die in Dänemark vollständig und in Italien nahezu vollständig erfolgt ist. Österreich hatte Ende 2023 einen Ausbaustand von ca. 70 Prozent erreicht.

	Österreich	Dänemark	Italien
Status quo rechtliche Umsetzung	<p>EE- und BE-Gemeinschaften rechtlich umgesetzt</p> <p>Zeitgleiches Energy Sharing indirekt gefördert</p> <p>Mehrfachteilnahme an bis zu fünf Energiegemeinschaften</p>	<p>EE- und BE-Gemeinschaften rechtlich umgesetzt</p> <p>Energy Sharing über Stromhandelsunternehmen möglich mit allen Rechten und Pflichten</p> <p>Verteilnetzbetreiber dürfen nach eigener Einschätzung zeitgleiches Energy Sharing selbst bepreisen.</p>	<p>EE- und BE-Gemeinschaften rechtlich umgesetzt</p> <p>Zeitgleiches Energy Sharing direkt und indirekt gefördert</p> <p>Begünstigung von EE-Gemeinschaften unter kommunaler Führung</p>
Stromherkunft ¹⁵	Anteilig aus gemeinsamer Anlage	Strom und Wärme Gemeingut	Anteilig aus gemeinsamer Anlage
Stromqualität Energy Sharing (grün vs. grau)	Grün	Noch nicht festgelegt	Grün
Bilanzierung	15 Minuten	Noch keine Regelung	Stündlich
Räumlicher Bezug	<p>Lokale EE-Gemeinschaft: alle Mitglieder an Niederspannungsumspannwerk angeschlossen (NE 6 und 7)</p> <p>Regionale EE-Gemeinschaft: alle Mitglieder an Mittelspannungsumspannwerk angeschlossen (NE 4 bzw. 5)</p> <p>BE-Gemeinschaft: keine räumliche Einschränkung¹⁶, österreichweit (NE 1 bis 7)</p>	Die räumliche Nähe ist nicht näher definiert.	<p>EE-Gemeinschaften müssen räumlich an demselben Umspannwerk angeschlossen sein.</p> <p>BE-Gemeinschaften haben keine räumliche Begrenzung.¹⁷</p>
Monetärer Anreiz	<p>Energy-Sharing-Strom von Lieferantenpflichten befreit</p> <p>Reduzierte Netzentgelte in Höhe von 28 bis 64 Prozent auf Arbeitspreisanteil</p> <p>Reduzierte Abgaben auf Energy-Sharing-Strommenge (keine Ökostrompauschale, keine Elektrizitätsabgabe)</p> <p>Marktprämie nur für maximal 50 Prozent des Überschussstroms der EE-Gemeinschaft</p> <p>Förderung von Investitionskosten in Höhe von maximal 50 Prozent der Gesamtkosten von bestimmten EE-Gemeinschaften</p>	Verteilnetzbetreiber berechtigt zu eigenen Tarifen von EE-Gemeinschaft in Abhängigkeit von Netzentlastungsnutzen	<p>Direkte Förderung über Prämie für gemeinsam erzeugten und gleichzeitig verbrauchten Strom (Energy Sharing) 6 bis 12 ct/kWh für 20 Jahre</p> <p>Direkter Aufschlag für PV-Anlagen in Abhängigkeit vom geografischen Standort 1 ct/kWh für 20 Jahre</p> <p>Förderung von maximal 40 Prozent der Gesamtinvestitionen von EE-Gemeinschaften</p>
Vollversorgung der Teilnehmer	Nein, zwei Lieferanten wählbar (EE-Gemeinschaft und Reststromlieferant)	Keine Regelung	Nein, zwei Lieferanten wählbar (EE-Gemeinschaft und Reststromlieferant)

	Österreich	Dänemark	Italien
Smart Meter Rollout	70 Prozent Ende 2023	100 Prozent	Mindestens 98 Prozent
Teilnehmer	EE- und BE-Gemeinschaften: natürliche Personen, KMU, Gemeinden, sonstige Körperschaften öffentlichen Rechts	EE- und BE-Gemeinschaften: Vereine, Genossenschaften, Personengesellschaften, Kapitalgesellschaften oder ähnliche Vereinigungen mit Rechtspersönlichkeit	EE-Gemeinschaften: natürliche Personen, KMU, lokale Behörden einschließlich Gemeinden, Forschungs- und Ausbildungseinrichtungen, religiöse Einrichtungen, Non-Profit- und Umweltverbände sowie lokale Verwaltungen BE-Gemeinschaften: natürliche Personen, kleine Unternehmen, Gebietskörperschaften einschließlich Gemeindeverwaltungen, Forschungs- und Ausbildungseinrichtungen, Einrichtungen des dritten Sektors und des Umweltschutzes, religiöse Einrichtungen sowie die in der Liste der öffentlichen Verwaltungen aufgeführten Verwaltungseinrichtungen

Tabelle 3: Überblick über die geltenden Rahmenbedingungen für Energy Sharing in BE- und EE-Gemeinschaften in den EU-Ländern Österreich, Dänemark und Italien

6.1 Österreich

Mit dem am 7. Juli 2021 beschlossenen Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzpaket (EAG-Paket) und der dortigen Novellierung des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes (ElWOG) wurde die gesetzliche Grundlage zur Definition sowie zur Gründung und zum Betrieb von Energiegemeinschaften geschaffen. Damit setzt Österreich zentrale Vorgaben aus dem „Clean Energy for all Europeans Package“ (CEP) der Europäischen Union in nationales Recht um (Klima- und Energiefonds 2023a).
Unterschieden werden in Österreich:

- Gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen nach § 16a ElWOG
- Bürgerenergiegemeinschaften (BE-Gemeinschaften) nach § 16b ElWOG
- Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften (EE-Gemeinschaften) nach § 16c ElWOG

Energiegemeinschaften innerhalb von Gebäuden (§ 16a ElWOG) sind bereits in ganz Österreich weit verbreitet und werden unter etablierten standardisierten Rahmenbedingungen abgewickelt.

Die neuen gesetzlichen Rahmenbedingungen ermöglichen den Zusammenschluss von Personen über Gebäudegrenzen hinweg und unter Nutzung des öffentlichen Stromnetzes in EE-Gemeinschaften und BE-Gemeinschaften, um Energie zu erzeugen, zu speichern, zu verkaufen und zu verbrauchen.

Bei den EE-Gemeinschaften wird zwischen lokalem und regionalem Nahbereich unterschieden. Im lokalen Nahbereich umfassen sie Niederspannungs-Ortsnetzleitungen innerhalb der Netzebenen 6 und 7, angeschlossen an eine Trafostation. Im regionalen Nahbereich sind die Teilnehmer auch mit Mittelspannungsleitungen der Netzebenen 4 (nur die Mittelspannungs-Sammelschiene im Umspannwerk) und 5 verbunden und nehmen mehrere Trafostationen in Anspruch. BE-Gemeinschaften hingegen sind geografisch unbeschränkt und nutzen alle Netzebenen.

¹⁵ Entsprechend Ritter et al. 2023, S. 50 bezeichnet „Herkunft“ Folgendes: „Herkunft“ stellt hier darauf ab, wer die Erzeugungsanlage betreibt: Ist es die Gemeinschaft („gemeinsame“ Anlage), sind es die individuellen Gemeinschaftsmitglieder („private Anlage“) oder ist es nicht individuell einer Anlage zuzuordnenbar „Netzstrom?“

^{16, 17} Netzdienliches Energy Sharing im Rahmen der Studie ist auf eine räumliche Begrenzung der Gemeinschaft zurückzuführen. Da eine räumliche Begrenzung bei BE-Gemeinschaften nicht vorhanden ist, werden diese im Folgenden nicht mehr detailliert aufgeführt.

Für EE-Gemeinschaften mit mehreren Erzeugungsanlagen, mehreren Teilnehmern und mehreren Netzbetreibern sind grundlegende Erweiterungen der IT-Systeme nötig, um die Berechnung und die Energiezuweisung abbilden zu können (Österreichs Energie, ohne Jahr). Dazu hat die österreichische Regulierungsbehörde in der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft im Rahmen der „Sonstigen Marktregeln Strom“ (SoMA) auch die Marktkommunikation für EE-Gemeinschaften gemäß § 16c ELWOG mit „gemischter Erzeugung mehrerer Erzeugungsanlagen mit mehreren Teilnehmern und Netzbetreibern“ aktualisiert (e-control 2023b). Eine zentrale Rolle spielen dabei die Kommunikationsplattform Energiewirtschaftlicher Datenaustausch (EDA) und die Informationsplattform ebUtilities (e-control 2021).

6.2.1 Förderung

Zur Förderung von Energiegemeinschaften hat die österreichische Bundesregierung ein Förderprogramm in Höhe von 4 Millionen Euro gestartet und den österreichischen Klima- und Energiefonds (KLIEN) mit der Umsetzung der Förderung betraut. Der Klima- und Energiefonds wurde zudem mit dem Aufbau der österreichischen Koordinationsstelle für Energiegemeinschaften (KEK) beauftragt, um die Förderung von Energiegemeinschaften zu bündeln und in Österreich zu etablieren. Dazu soll sie die österreichischen Modelle der EE- und BE-Gemeinschaften optimieren und Hilfestellung bei der Errichtung geben. Sichergestellt werden soll, dass Abläufe zur Gründung und zum Betrieb unkompliziert, effizient, schnell und transparent gestaltet werden und die Eintrittsschwelle für neue Energiegemeinschaften, bei gleichzeitig gesicherter Qualität, niedrig gehalten wird. In Österreich erfolgt die Förderung von Energiegemeinschaften durch Ausschreibungsverfahren. Im aufgelegten Förderprogramm werden Energiegemeinschaften unterstützt, die als Vorbild für Musterprojekte mit innovativem Charakter dienen. Für derartige Leuchtturmprojekte ist eine Förderung der immateriellen Leistung mit bis zu 50 Prozent der Nettokosten möglich. Zusätzlich kann ein Bonus gewährt werden, wenn die Gründung bzw. Erweiterung der Energiegemeinschaft binnen sechs Monaten durch einen Netzzugangsvertrag oder eine Abrechnung der Energiegemeinschaft gegenüber ihren Mitgliedern nachgewiesen wird. Für das Programm „Energiegemeinschaften 2022“ standen insgesamt 3 Millionen Euro im Klima- und Energiefonds zur Verfügung. Die maximale Förderung inklusive Bonus betrug 15.000 Euro (Klima- und Energiefonds 2022). Im Oktober 2023 erfolgte mit dem Programm „Energiegemeinschaften 2023“ eine Neuauflage. Dafür wurden insgesamt 5 Millionen Euro aus dem Klima- und Energiefonds zur Verfügung gestellt. Die maximale Förderung inklusive Bonus wurde auf 20.000 Euro erhöht (Klima- und Energiefonds 2023b).

Die Energielieferungen an die Mitglieder von EE-Gemeinschaften erfolgen aufgrund von reduzierten Netzentgelten, Steuern und Abgaben zu verringerten Tarifen. Für die Teilnehmer einer EE-Gemeinschaft gelten für geteilte Energiemengen, abhängig von der Netzanschlussebene, reduzierte Arbeitspreisanteile vom Netzentgelt in Höhe von 28 bis 64 Prozent. Weiterhin entfallen für erzeugten Strom aus der EE-Gemeinschaft der Erneuerbaren-Förderbeitrag (Ökostrompauschale) und die Elektrizitätsabgabe. Von den erzeugten und nicht intern verbrauchten Strommengen der EE-Gemeinschaft oder der BE-Gemeinschaft können bis zu 50 Prozent mit der Marktprämie gefördert werden. Für die innerhalb der EE- und BE-Gemeinschaften selbst verbrauchten Energiemengen erhalten die Mitglieder keine Marktprämien.

6.2.2 Zusammenspiel Energiegemeinschaften und Netzbetreiber

Energiegemeinschaften müssen ihre Gründung beim Netzbetreiber anmelden. Hierfür ist die Gründung einer juristischen Person Voraussetzung (RESCoop.eu 2023). Sie müssen sich in Österreich als Marktteilnehmer in der Datenbank www.ebutilities.at registrieren, um eine Marktpartner-ID zu erhalten, die für die Anmeldung der Gemeinschaft beim Netzbetreiber erforderlich ist. Anfang 2023 (Abruf vom 15. März 2024) waren in der Datenbank (www.ebutilities.at) 1.640 EE-Gemeinschaften und 380 BE-Gemeinschaften registriert (ebUtilities 2024). Netznutzer haben gegenüber den Netzbetreibern einen Rechtsanspruch auf Teilnahme an BE-Gemeinschaften und EE-Gemeinschaften (ELWOG vom 6. Dezember 2023). Zu den verpflichtenden Aufgaben des Netzbetreibers gehören:

- Beantwortung von Anträgen auf Netzzugang innerhalb von 2 Wochen
- Einbau eines intelligenten Zählers innerhalb von 2 Monaten nach Beantragung
- Abschluss eines Vertrags mit der Energiegemeinschaft
- Messung des Verbrauchs der Mitglieder sowie der Einspeisung/Abnahme aus Erzeugungsanlagen einer Energiegemeinschaft
- Bereitstellung der viertelstündlichen Messdaten für die Erzeuger und Verbraucher einer Energiegemeinschaft am folgenden Tag, kostenlos und online
- Zuweisung von (dynamischen oder statischen) Anteilen an der Erzeugung zwischen den Mitgliedern

Das EIWOG unterstützt den Ausbau von Energiegemeinschaften mit der Messgeräte-Einführungsverordnung (IME-VO) von Januar 2022, der zufolge bis Ende 2024 mindestens 95 Prozent aller Zählpunkte mit intelligenten Messgeräten ausgestattet sein müssen. Ende 2023 lag die erzielte Ausstattungsquote bei 70 Prozent. Außerdem legt die IME-VO umfangreiche Berichts- und Monitoring-Pflichten für die Verteilnetzbetreiber bzw. die Regulierungsbehörde fest (e-control 2023a und 2024b). Das EIWOG ermächtigt mit § 84 (7) die nationale Regulierungsbehörde e-control, Verordnungen über die Anforderungen an intelligente Messgeräte und den Umgang mit den Messdaten zu erlassen. Bereits im Jahr 2011 erließ e-control die Intelligente Messgeräte-Anforderungs-Verordnung (IMA-VO 2011), die die technischen Mindestanforderungen von Messsystemen fest-schreibt, wie zum Beispiel eine bidirektionale Kommunikations-anbindung an externe Mengemessgeräte und eine 15-minütliche Übermittlung von Energielieferungen. In der Datenformat- und Verbrauchsinformationsdarstellungs-Verordnung (DAVID-VO 2012) von 2012 sind Form und Zeiträume geregelt, wie Messdaten den Konsumenten zur Verfügung gestellt werden müssen (e-control 2024a).

6.2.3 Energy Sharing

Für die Stromlieferungen innerhalb von Energiegemeinschaften gelten nicht die üblichen Lieferantenrechte und -pflichten. Erst wenn eine Energiegemeinschaft Dritte, die nicht Teilnehmer der Energiegemeinschaft sind, beliefert, benötigt sie rechtlich eine sogenannte Stromversorgerlizenz (§ 7 Abs 1 Z45 EIWOG 2010). Um räumliche Nähe zu gewährleisten, müssen die Mitglieder einer EE-Gemeinschaft über das lokale Niederspannungsnetz (Ebene 6 und 7) oder regional über das Mittelspannungsnetz (Ebene 4 und 5) verbunden sein. Informationen, auf welcher Netzebene sich Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen einer möglichen EE-Gemeinschaft befinden, muss der Netzbetreiber bereitstellen (Tual et al. 2023, Klima- und Energiefonds 2023b).

Seit April 2024 können sowohl Volleinspeiser und Überschusseinspeiser als auch reine Verbraucher Mitglied in mehreren Energiegemeinschaften sein. Jede Erzeugungs- oder Verbrauchsanlage kann dabei an bis zu fünf Energiegemeinschaften gleichzeitig teilnehmen, diesen Energiegemeinschaften Strom zur Verfügung stellen oder von ihnen Strom beziehen (Klima- und Energiefonds 2024).

6.3 Dänemark

BE-Gemeinschaften und EE-Gemeinschaften im Sinne der EU-Verordnungen sind seit 2021 im Gesetz zur Förderung erneuerbarer Energien (lov om fremme af vedvarende energi; betrifft EE-Gemeinschaften) und in einer ergänzenden Durchführungsverordnung des Gesetzes zur Stromversorgung (elforsyningsloven; betrifft EE- und BE-Gemeinschaften) geregelt. Beide Formen von Energiegemeinschaften werden in

Dänemark in der Regel als Energiegemeinschaften (Dänisch: Energifællesskaber) bezeichnet, eine namentliche Differenzierung in BE-Gemeinschaften (Dänisch: Borgerenergifællesskaber) und EE-Gemeinschaften (Dänisch: VE-fællesskaber) ist selten.

In Dänemark können Energiegemeinschaften als Vereine, Personengesellschaften (z. B. I/S), Genossenschaften oder Kapitalgesellschaften (z. B. A.m.b.A) verfasst sein. Sie werden oftmals durch Gemeinden, Wohnungsbaugenossenschaften oder Ökodörfer initiiert, die über das notwendige technische und rechtliche Know-how verfügen.

6.3.1 Förderung

In Dänemark gibt es derzeit keine spezifischen Vergütungs- oder Anreizmodelle für Energiegemeinschaften und Energy Sharing. Aufgrund der langen Historie bürgerschaftlicher Energieprojekte in Dänemark hat das Land aber gute Grundlagen für Energiegemeinschaften und Energy Sharing. So haben kleine Erneuerbare-Energien-Erzeugungsanlagen heute viele Vorteile, zudem ist der Smart Meter Rollout vollständig erfolgt und die Messdaten werden auf einem zentralen Daten-Hub bereitgestellt.

Für Anlagen bis zu einer Leistung von 10 MW gelten geringere Genehmigungsvorschriften. Beim Bau von EE-Anlagen zahlen die Verbraucherinnen und Verbraucher für den notwendigen Netzausbau als öffentliche Dienstleistung eine Gebühr (Public Service Obligation, kurz PSO) (vgl. Roberts et al. 2014), die für PV-Anlagen bis 50 kW und für Windkraftanlagen bis 25 kW stark reduziert ist. PV-Prosumeranlagen mit Stundenmessung sind vollständig von PSO-Gebühr und Netzentgelten befreit (BEK 999/2016, vgl. Martín et al. 2021). Das gilt auch für nicht geförderte Mieterstromanlagen (ohne öffentliche Netznutzung), die im alleinigen Besitz des Immobilieneigentümers sind, wenn die Menge des genutzten Stroms stündlich an den Netzbetreiber berichtet wird. Die Strom- und Wärmeversorgung ist seit 1999 Gemeingut in Dänemark, was den Zuwachs von bürgerschaftlichen Energieprojekten begünstigt hat. Denn für Energiedienstleister gilt dadurch ein Non-Profit-Prinzip, wonach überschüssige Einnahmen an die Verbraucherinnen und Verbraucher weitergegeben werden müssen (vgl. Gorroño-Albizu et al. 2019). Zudem gibt es seit Langem Net-Metering, wobei die Differenz aus Stromeinspeisung und dem Bezug aus dem Netz von einer Abnahmestelle über denselben Zweirichtungsstromzähler (bzw. Doppeltarifstromzähler) bilanziert und abgerechnet wird. Hierauf erhebt Dänemark seit 1999 keine Stromsteuer. Dies war ein wichtiger Grund für den erfolgreichen vollständigen Smart Meter Rollout aller 3,3 Millionen Anschlusspunkte bis 2020. Dänemark nutzt zudem den zentralen Daten-Hub „Green Energy Hub“, eine Plattform, auf der alle stündlich gemessenen Daten der Smart Meter abgelegt werden und verfügbar sind (vgl. Martín et al. 2021).

Derzeit werden Tarif- und Anreizmodelle für Energiegemeinschaften und Energy Sharing vorgeschlagen und diskutiert. Nach dem derzeitigen Stand können Verteilnetzbetreiber seit 2023 auf Basis einer neuen Tarifgesetzgebung Energiegemeinschaften in Abhängigkeit von ihren Beiträgen zum öffentlichen Netz spezifisch bepreisen (Nordic Energy Research 2023). In der Praxis ist die Einhaltung dieser Vorschrift allerdings schwierig, da die Verteilnetzbetreiber Energiegemeinschaften unterschiedlich einschätzen. Dies hat dazu geführt, dass einige Energiegemeinschaften aufgrund administrativer Hindernisse wieder aufgegeben haben (Nordic Energy Research 2023, RESCoop.eu 2023).

6.3.2 Zusammenspiel Energiegemeinschaften und Netzbetreiber

In Dänemark sind Verteilnetzbetreiber per Verordnung verpflichtet, mit Energiegemeinschaften zusammenzuarbeiten, wenn deren Tätigkeit die Netzbelastung verringern kann. Dänische Energiegemeinschaften dürfen aktuell keine eigenen Verteilnetze betreiben (Nordic Energy Research 2023, vgl. Frieden et al. 2020, Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet 2019), aber die Nutzung des öffentlichen Netzes kann für Stromkunden und Stromproduzenten mit einer Anschlussleistung ab 10 kV und höher umgangen werden, indem eigene kommerzielle Direktleitungen errichtet werden, die Stromerzeuger und Stromverbraucher direkt verbinden (Global Legal Insights 2023, Energinet 2022).

6.3.3 Energy Sharing

Energy Sharing in Energiegemeinschaften unter Nutzung des öffentlichen Netzes erfolgt über ein Stromhandelsunternehmen, das die Verrechnung und Verteilung mittels Stromlieferungsvertrag übernimmt. Der Liefervertrag umfasst sowohl die gemeinschaftlich verbrauchte Energie als auch den zusätzlichen Strom, der zur Deckung des gesamten Bedarfs der Mitglieder benötigt wird. Grundsätzlich unterliegt die gemeinschaftliche Stromnutzung über das öffentliche Netz den allgemeinen Tarifen und Steuern. Will die Energiegemeinschaft diese Aktivitäten selbst übernehmen, muss sie alle Lieferantenpflichten erfüllen (Nordic Energy Research 2023).

6.4 Italien

Italien hat 2021 mit den Gesetzesdekreten 199/21 EE-Gemeinschaften und mit dem Dekret 210/21 BE-Gemeinschaften gemäß RED II und EMD in nationales Recht umgesetzt. Für EE-Gemeinschaften gilt eine Kapazitätsobergrenze von 1 MW pro Gemeinschaftsanlage. Zudem müssen alle Anschlusspunkte an dasselbe Nieder- oder Mittelspannungswerk angeschlossen sein, wodurch der geografische Radius begrenzt wird. Um alle Tätigkeiten ausüben zu können, müssen EE-Gemeinschaften als eine juristische Person verfasst sein. EE-Gemeinschaften erhalten eine Prämie für die selbst verbrauchte Energie und einen Ausgleich für die geringeren Netzkosten und können Überschussstrom am

Markt verkaufen. Außerdem fördert die italienische Regierung im Rahmen des italienischen National Recovery Plan bis zum Jahr 2026 mit insgesamt 2,2 Milliarden Euro auch die Investitionen zum Ausbau von Energiegemeinschaften in Gemeinden mit weniger als 5.000 Einwohnerinnen und Einwohnern (Gennaro Sposato 2021).

Im Anschluss an die Schaffung der nationalen Regulierung im Jahr 2020 haben mehrere Regionen ihren eigenen Rahmen für Energiegemeinschaften entwickelt, der zum nationalen Kontext passt, aber spezifische lokale Gegebenheiten berücksichtigt (RESCoop.eu 2023). So hat die norditalienische Lombardei mit ihren ca. 10 Millionen Einwohnerinnen und Einwohnern beispielsweise das Ziel, bis zum Jahr 2024 6.000 Energiegemeinschaften mit einer Gesamtleistung von 1,3 GW zu schaffen, und investiert dazu 22 Millionen Euro. Mit den beschlossenen Förderungen sowie dem geschaffenen rechtlichen und regulatorischen Rahmen für Energiegemeinschaften und den kollektiven Eigenverbrauch wird von der Gründung verschiedener EE-Gemeinschaften in ganz Italien ausgegangen (BMWK 2022, Bellini 2022). Aktuelle italienische Studien beziffern die Zahl aktiver EE-Gemeinschaften auf 104 und gehen anlässlich geplanter Vorhaben von einem Anstieg bis zu 191 aus. Viele Energiegemeinschaften werden von Gemeinden oder privaten Unternehmen getragen (Skujins und Morandotti 2023).

6.4.1 Förderung

Die Investitionsförderung im National Recovery Plan zur Umsetzung und zur Entwicklung von EE-Gemeinschaften fördert bis zu 40 Prozent der Ausgaben. Die EE-Gemeinschaften müssen eine Gesamtleistung von mindestens 2 GW bzw. eine Produktion von mindestens 2.500 GWh/Jahr aufweisen (Rödl & Partner 2024).

Italien fördert zudem den Eigenverbrauch von Energiegemeinschaften (Energy Sharing) mit einem Prämientarif, der vom Energiedienstleister (GSE) für einen Zeitraum von 20 Jahren gezahlt wird. Der Tarif besteht aus einem fixen und einem variablen Teil und ist abhängig von der Größe der Anlage und vom Marktwert des Stroms. Die Tarife liegen zwischen 6 ct/kWh und 12 ct/kWh. Für PV-Anlagen ist je nach Standort ein weiterer Aufschlag von 1 ct/kWh vorgesehen. Der in Energiegemeinschaften erzeugte (Überschuss-)Strom kann außerdem auf dem Markt verkauft werden. Zur Inanspruchnahme der Fördertarife müssen EE-Gemeinschaften folgende Anforderungen erfüllen:

- Maximale Nennleistung 1 MW pro Anlage der EE-Gemeinschaft
- Erzeugungsanlagen und Entnahmepunkte nutzen das Stromnetz und sind alle an dasselbe Umspannwerk angeschlossen.
- Etwaige Überschüsse aus dem Fördertarif dürfen ausschließlich zugunsten anderer Verbraucher als Unternehmen und/oder für soziale Zwecke verwendet werden, die Auswirkungen auf die Gebiete haben, in denen sich die Erzeugungsanlagen befinden.
- Nur KMU können als Gesellschafter oder Mitglieder teilnehmen.
- Anlagen müssen Leistungs- und Umweltschutzanforderungen erfüllen (Handelskammer Bozen 2024, Rödl & Partner 2024).

Die Fördertarife gelten für eine Anlage bis zu einer Leistungsgröße von 5 GW, die bis Ende 2027 erreicht sein muss, und für eine Dauer von 20 Jahren.

6.4.2 Zusammenspiel Energiegemeinschaften und Netzbetreiber

EE-Gemeinschaften müssen sich im Register des staatlichen Energiedienstleisters (GSE) eintragen, der eine allgemeine Berechtigungsprüfung durchführt. Die italienische Strombehörde ARERA regelt die Zusammenarbeit von Verteilnetzbetreibern und Übertragungsnetzbetreiber (Terna), um die Umsetzung von Energiegemeinschaften sicherzustellen. Hierunter fallen auch die Regeln zur Berechnung der geteilten Strommengen und der nicht geteilten Strommengen. Pflicht der Verteilnetzbetreiber ist die Erfassung der Daten auf Basis von Stundenmesswerten, hierfür reichen die intelligenten Zähler aus, die seit 2005 installiert wurden. Die GSE ist verantwortlich für die Bezahlung von Fördertarifen und Marktprämien für eingespeiste Energie. Die Verteilnetzbetreiber sind vor allem gefordert, das Umspannungswerk zu benennen, das für die jeweilige Energiegemeinschaft relevant ist (Tual et al. 2023, RESCoop.eu 2023).

6.4.3 Energy Sharing

Die italienischen Regulierungen und Gesetze bieten für Energiegemeinschaften und Energy Sharing sehr gute Voraussetzungen. Ein besonderer Fokus des Gesetzgebers liegt auf dem gemeinsamen Eigenverbrauch von EE-Gemeinschaften bei gleichzeitiger Netzentlastung. EE-Gemeinschaften erhalten eine Prämie für die selbst verbrauchte Energie und einen Ausgleich für die geringeren Netzkosten und können Überschussstrom am Markt verkaufen. Damit wird das zeitgleiche Erzeugungs- und Verbrauchsverhalten der Mitglieder von EE-Gemeinschaften gefördert (Tual et al. 2023).

7. Ausblick

Die praktische Umsetzung von Energy Sharing unter Berücksichtigung energiewirtschaftlicher Verpflichtungen ist komplex. Gleichzeitig ist die Erfüllung der energiewirtschaftlichen Aufgaben und Pflichten wichtig und notwendig, um das Stromsystem auch in Zukunft sicher und stabil zu betreiben, Handel korrekt abzuwickeln und Transparenz für Verbraucherinnen und Verbraucher zu ermöglichen. Denn die Aufgaben, die beispielsweise ein Active Customer bei Stromlieferungen nicht übernimmt, muss ein anderer Akteur erfüllen. Eine veränderte Lastenverteilung, die durch Privilegien für ESC entstehen kann, muss abgewogen werden.

Die in Kapitel 4 aufgeführten Grundmodelle skizzieren, wie die energiewirtschaftliche Umsetzung, die Erfüllung der Markttrollen und -aufgaben sowie der Austausch von Daten aussehen können. Dabei wird deutlich, dass eine ESC Aufgaben auch an Dienstleister auslagern kann, also nicht alles von der ESC selbst erfüllt werden muss. Modell 1 und 2 mit Einbindung eines zentralen Lieferanten bzw. eines Intermediärs, der sich mit energiewirtschaftlichen Prozessen auskennt, sind leichter und zumindest teilweise auch im Rahmen der bestehenden Regulierung umsetzbar. Besonders herausfordernd wird eine Umsetzung nach Modell 3 sein, wo ein Handel ohne Intermediäre stattfindet und die ESC selbst Lieferantenverpflichtungen übernimmt. Dieses Modell ist im aktuellen rechtlichen Rahmen nicht möglich. Allerdings bietet gerade dieses Modell für die Zukunft große ökonomische Potenziale und im Rahmen der Umsetzung der EMD III besteht die Chance, dass diese zukünftig in der Praxis realisierbar werden. Gleichzeitig bietet die Umsetzung und Weiterentwicklung von ESCs Chancen für die Entwicklung neuer Geschäftsmodelle – auch für etablierte und innovationsbereite Unternehmen der Energiewirtschaft. Regulatorische Anpassungen sollten verschiedene Varianten von ESC mitdenken und begleitend praktisch erproben, sodass Betriebsmodelle für verschiedene Akteurskonstellationen und Rahmenbedingungen vor Ort entstehen, die tatsächlich die Beteiligung in der Breite ermöglichen.

Einen wichtigen Beitrag dazu, ESC in Deutschland voranzubringen, soll das Pilotprojekt WUNergy in Wunsiedel leisten. Im Projekt wird die praktische Einführung einer ESC unter geltenden Rahmenbedingungen getestet. Für den Aufbau im realen Umfeld ist unter aktuellen Bedingungen die Mitwirkung eines Stadtwerks in verschiedenen Rollen ein notwendiger Schlüssel. Zusammen mit den Partnern im Pilotprojekt und der Begleitforschung zeigt das Projekt, wie digitale Infrastrukturen und Technologien sowie Datenflüsse und -austausche in der Praxis gestaltet werden können, um ein Energy Sharing zu realisieren, das auch dem gesamten Energiesystem dient. Neben der energiewirtschaftlichen Umsetzung sollen unter anderem auch die Aspekte Kostenstruktur und Wirtschaftlichkeit, Vertragskonzepte inklusive dynamischer Tarife mit Anreizstrukturen, Möglichkeiten von netzdienlichem Verhalten und auch die Aktivierung von Mitgliedern beleuchtet werden.

Über allem steht dabei die Frage: Werden ESCs in der Lage sein, einen lokalen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch effizient zu realisieren, und das im Wettbewerb mit den bestehenden Marktelementen, die bisher für den Ausgleich sorgen. Aus diesen praktischen Erfahrungen können Anhaltspunkte abgeleitet werden für mögliche Anpassungen des Rechts- und Regulierungsrahmens, die förderlich für den Aufbau von Energy Sharing Communities sein können. Das Ergebnis der Untersuchungen in der Pilot-Community in Wunsiedel, der begleitenden Forschung (IZT, B.A.U.M.) und der umfassenden Diskussionen mit den Mitgliedern des Expertenkreises werden zum Projektabschluss in einen Leitfaden einfließen. Dieser kann sowohl etablierten Akteuren der Energiewirtschaft als auch interessierten Bürgerinnen und Bürgern sowie ferner den Verantwortlichen für das Forcieren der Energiewende aufzeigen, welche Potenziale Energy Sharing bietet und wie sie sich realisieren lassen.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Interaktion der primär relevanten Marktrollen (Auszug)	20
Abbildung 2:	Strukturelemente einer Energy Sharing Community	23
Abbildung 3:	Umsetzung einer Energy Sharing Community mit zentralem Lieferanten (Modell 1)	25
Abbildung 4:	Aufgaben und Prozesse zur Umsetzung einer ESC mit zentralem Lieferanten (Modell 1)	26
Abbildung 5:	Umsetzung von virtuellen Belieferungen mittels eines Intermediärs (Modell 2a)	29
Abbildung 6:	Umsetzung von virtuellen Belieferungen mittels Intermediär und zusätzlichen Lieferanten (Modell 2b)	31
Abbildung 7:	Umsetzung einer Energy Sharing Community mit eigenem Lieferanten (Modell 2c)	33
Abbildung 8:	Aufgaben und Prozesse zur Umsetzung einer ESC mit einem oder mehreren Intermediären (hier Modelle 2a und 2b)	34
Abbildung 9:	Umsetzung einer Energy Sharing Community mit Mitgliedern als Lieferanten (Modell 3)	36
Abbildung 10:	Aufgaben und Prozesse in einer Energy Sharing Community mit Peer-to-peer-Trading (Modell 3)	38
Abbildung 11:	Modell und Akteure im Pilotprojekt WUNergy	40

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	In Deutschland diskutierte Modelle für Energy Sharing	16
Tabelle 2:	Anforderungen an die IKT einer Energy Sharing Community	44
Tabelle 3:	Überblick über die geltenden Rahmenbedingungen für Energy Sharing in BE- und EE-Gemeinschaften in den EU-Ländern Österreich, Dänemark und Italien	48

Literaturverzeichnis

BBEn (Bündnis Bürgerenergie e. V.); BEE (Bundesverband Erneuerbare Energie e. V.); DGRV (Deutscher Genossenschafts- und Raiffeisenverband) (2023): Eckpunkte eines Energy Sharing Modells, Positionspapier. Berlin. Online verfügbar unter: https://www.buendnis-buergerenergie.de/fileadmin/user_upload/downloads/Positionspapiere/Eckpunkte_eines_Energy_Sharing_Modells_Positionspapier_BBEn.pdf, zuletzt geprüft am 14.11.2023

BBH (Becker Büttner Held) (2023): Entwurf eines Gesetzes zur Förderung des „Energy Sharing“. Online verfügbar unter: https://www.dgrv.de/wp-content/uploads/2023/07/20230705_Gesetzentwurf_Energy_Sharing.pdf, zuletzt geprüft am 14.11.2023

BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.) (2017): Konkretisierung des Ampelkonzepts im Verteilungsnetz. Online verfügbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20170210_Konkretisierung-Ampelkonzept-Verteilungsnetz.pdf

Bellini, Emiliano (2022): Italian region devotes €22 million to ‘energy communities’. PV-magazine international 02/2022. pv magazine group GmbH & Co. KG (Hrsg.). Berlin 07.02.2022. Online verfügbar unter: <https://www.pv-magazine.com/2022/02/07/italian-region-devotes-e22-million-to-energy-communities/>, zuletzt geprüft am 13.11.2023

BMWK (Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz) (2022): Marktnachrichten 23.02.2022 – Energieerzeugung. Italien: 22 Millionen Euro für Energiegemeinschaften. Berlin 23.02.2022. Online verfügbar unter: <https://www.german-energy-solutions.de/GES/Redaktion/DE/Meldungen/Marktnachrichten/2022/20220223-italien.html>, zuletzt geprüft am 13.11.2023

bne (Bundesverband Neue Energiewirtschaft e. V.) (2023): Energy Sharing System – Die Energiewende vor Ort einfach, unbürokratisch und skalierbar umsetzen. Online verfügbar unter: https://www.bne-online.de/fileadmin/user_upload/bne-Impulspapier_Energy-Sharing_System.pdf, zuletzt geprüft am 28.11.2023

BNetzA (Bundesnetzagentur) (2021): Regelungen zu Stromspeichern im deutschen Strommarkt. März 2021. Online verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Erneuerbare-Energien/Speicherpapier.pdf?__blob=publicationFile&v=5, zuletzt geprüft am 23.05.2024

Bundesregierung (2024): Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer Energieerzeugung. Online verfügbar unter: Bundesgesetzblatt Teil I – Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer Energieerzeugung – Bundesgesetzblatt, zuletzt geprüft am 27.05.2024

Das Europäische Parlament und der Rat der Europäischen Union (11.12.2018): RICHTLINIE (EU) 2018/2001 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen. Renewable energy directive (RED II), Neufassung. In: Amtsblatt der Europäischen Union (L 382/82). Online verfügbar unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001&from=DE>, zuletzt geprüft am 30.09.2021

Das Europäische Parlament und der Rat der Europäischen Union (2019): RICHTLINIE (EU) 2019/944 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU (Neufassung) (Text von Bedeutung für den EWR) (Electricity Market Directive – EMD). In: Amtsblatt der Europäischen Union (L 158/125). Online verfügbar unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019L0944>, zuletzt geprüft am 11.03.2022

DAVID-VO (2012): DAVIDVO 2012 – 313. Verordnung: Datenformat- und Verbrauchsinformationsdarstellung VO 2012. Bundesgesetzblatt für die Republik Österreich. Jahrgang 2012. Ausgegeben am 24. September 2012. Teil II. Online verfügbar unter: https://www.e-control.at/documents/1785851/1811528/BGBLA_2012_II_313.pdf/fcecbae1-eea7-4966-a2f1-1471e5895568?t=1413911749778, zuletzt geprüft am 13.03.2023

dena (Deutsche Energie-Agentur GmbH) (2022): dena-Analyse Energy Communities: Beschleuniger der dezentralen Energiewende – Mit digitalen Technologien auf dem Weg zu neuen Rollen im Energiesystem der Zukunft. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (Hrsg.). Berlin März 2022. Online verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2022/dena-ANALYSE_Energy_Communities_Beschleuniger_der_dezentralen_Energiewende.pdf, zuletzt geprüft am 13.11.2023

dena (Deutsche Energie-Agentur GmbH) (2023): Das dezentralisierte Energiesystem im Jahr 2030 – Ein systemischer Bottom-up-Ansatz zur Marktintegration dezentraler Verbrauchs- und Erzeugungseinheiten. November 2023. Online verfügbar unter: https://future-energy-lab.de/app/uploads/2023/11/231120_dena_Das_dezentralisierte_Energiesystem_im_Jahr_2030_final.pdf

ebUtilities (2024): Marktpartner-Verzeichnis. Online verfügbar unter: <https://www.eutilities.at/marktpartner>, zuletzt geprüft am 15.03.2024

e-control (2021): Konsultation Sonstige Marktregeln, Kapitel 5, V2.0 Strom und Gas. 12.02.2021. Online verfügbar unter: https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/SoMa5_Konsultation_02_2021.pdf/a97d384c-564e-0f2d-ba52-003280fd826e?t=1613136598063, zuletzt geprüft am 18.12.2023

e-control (2023a): Smart Meter – Rechtliche Grundlagen. Online verfügbar unter: <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/2smart-metering/rechtliche-grundlagen>, zuletzt geprüft am 13.11.2023

e-control (2023b) Sonstige Marktregeln Übersicht, Version 4.0, Kapitel 5: Rahmenbedingungen für die Marktkommunikation (Erarbeitung Technischer Dokumentationen von Geschäftsprozessen, Datenformaten und der Datenübertragung). 20.01.2023. Online verfügbar unter: https://www.e-control.at/documents/1785851/0/SoMa_%C3%9Cbersicht_V4.0+ab+20.1.2023+%281%29.pdf/, zuletzt geprüft am 01.12.2023

e-control (2024a): Smart Meter – Rechtliche Grundlagen. Online verfügbar unter: <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/strom/smart-metering/rechtliche-grundlagen>, zuletzt geprüft am 13.03.2023

e-control (2024b): Smart Meter: Große Fortschritte bei der Ausrollung. Online verfügbar unter: https://www.e-control.at/newsletter-5/2023/-/asset_publisher/EqwLS7YE5CeI/content/smart-meter-kernpunkt-und-basis-fur-die-digitalisierung-des-energie-systems, zuletzt geprüft am 16.05.2024

EDA (Energiewirtschaftlicher Datenaustausch) (2023): Energiegemeinschaften. Online verfügbar unter: <https://www.eda.at/energiegemeinschaften>, zuletzt geprüft am 13.11.2023

EEERA (European Energy Research Associates) (2022): Welche Auswirkungen haben Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften auf das Stromverteilnetz, wenn sie Energy Sharing betreiben? Vorstudie im Auftrag von Germanwatch e. V. Energy Economic Research Associates EEERA consulting GmbH, Gutachterin Dr. Anna Pechan. Online verfügbar unter: https://www.germanwatch.org/sites/default/files/EEERA-2022-Auswirkungen-von-Energy-Sharing_final.pdf

Energinet (2022): Development of Energinet's Tariff Design. Herbst 2022. Online verfügbar unter: <https://energinet.dk/media/4cgsr5u/development-of-energinets-tariff-design.pdf>, zuletzt geprüft am 11.01.2024

Energy Brainpool (2023): Vor-Ort-Versorgung mit Erneuerbaren Energien. Online verfügbar unter: <https://www.energybrainpool.com/de/downloads>, zuletzt geprüft am 14.11.2023

Europäische Kommission (2023): EU Proposal for a REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL amending Regulations (EU) 2019/943 and (EU) 2019/942 as well as Directives (EU) 2018/2001 and (EU) 2019/944 to improve the Union's electricity market design. Online verfügbar unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:52023PC0148>, zuletzt geprüft am 22.05.2023

FfE (Forschungsstelle für Energiewirtschaft) (2023): Energiegemeinschaften und die Rolle des Prosumers. Online verfügbar unter: <2file:///C:/Users/melanie/Downloads/Energiegemeinschaften-und-die-Rolle-des-Prosumers-Diskussionspapier.pdf>, zuletzt geprüft am 21.12.2023

Fietze, Daniela; Papke, Anna; Wimmer, Maximilian; Antoni, Oliver; Hilpert, Johannes (2020): Der Rechtsrahmen für regionale Peer to Peer-Energieplattformen unter Einbindung von Blockchains. Würzburger Studien zum Umweltenergie recht. Online verfügbar unter: https://stiftung-umweltenergie recht.de/wp-content/uploads/2020/09/Stiftung_Umweltenergie recht_WueStudien_16_Rechtsrahmen_Energieplattformen_pebbles.pdf. Zuletzt geprüft: 26.06.2024

Frieden, Dorian; Tuerk, Andreas; Neumann, Camilla; d'Herbemont, Stanislas; Roberts, Josh (2020): Collective self-consumption and energy communities: Trends and challenges in the transposition of the EU framework. COMPILE EU-Projekt. Working paper, December 2020. JOANNEUM RESEARCH und Rescoop EU (Hrsg.). Online verfügbar unter: <https://www.rescoop.eu/uploads/rescoop/downloads/Collective-self-consumption-and-energy-communities.-Trends-and-challenges-in-the-transposition-of-the-EU-framework.pdf>, zuletzt geprüft am 13.11.2023

Gaßner, Groth, Siederer & Coll. (2022): Änderung des Begriffs der Stromlieferung durch Streichung der Eigenversorgung im EEG. NEWSLETTER ENERGIE OKTOBER 2022. Online verfügbar unter: <https://www.ggsc.de/aktuelles/newsletter/newsletter-energie-oktober-2022/aenderung-des-begriffs-der-stromlieferung-durch-streichung-der-eigenversorgung-im-eeeg>, zuletzt geprüft am 22.05.2023

Gennaro Sposato (2021): Energiegemeinschaften und kollektiver Selbstverbrauch – Neue EE-Geschäftsmodelle in Italien. In: E|nEws: Erneuerbare Energien. Mai 2021. Rödl & Partner GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft Steuerberatungsgesellschaft (Hrsg.). Nürnberg 19.05.2021. Online verfügbar unter: <https://www.roedl.de/themen/erneuerbare-energien/2021/mai/neue-ee-geschaeftsmodelle-italien>, zuletzt geprüft am 13.11.2023

Global Legal Insights (2023): Energy Laws and Regulations 2024 – Denmark. Global Legal Group, London. Online verfügbar unter: <https://www.globallegalinsights.com/practice-areas/energy-laws-and-regulations/denmark>, zuletzt geprüft am 11.01.2024

Gorroño-Albizu, Leire; Sperling, Karl; Djørup, Søren (2019): The past, present and uncertain future of community energy in Denmark: Critically reviewing and conceptualising citizen ownership. Erschienen in Energy Research & Social Science 57 (2019). Online verfügbar unter: <https://doi.org/10.1016/j.erss.2019.101231>. Zuletzt geprüft am 26.06.2024

Handelskammer Bozen (2024): Chamber of Commerce of Bolzano/Bozen, Energiegemeinschaft Strom erzeugen, verwenden und „teilen“. Online verfügbar unter: <https://www.handelskammer.bz.it/en/node/9934>

IMA-VO (2011): IMA-VO 2011. 339. Verordnung Intelligente Messgeräte-AnforderungsVO. Bundesgesetzblatt für die Republik Österreich. Jahrgang 2011. Ausgegeben am 25. Oktober 2011. Teil II. Online verfügbar unter: https://www.e-control.at/documents/1785851/1811528/IMA-VO_BGBl_2011_II_339.pdf/20a992e6-d11f-48b8-ae9f-8e5d66f284c1?t=1413913271168, zuletzt geprüft am 13.03.2023

Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet (2019): Bekendtgørelse af lov om fremme af vedvarende energi (Gesetz zur Förderung von erneuerbarer Energie). Online verfügbar unter: <https://www.retsinformation.dk/eli/lta/2019/356>

Klima- und Energiefonds (2022): Leitfaden Energiegemeinschaften – Ausschreibung 2022. Wien, Oktober 2022. Online verfügbar unter: https://www.klimafonds.gv.at/wp-content/uploads/sites/16/Leitfaden_Energiegemeinschaften_2022_final.pdf

Klima- und Energiefonds (2023a): Energiegemeinschaften – Schritte zur Gründung. Online verfügbar unter: <https://energiegemeinschaften.gv.at/schritte-zur-gruendung/>, zuletzt geprüft am 13.11.2023

Klima- und Energiefonds (2023b): Häufigste Betriebsmodelle. Online verfügbar unter: <https://energiegemeinschaften.gv.at/betriebsmodelle-gruendungsschritte/>, zuletzt geprüft am 12.01.2024

Klima- und Energiefonds (2024): Mehrfachteilnahme. Online verfügbar unter: <https://energiegemeinschaften.gv.at/mehrfachteilnahme/>, zuletzt geprüft am 21.05.2024

Martín, Helena; La Hoz, Jordi de; Aliana, Arnau; Coronas, Sergio; Matas, José (2021): Analysis of the Net Metering Schemes for PV Self-Consumption in Denmark (7). Online verfügbar unter: <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/7/1990>, zuletzt geprüft am 10.01.2024

Nordic Energy Research (2023): Energy Communities. <http://doi.org/10.6027/NER2023-03>. Online verfügbar unter: <https://norden.diva-portal.org/smash/get/diva2:1788085/FULLTEXT01.pdf>, zuletzt geprüft am 10.01.2024

Oliveira, Fábio; Gandhi, Siddhesh; Anderson, Elisa; Augusto, Catarina (2021): Recommendations for the Harmonised Electricity Role Model. Project OneNet D2.5. Online verfügbar unter: <https://www.onenet-project.eu/wp-content/uploads/2022/10/D25-Recommendations-for-the-Harmonised-Electricity-Role-Model.pdf>, zuletzt geprüft am 22.05.2024

Österreichs Energie (o.J.): Konzeptbeschreibung. Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften. Online verfügbar unter: https://oesterreichsenergie.at/fileadmin/user_upload/Oesterreichs_Energie/Publikationsdatenbank/Diverses/2021/Konzeptbeschreibung_Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften.pdf, zuletzt geprüft am 13.11.2023

Rat der Europäischen Union (2023): Reform der Gestaltung der Elektrizitätsmärkte: Rat erzielt Einigung. Pressemitteilung vom 17.10.2023. Online verfügbar unter: <https://www.consilium.europa.eu/de/press/press-releases/2023/10/17/reform-of-electricity-market-design-council-reaches-agreement/>, zuletzt geprüft am 23.05.2024

RESCOOP.eu (2023): Transposition tracker. Stand September 2023. Online verfügbar unter: <https://www.rescoop.eu/transposition-tracker>, zuletzt geprüft am 14.11.2023

Ritter, David; Bauknecht, Dierk; Fietze, Daniela; Klug, Katharina; Kahles, Markus (2023): Energy Sharing-Bestandsaufnahme und Strukturierung der deutschen Debatte unter Berücksichtigung des EU-Rechts. FKZ 3722 43 501 0. Umweltbundesamt (Hrsg.). *Climat Change* 46/2023, Dessau-Roßlau Oktober 2023

Roberts, Josh; Bodman, Frances; Rybski, Robert (2014): Community Power: Model Legal Frameworks for Citizen-owned Renewable Energy. Client Earth (London) (Hrsg.). Online verfügbar unter: https://friendsoftheearth.eu/wp-content/uploads/2014/11/community_power_model_legal_frameworks_june2014.pdf. Zuletzt geprüft: 26.06.2024

Rödl & Partner (2024): Einführung von Fördermitteln für Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften und Eigenverbrauchssysteme in Italien. Rödl & Partner GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft Steuerberatungsgesellschaft (Hrsg.). Nürnberg, 14.02.2024. Online verfügbar unter: <https://www.roedel.de/themen/erneuerbare-energien/2024/februar/foerdermittel-erneuerbare-energie-gemeinschaft-eigenverbrauchssystem-italien>, zuletzt geprüft am 19.03.2024

SAENA (2023): Eigenstromnutzung mit Erneuerbaren Energien in Unternehmen. Energiewirtschaftliche Rechte und Pflichten. Sächsische Energieagentur – SAENA GmbH. Online verfügbar unter: https://www.energy-saxony.net/fileadmin/Inhalte/Downloads/Wissenstransfer/SAENA_BR_Eigenstromnutzung_EE_in_Unternehmen_A4_RZ_web_150dpi.pdf

Skujins, Angela; Moradotti, Lara (2023): EU Commission approves €5.7 billion Italian scheme for energy communities. Artikel in *pv-magazine*, November 27, 2023. Online verfügbar unter: <https://www.pv-magazine.com/2023/11/27/eu-commission-approves-e5-7-billion-italian-scheme-for-energy-communities/>, zuletzt geprüft am 16.05.2024

Tual, Roland; Theesfeld, Viola; Zieher, Malte (2023): Umsetzungsstand von Energy Sharing in der EU – REScoopVPP-Analyse (Übersetzung aus dem Englischen). Juni 2023. Online verfügbar unter: https://www.buendnis-buergerenergie.de/fileadmin/user_upload/Umsetzungsstand_von_Energy_Sharing_in_der_EU.pdf, zuletzt geprüft am 16.05.2024

Wiesenthal, Jan; Aretz, Astrid; Ouanes, Nesrine; Petrick, Kristian (2022): Energy Sharing: Eine Potenzialanalyse. Leicht korrigierte Fassung vom 12.05.2022. Online verfügbar unter: https://www.ioew.de/fileadmin/user_upload/BILDER_und_Downloaddateien/Publikationen/2022/Energy_Sharing_Eine_Potenzialanalyse_1.pdf, zuletzt geprüft am 23.05.2024

Abkürzungsverzeichnis

ARERA	L'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (italienische Aufsichtsbehörde für Energie, Netze und Umwelt)
BBEn	Bündnis Bürgerenergie e. V.
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.
BEE	Bundesverband Erneuerbare Energie e. V.
BEG	Bürgerenergiegesellschaft nach deutschem Recht
BE-Gemeinschaft	Bürgerenergiegemeinschaft (bezieht sich in Kapitel 6 jeweils auf österreichisches, dänisches oder italienisches Recht)
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
bne	Bundesverband Neue Energiewirtschaft e. V.
BNetzA	Bundesnetzagentur
CEC	Citizen Renewable Energy Community nach EU-Recht
CEP	Clean Energy for all Europeans Package
CLS	Controllable Local System
ct/kWh	Euro-Cent je Kilowattstunde
DAVID-VO	Datenformat- und Verbrauchsinformationsdarstellungs-Verordnung (AT)
DGRV	Deutscher Genossenschafts- und Raiffeisenverband e. V.
E	Erzeuger
EAG-Paket	Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespaket (AT)
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EE-Gemeinschaft	Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft (bezieht sich in Kapitel 6 jeweils auf österreichisches, dänisches oder italienisches Recht)
EERA	European Energy Research Associates
eG	Eingetragene Genossenschaft
ElWOG	Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (AT)
EMD	Directive (EU) on common rules for the internal market for electricity (Richtlinie (EU) mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt)
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ES	Energy Sharing
ESC	Energy Sharing Community
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FfE	Forschungsstelle für Energiewirtschaft
GbR	Gesellschaft bürgerlichen Rechts
GEA	Gemeinschaftliche Erzeugungsanlage
GmbH	Gesellschaft mit beschränkter Haftung
GmbH & Co. KG	Gesellschaft mit beschränkter Haftung & Compagnie Kommanditgesellschaft
GSE	Gestore dei Servizi Energetici SpA (staatlicher Betreiber des Energiedienstleistungssystems in Italien)
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
HEMRM	Harmonized Electricity Market Role Model
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
IMA-VO	Intelligente Messgeräte-Anforderungs-Verordnung (AT)
IME-VO	Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung (AT)
iMSys	Intelligentes Messsystem
IT	Informationstechnik
IZT	Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung
KEK	Koordinationsstelle für Energiegemeinschaften im Klimafonds (AT)

KLIEN	Klima- und Energiefonds (AT)
KMU	Kleine und mittlere Unternehmen
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
MaStRV	Marktstammdatenregisterverordnung
MSB	Messstellenbetreiber
MW	Megawatt
NB	Netzbetreiber
NE	Netzebene
P2P	Peer-to-Peer
PPA	Power Purchase Agreement
PSO	Public Service Obligation (DK)
PV	Photovoltaik
REC	Renewable Energy Community nach EU-Recht
RED	Directive (EU) on the promotion of the use of energy from renewable sources (Richtlinie (EU) zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen)
SMGW	Smart Meter Gateway
SoMa	Sonstige Marktregeln Strom (AT)
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
StromStG	Stromsteuergesetz
StromStV	Verordnung zur Durchführung des Stromsteuergesetzes
UBA	Umweltbundesamt
V	Verbraucher
VNB	Verteilnetzbetreiber
VPP	Virtual Power Plant (Virtuelles Kraftwerk)

Anhang: Liste befragter Initiativen

Die Beschreibung der Initiativen ist in folgender Veröffentlichung zu finden: Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.) (dena, 2024):
Energy Sharing in Deutschland: Zusammenfassung befragter Initiativen

Allensbach
BENG eG München
Brunthal
Bürgerwindpark Janneby eG
Dorfenergie eG Eppishausen
Energiedorf Fuchstal
Energiegenossenschaft Ilmtal eG
Energieversorgung Sprakebüll eG
EnergieWende Erlangen und Erlangen-Höchstadt eG (EWERG eG)
Energiewende Hunsrück-Mosel eG
EWS Elektrizitätswerke Schönau eG
Green Planet Energy eG
Isarwatt eG München
Neue Energien Forum Feldheim
Rehfelde-EigenEnergie eG
Stadtwerk Haßfurt

