

Diese Arbeit wurde vorgelegt am
Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft

Untersuchung des Potentials von Energy Sharing in unterschiedlichen Regulierungs-Rahmen

Investigating the potential of energy sharing in different regulatory frameworks

Bachelorarbeit

von

Herrn Nils Bartig

1. Prüfer: Univ.-Prof. Dr. sc. Andreas Ulbig

2. Prüfer: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Albert Moser

Betreuer: Klemens Schumann, M. Sc

Clara Köhnen, M. Sc.

Aachen, 07.02.2022

Eidesstattliche Versicherung

Bartig, Nils

396066

Name, Vorname

Matrikelnummer

Ich versichere hiermit an Eides Statt, dass ich die vorliegende Bachelorarbeit mit dem Titel

Untersuchung des Potentials von Energy Sharing in unterschiedlichen Regulierungs-Rahmen

selbständig und ohne unzulässige fremde Hilfe erbracht habe. Ich habe keine anderen als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt. Für den Fall, dass die Arbeit zusätzlich auf einem Datenträger eingereicht wird, erkläre ich, dass die schriftliche und die elektronische Form vollständig übereinstimmen. Die Arbeit hat in gleicher oder ähnlicher Form noch keiner Prüfungsbehörde vorgelegen.

Aachen, 07.02.2022

Ort, Datum

Unterschrift

Belehrung:

§ 156 StGB: Falsche Versicherung an Eides Statt

Wer vor einer zur Abnahme einer Versicherung an Eides Statt zuständigen Behörde eine solche Versicherung falsch abgibt oder unter Berufung auf eine solche Versicherung falsch aussagt, wird mit Freiheitsstrafe bis zu drei Jahren oder mit Geldstrafe bestraft.

§ 161 StGB: Fahrlässiger Falscheid; fahrlässige falsche Versicherung an Eides Statt

(1) Wenn eine der in den §§ 154 bis 156 bezeichneten Handlungen aus Fahrlässigkeit begangen worden ist, so tritt Freiheitsstrafe bis zu einem Jahr oder Geldstrafe ein.

(2) Straflosigkeit tritt ein, wenn der Täter die falsche Angabe rechtzeitig berichtigt. Die Vorschriften des § 158 Abs. 2 und 3 gelten entsprechend.

Die vorstehende Belehrung habe ich zur Kenntnis genommen.

Aachen, 07.02.2022

Ort, Datum

Unterschrift

Kurzfassung

Der klimapolitisch angeregte Wandel des Energieversorgungssystems in Form der Energiewende geht mit einer Vielzahl an Maßnahmenpaketen auf EU-Ebene einher. Eines davon ist das Clean Energy for all European Package, in dem die rechtlichen Grundlagen für Energy Sharing zwischen Endkunden gelegt wird. Energy Sharing erlaubt Endkunden selbst erzeugten Energie untereinander auszutauschen.

Energy Sharing besitzt das Potential Endkunden über ökonomische Anreize in die Energiewende einzubeziehen. In den EU-Mitgliedsstaaten wurden unterschiedliche Konzepte für Energy Sharing geschaffen; in Deutschland fehlt es noch an einer konkreten Umsetzung. Es stellt sich daher die Frage nach Auswirkungen von unterschiedlichen Regulierungsrahmen auf Energy Sharing.

In der vorliegenden Arbeit wird das Potential von Energy Sharing in unterschiedlichen Regulierungsrahmen untersucht. Dazu werden zuerst die rechtlichen Grundlagen von Energy Sharing auf EU-Ebene vorgestellt. Anschließend erfolgt eine Analyse der Ausgestaltung von Energy Sharing auf nationaler Ebene mit dem Fokus auf Spanien, Italien und Griechenland. Die im Rahmen dieser Arbeit ausgearbeiteten Konzepte werden in ein bestehendes Simulationsmodell zur Darstellung eines lokalen Energieverbundes implementiert. Die Auswertung erfolgt nach den Faktoren Partizipation der Endkunden, sowie deren Kosten und Einsparungen.

Eine zentrale gewonnene Erkenntnis der vorgenommenen Untersuchung ist, dass Energy Sharing im griechischen Regulierungsrahmen zu der höchsten Partizipation der Endkunden führt. Ferner lassen sich mit diesem Konzept die größten relativen Einsparungen auf der Stromrechnung der Endkunden realisieren. Die Partizipation der Endkunden ist für die Umsetzung der spanischen und italienischen Regulierung gleich hoch, jedoch geringer als im griechischen Fall. Die Einsparungen der Endkunden variieren für das spanische Konzept zwischen 10 % bis 50 % und sind gleichmäßig verteilt. Für das italienische Konzepte ließen sich überwiegend Einsparungen in Höhe zwischen 0 % und 20 % auf der Stromrechnung beobachten.

Abstract

The climate policy-driven transformation of the energy system through the energy transition is accompanied by a number of packages of measures at EU level. One of these packages is the Clean Energy for all European Package, which lays the legal foundations for energy sharing between end customers. Energy sharing allows producers, prosumers and consumers to exchange self-generated energy with each other.

Energy sharing has the potential to involve end customers in the energy transition through economic incentives. In the EU member states, different concepts for energy sharing have been created; in Germany, there is still a lack of concrete implementation. Therefore, the question of the impact of different regulatory frameworks on energy sharing arises.

In this thesis, the potential of energy sharing in different regulatory frameworks is investigated. First, the legal basis of energy sharing on the EU level is presented. This is followed by an analysis of the design of energy sharing at the national level with a focus on Spain, Italy and Greece. The concepts analyzed in this work are implemented in an existing simulation model for local energy markets. The evaluation is carried out according to the factors participation of the end customers, as well as their occurring costs and savings.

A key finding of the exemplary study is that energy sharing in the Greek regulatory framework leads to the highest participation of end customers. Furthermore, this concept leads to the highest relative savings on the electricity bill of the end customers. End-user participation is the same for the implementation of Spanish and Italian regulation, but lower than in the Greek case. The savings of the final customers vary for the Spanish concept between 10 % and 50 % and are evenly distributed. For the Italian concept, savings of between 0 % and 20 % were observed on the electricity bill.

Inhaltsverzeichnis

	Seite
Kurzfassung	v
Abstract	vii
Inhaltsverzeichnis	ix
Abbildungsverzeichnis	xi
Tabellenverzeichnis	xiii
Abkürzungsverzeichnis	xv
1 Motivation und Zielsetzung	1
1.1 Motivation	1
1.2 Ziel und Aufbau der Arbeit	2
2 Analyse	3
2.1 Clean Energy for all European Package	3
2.1.1 Inhalt	3
2.1.2 Energy Community	5
2.1.3 Energy Sharing und Collective Self-Consumption	9
2.2 Nationale Regulierungsrahmen europäischer Länder	12
2.2.1 Griechenland	12
2.2.2 Italien	17
2.2.3 Spanien	20
2.3 Vergleich der Konzepte für Energy Sharing	24
3 Modellierung	27
3.1 Bestandsmodell	27
3.2 Vorgehen	32

3.2.1	Modellierung der Energy Sharing Konzepte	32
3.2.2	Auswertungsgrößen	36
4	Exemplarische Ergebnisse	39
4.1	Validierung	39
4.2	Untersuchungsobjekt	45
4.3	Exemplarische Potential-Untersuchung	46
4.3.1	Partizipation der Endkunden	46
4.3.2	Ökonomischer Mehrwert für Endkunden	50
4.3.3	Umverteilung durch Energy Sharing	57
4.4	Fazit	57
5	Zusammenfassung und Ausblick	59
5.1	Zusammenfassung	59
5.2	Ausblick	60
	Literaturverzeichnis	61
Anhang A	Strompreise der untersuchten Länder	69
	Griechenland	70
	Italien	71
	Spanien	72
Anhang B	Mathematischer Beweis Erhöhung Lokalrate	73
Anhang C	Sensitivitätsanalyse Energy Sharing-Mengen	75
Anhang D	Untersuchung zu Umverteilungen im Elektrizitätsversorgungssystem	76

Abbildungsverzeichnis

	Seite
Abbildung 2.1 Übersicht über die im Zusammenhang mit Energy Sharing relevanten Artikel des CEP.....	4
Abbildung 2.2 Unterschiede in einer REC und CEC nach Aktivitäten: eigene Darstellung basierend auf [Rob19]	7
Abbildung 2.3 Schaubild I – unterschiedlichen Ausgestaltungen einer EC – Netzanschluss ...	8
Abbildung 2.4 Schaubild II – unterschiedlichen Ausgestaltungen einer EC – Bilanzierung bei Nutzung des Netzes	8
Abbildung 2.5 Schaubild – Darstellung von Net-Metering, Net-Billing und Self-Consumption	10
Abbildung 2.6 Vereinfachte Darstellung von Net-Metering in Griechenland	15
Abbildung 2.7 Energy Sharing mittels Virtual Net-Metering	16
Abbildung 2.8 Energy Sharing mittels Eigenverbrauchsprämie	19
Abbildung 2.9 Energy Sharing mittels Steuer- und Abgabenbefreiung	23
Abbildung 3.1 Übersicht der Input-Output-Struktur des Bestandmodells.....	27
Abbildung 3.2 Funktionsweise Economic Dispatch nach [Kon17] und [Sch19]	30
Abbildung 3.3 Resultierende Lastflüsse zwischen zwei exemplarischen SHs im Modell	31
Abbildung 3.4 Schaubild – Umsetzung der italienischen Parametrierung auf dem LEM.....	33
Abbildung 3.5 Schaubild – Unterschied der Untersuchungsfälle	36
Abbildung 4.1 Aggregierte Erzeugungs- und Lastkurven der zwei Teilnehmer	40
Abbildung 4.2 Vermarktungsplan individueller Fall – Spanien & Italien	40
Abbildung 4.3 Vermarktungsplan individueller Fall – Griechenland.....	41
Abbildung 4.4 Anlagen- und Vermarktungsplan im kollektiven Fall. Links Spanien & Italien Rechts: Griechenland	43
Abbildung 4.5 Vergleich der Stromkosten der SH für individuellen und kollektiven Fall. Links: individueller Fall. Rechts: kollektiver Fall.....	44

Abbildung 4.6	Resultierende Lokalraten aus den Energy Sharing Konzepten	47
Abbildung 4.7	Δk der SH in Abhängigkeit von der Parametrierung – individueller Fall	50
Abbildung 4.8	Histogramm über Höhe und Verteilung der jeweiligen Einsparungen	52
Abbildung 4.9	Δk der SH in Abhängigkeit von der Parametrierung – kollektiver Fall	54
Abbildung 4.10	Schattenpreise für die Zeitschritte 7000 bis 9000 bei spanischer Parametrierung im kollektiven Fall	56
Abbildung D.1	Sankey-Diagramm der Umverteilung – SP ind.....	77
Abbildung D.2	Sankey-Diagramm der Umverteilung – IT ind.	78
Abbildung D.3	Sankey-Diagramm der Umverteilung – GR kol.	79

Tabellenverzeichnis

	Seite
Tabelle 2.1	Vergleich der Umsetzung des CEP in nationaler Gesetzgebung..... 24
Tabelle 2.2	Unterschiede in der technischen Umsetzung von Energy Sharing 25
Tabelle 2.3	Beschränkungen in der Umsetzung von Energy Sharing 26
Tabelle 3.1	Aktive Parametrierung der Simulation 35
Tabelle 3.2	Auswertungsgrößen für die Bewertung des Potentials von Energy Sharing .. 38
Tabelle 4.1	Exemplarische Stromkostenberechnung der SH 45
Tabelle 4.2	Installierte Leistungen im Untersuchungsobjekt..... 46
Tabelle 4.3	Übersicht der Ergebnisse aus Benchmark..... 46
Tabelle 4.4	Absolute geteilte Energie zwischen den SHs..... 49
Tabelle A.1	Zusammensetzung Strompreis für Endkunden 2019 – Griechenland [EUR22] 70
Tabelle A.2	Zusammensetzung Strompreis für Endkunden 2019 – Italien [EUR22] 71
Tabelle A.3	Zusammensetzung Strompreis für Endkunden 2019 – Spanien [EUR22] 72
Tabelle C.1	Bezogene Energy Sharing-Mengen von SH mit ähnlichen Verbräuchen bei spanischer Parametrierung 75
Tabelle D.1	Ökonomische Kenndaten der Referenzszenarien 76

Abkürzungsverzeichnis

BU	Backup-Instanz
CEC	Citizen Energy Community
CEP	Clean Energy for all European Package
CSC	Collective Self-Consumption
EC	Energy Community
EE	Erneuerbare Energien
EMD	Electricity Market Directive
EU	Europäische Union
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FiP	Feed-in-Premium
FiT	Feed-in-Tariff
GSE	Gestore dei Servizi Energetici
HEDNO	Hellenic Electricity Distribution Network Operator
IAEW	Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft
KPI	Key Performance Indicator
KMU	Kleine und mittlere Unternehmen
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
kW _p	Kilowatt peak
LEM	Lokaler Energiemarkt
MCV	Market Clearing Volume
MCP	Market Clearing Price
MS	Mittelspannung

MW	Megawatt
NS	Niederspannung
ONS	Ortsnetzstation
PV	Photovoltaik
RD	Royal Decreto
REC	Renewable Energy Community
REDII	Recast of the Renewable Energy Directive
RWTH	Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule
SH	Smart Home
UVAM	Virtually Aggregated Mixed Unit (<i>ital.: Unitá Virtuali Abilitate Miste</i>)

1 Motivation und Zielsetzung

1.1 Motivation

Im Rahmen des Pariser Klimaschutzabkommens haben sich die EU-Mitgliedsstaaten verpflichtet, die globale Erderwärmung auf höchstens 1,5 °C gegenüber dem vorindustriellen Niveau zu beschränken [Eur15]. Um diesen Bestrebungen gerecht zu werden, sieht die Ratifizierung des Abkommens eine Reduktion der Treibhausgasemissionen um 80 bis 95 % gegenüber dem Referenzjahr 1990 vor [Bun18]. Die Umsetzung dieses Ziels erfordert eine Umstrukturierung der Energieversorgung, insbesondere der Ausbau Erneuerbaren Energien stellt die Energiewirtschaft vor hohe Herausforderungen [Div20]. Der Ausbau Erneuerbarer Energie wird daher durch eine Reihe von Maßnahmen auf europäischer Ebene forciert. Ein Maßnahmenpaket ist das Clean Energy for all European Package (CEP), das darauf abzielt, die Energiewende zu beschleunigen und den Energiemarkt für Endkunden zu öffnen [Eur19b].

Mit dem Maßnahmenpaket hat die Europäische Kommission das Energy Sharing innerhalb lokaler Energiegemeinschaften eingeführt. Beim Energy Sharing können Teilnehmer in dezentralen Energiesystemen Strom gemeinschaftlich nutzen und so gemeinsame ökonomische, ökologische und soziale Ziele realisieren. Dadurch können verschiedene Mehrwerte, wie die Einbeziehung des Endkunden in die Energiewende und eine Umverteilung von Kosten, erschlossen werden. [Fri20]

Das CEP lässt in der Umsetzung einen Interpretationsspielraum zu, so dass mittlerweile unterschiedliche Konzepte für Energy Sharing bestehen [Fri19]. Deshalb variiert die Umsetzung in den unterschiedlichen Ländern. Während Energy Sharing in Deutschland allerdings bislang kaum eine Rolle spielt, wird es in europäischen Nachbarländern bereits praktiziert. Um die Vorgaben des CEP auch in Deutschland zu erfüllen, muss ein attraktiver Rahmen für Energy Sharing geschaffen werden. Dafür ist eine Anpassung der Regulierung in Deutschland notwendig. Dabei ist unklar, welche Auswirkungen durch solche Anpassungen entstehen.

Folglich stellt sich die Frage, wie sich unterschiedliche Regulierungsrahmen auf die konkrete Umsetzung von Energy Sharing auswirken.

1.2 Ziel und Aufbau der Arbeit

Ziel dieser Arbeit ist die Auswirkung unterschiedlicher europäischer Regulierungsrahmen auf Energy Sharing zu bestimmen. Zur Untersuchung des jeweiligen Potentials von Energy Sharing wird die Einbindung des Endkunden, anfallende Kosten und Einsparungen sowie auftretenden Umverteilungen in unterschiedlichen Regulierungsrahmen quantifiziert. Das Vorgehen ist hierfür in drei Schritte aufgeteilt: Analyse, Untersuchung und Ergebnis.

In der Analyse werden zuerst die bestehenden Konzepte verschiedener EU-Mitgliedsstaaten dargestellt. Die Analyse ist auf drei Länder und deren jeweilige Konzepte beschränkt. Für jedes dieser Konzepte lassen sich zwei unterschiedliche Szenarien definieren, die im Rahmen der Modellierung vorgestellt werden.

Im Anschluss erfolgt die Untersuchung der Konzepte anhand eines bestehenden Modells zur Simulation eines lokalen Energieverbundes, das zu diesem Zweck um die jeweiligen regulatorischen Rahmen parametrisiert wird. Dabei werden jeweils der Ausgangsfall und zwei Szenarien für die drei ausgearbeiteten Konzepte simuliert. Es findet außerdem eine Vorstellung der ausgewählten Zielgrößen für die Untersuchung der jeweiligen Konzepte statt.

Nach Validierung der vorgenommenen Parametrisierungen werden anschließend die Auswertung und Diskussion exemplarischer Simulationsergebnisse in Hinblick auf die zuvor definierten Zielgrößen vorgenommen. Für den Vergleich und die Bewertung der Konzepte sind insbesondere die Lokalraten, entstehende Kosten und Gewinne mitsamt ihren Entstehungsursachen sowie die auftretende Umverteilung von Interesse.

Zuletzt werden die gewonnenen Erkenntnisse zusammengefasst und ein Ausblick über möglich weiterführende Untersuchungen und resultierende Fragestellungen gegeben.

2 Analyse

Die Analyse ist in eine Analyse auf EU- und nationaler Ebene aufgegliedert. Im ersten Teil der Analyse werden in Kapitel 2.1 die zum Verständnis dieser Arbeit notwendigen regulatorischen Rahmen der EU behandelt. Die rechtlichen Grundlagen Umsetzung von Energy Sharing sind in dem Maßnahmenpaket Clean Energy for all European Package gelegt. Zu Beginn wird in 2.1.1 der Inhalt diese Maßnahmenpaketes in Bezug auf Energy Sharing erläutert. Energy Sharing ist in der EU in Energy Communities sowie mittels Collective Self-Consumption durchführbar. In 2.1.2 erfolgt eine Beschreibung des Konzepts einer Energy Community. Zuletzt wird in Abschnitt 2.1.3 der Zusammenhang von Collective Self-Consumption und Energy Sharing aufgezeigt.

Auf nationaler Ebene ergibt sich für die Umsetzung der Richtlinien und Verordnungen ein Interpretationsspielraum, so dass innerhalb der EU-Mitgliedsstaaten verschiedene Konzepte für Energy Sharing innerhalb der EU zu beobachten sind. Diese werden im zweiten Teil der Analyse in 2.2 vorgestellt. Dabei werden drei verschiedene Konzepte für die praktische Umsetzung von Energy Sharing erläutert. Dieses erfolgt exemplarisch anhand des jeweiligen EU-Mitgliedstaates, in dem der nationale regulatorische Rahmen für Energy Sharing geschaffen wurde. Abschließend werden die vorgestellten Konzepte der Länder in Unterkapitel 2.3 miteinander verglichen.

2.1 Clean Energy for all European Package

2.1.1 Inhalt

Mit Veröffentlichung der Strategie für die Energieunion durch die Europäische Kommission wurde im Februar 2015 ein neuer Impuls für den Übergang zu einer CO₂-armen und wettbewerbsfähigen Wirtschaft gesetzt.¹ Die Zieldimensionen dieses politischen Rahmens umfassen Energieversorgungssicherheit, vollständig integrierte Energiemärkte sowie die Dekarbonisierung der Wirtschaft. [Hel19]

¹ Die Energieunion ist ein politischer Rahmen, in dessen Umfang die EU-Mitgliedsstaaten mittels einer gemeinsamen Strategie auf Gas- und Elektrizitätsmarkt kooperieren [Eur19b].

Aufbauend auf dieser Strategie legte die Europäische Kommission im November 2016 erstmalig das Clean Energy for all European Package (CEP) vor, das neue Bestimmungen für die Gestaltung des Energiemarktes in der EU enthält [Hel19], [Div20]. Dieses Paket, bestehend aus acht Richtlinien und Verordnungen, wurde Ende 2019 von Europäischem Parlament und Europäischem Rat verabschiedet [Eur19b]. Die neuen Richtlinien müssen durch die Mitgliedsstaaten bis Ende 2021 in nationales Recht umgesetzt werden [Pub21], während die geänderten Verordnungen unmittelbar gelten [Eur16].

Die Vorgaben des CEP öffnen den Energiemarkt für den Endkunden und schaffen Anreize, dass dieser eine aktive Rolle auf dem Markt einnimmt [Eur19b]. Dem Endkunden wird die Möglichkeit gegeben, selbst erzeugte Energie zu verbrauchen, speichern oder zu verkaufen [Eur19b]. In den Richtlinien des CEP sind zwei Konzepte eingeführt, die dem Endkunden ermöglicht, auch im Kollektiv am Energiemarkt zu partizipieren und Energie untereinander auszutauschen. Das Konzept Energy Community (EC) gibt einen rechtlichen Rahmen vor, wie sich Endkunden zusammenschließen können, um Energy Sharing zu betreiben [Fri19]. Das Konzept Collective Self-Consumption (CSC) beschreibt hingegen die konkrete Durchführung des gemeinschaftlichen Energy Sharing und legt dafür rechtlichen Grundlagen auf EU-Ebene fest [Rob19]. Diese beiden Konzepte wurden in zwei Legislativakten des CEP eingeführt; in der Richtlinie Recast of the Renewable Energy Directive und der Richtlinie Electricity Market Directive.

Die untenstehende Abbildung 2.1 gibt eine Übersicht über die beiden erwähnten Legislativakte und zeigt die im Zusammenhang mit dieser Analyse relevanten Artikel auf. Auf diese Artikel wird in den nachfolgenden Unterkapiteln 2.2 und 2.3 jeweils Bezug genommen.

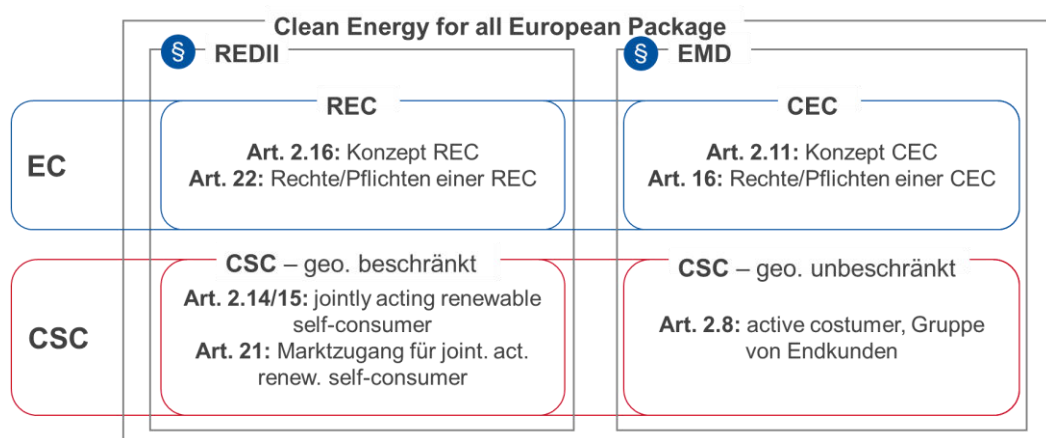


Abbildung 2.1 Übersicht über die im Zusammenhang mit Energy Sharing relevanten Artikel des CEP

2.1.2 Energy Community

Eine EC bezeichnet eine Organisationsform im Energiesektor um Aktivitäten wie Erzeugung, Verbrauch und Verkauf von elektrischer Energie gemeinschaftlich durchzuführen. Diese Aktivitäten dienen dazu einen ökologischen, sozialgemeinschaftlichen oder wirtschaftlichen Vorteil für die Gemeinschaft zu erzeugen. Dabei ist zu beachten, dass die Aktivitäten nicht kommerziell durchgeführt werden. [BUN19]

Das Konzept der EC wurden im Rahmen des CEP eingeführt. Zum einen legt die EU-Richtlinie 2018/2001, Recast of the Renewable Energy Directive (REDII), den rechtlichen Rahmen für eine Renewable Energy Community (REC) fest, in der ausschließlich die Verwendung von Erneuerbarer Energie (EE) vorgesehen ist. Zum anderen führt die EU-Richtlinie 2019/944, Electricity Market Directive (EMD), die Citizen Energy Community (CEC) ein, in der alle Erzeugungsmöglichkeiten für elektrische Energie Anwendung finden [Car20]. Beide Ausgestaltungen der EC sind neuartige Möglichkeiten für die Partizipation des Endkunden auf dem Energiemarkt [Fri20].

REDII – Recast of the Renewable Energy Directive

Mitglieder einer REC können gemäß Artikel 2.16 REDII natürliche Personen, KMU oder lokale Behörden einschließlich Gemeinden sein. Dabei ist sicherzustellen, dass die Beteiligung offen und freiwillig ist. Die Mitglieder einer REC haben das Recht gemeinschaftlich Energie zu erzeugen und zu verbrauchen. Dabei ist die Erzeugung von Energie auf die Verwendung von EE beschränkt, umfasst aber nicht elektrische Energie. Die Erzielung eines finanziellen Gewinns darf kein vorrangiges Ziel sein. Die EC steht unter der wirksamen Kontrolle der Mitglieder, die in der Nähe von den EE-Projekten der Gemeinschaft ansässig sein müssen. Der Artikel 2.16 REDII beschreibt nur das Konzept einer REC; in Artikel 22 REDII sind die konkreten Rechte und Pflichten einer REC auf dem Energiemarkt beschrieben [Eur18], [Zul20a].

Alle EU-Mitgliedsstaaten haben zu gewährleisten, dass jedem Endverbraucher das Recht eingeräumt wird, sich an einer REC zu beteiligen, ohne dass er dabei seine Rechte als Endkunde verliert [Eur18]. Ferner obliegt mit Artikel 22 REDII den Mitgliedern einer REC das Recht, elektrische Energie aus erneuerbaren Energiequellen gemeinschaftlich zu verbrauchen, zu speichern und zu verkaufen [Eur18]. An der Gemeinschaft beteiligte Bürger werden somit in den Energiemarkt integriert. Diese Partizipation im Energiemarkt wurde auf europäischer Ebene bisher kaum unterstützt und war ausschließlich von den jeweiligen nationalen Bestimmungen abhängig [BUN19].

EMD – Electricity Market Directive

Alternativ wird in Artikel 2.11 EMD die CEC definiert, die in der Struktur einer REC ähnelt. Gemäß Artikel 2.11 EMD gilt ebenfalls der Grundsatz von freiwilliger und offener Mitgliedschaft, wobei Mitglieder auch in diesem Fall natürliche Personen, kleine Unternehmen oder lokale Behörden einschließlich Gemeinden sein können [Eur19a]. Wie bei einer REC zielen die Mitglieder einer CEC nicht auf die Erwirtschaftung finanzieller Gewinne ab. Durch Partizipation in einer CEC soll den Mitgliedern ein ökologischer, sozialgemeinschaftlicher oder wirtschaftlicher Vorteil geboten werden [Eur19a]. In einer CEC haben die Mitglieder das Recht gemeinschaftlich Energie zu erzeugen, zu verbrauchen und zu verkaufen [Eur19a]. Dabei ist die verwendete Energiequelle nicht auf erneuerbare Quellen beschränkt [Zul20a]. Ergänzend zu den Aktivitäten, die in einer REC ausgeübt werden dürfen, können Mitglieder einer CEC Flexibilitäts- und Energieeffizienzdienstleistungen stellen [Eur19a].

Gemäß Artikel 16 EMD haben alle EU-Mitgliedstaaten zu gewährleisten, dass jedem Endkunden die Möglichkeit gegeben wird einer CEC beizutreten. Dabei behält er seine Rechte und Pflichten als Endkunde [Eur19a]. Die Mitgliedsstaaten haben ferner zu gewährleisten, dass der Marktzugang an den Energiemarkt für eine CEC ohne diskriminierenden Abgaben oder verhältnismäßig hohe Umlagen an Verteilnetzbetreiber erfolgt [BUN19], [Eur19a].

Vergleich REC – CEC

In einer CEC und REC üben die Mitglieder ähnliche Tätigkeiten aus und verbrauchen lokal erzeugter Energie. Die Mitgliedschaft ist jeweils freiwillig und offen und statt eines finanziellen Profits steht der ökologische oder sozialgemeinschaftliche Vorteil für die Gemeinschaft im Fokus [Ala20], [Fri20]. In drei zentrale Faktoren unterscheiden sich die beiden Ausgestaltungen der EC .

Die REC ist auf die Verwendung von erneuerbaren Energiequellen beschränkt. Bei einer CEC besteht zusätzlich die Möglichkeit, konventionelle Energiequellen, wie beispielsweise fossile Brennstoffe, einzubeziehen [Zul20a]. Während Mitglieder einer CEC mit ihren Aktivitäten auf den Elektrizitätssektor limitiert sind, können in einer REC auch erneuerbare Energieträger für Wärme eingesetzt werden [Ala20]. Bei den Aktivitäten innerhalb einer CEC sind mehr Möglichkeiten für die Partizipation im Energiemarkt als in einer REC gegeben, da zusätzlich Flexibilitätsdienstleistungen gestellt werden können [Cej20]. Der letzte Unterschied betrifft den geografischen Bezugsraum der beiden

Konzepte. Eine REC ist auf die räumliche Nähe, die von der jeweiligen nationalen Definition abhängt, limitiert. Diese Beschränkung besteht in dem EMD für CEC nicht [Car20]. Die CEC kann folglich als Erweiterung einer REC betrachtet werden [Ala20]. Die untenstehende Abbildung 2.2 gibt eine Übersicht über mögliche Aktivitäten, die in einer CEC respektive REC durchführbar sind. Die Farbe indizieren für welche Art von Community die jeweilige Aktivität zulässig ist.

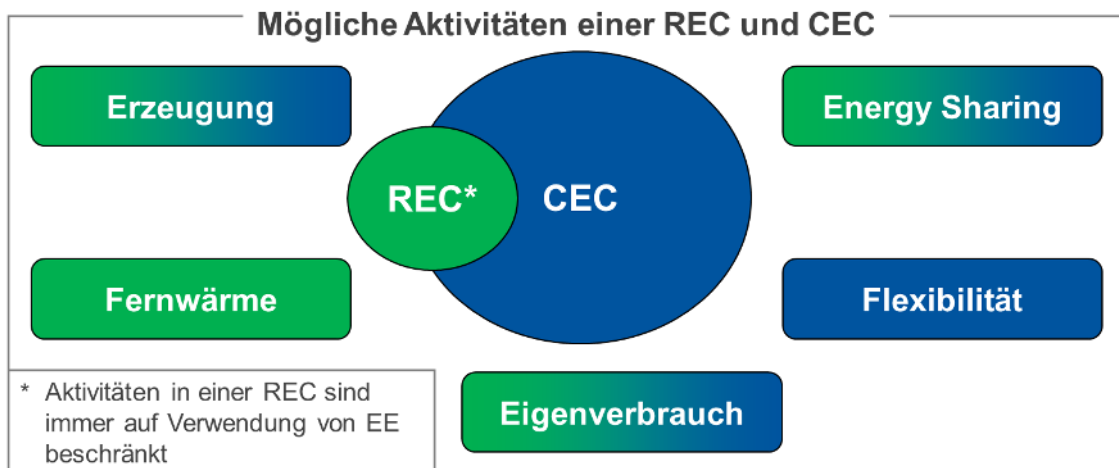


Abbildung 2.2 Unterschiede in einer REC und CEC nach Aktivitäten: eigene Darstellung basierend auf [Rob19]

Der Einfachheit halber soll nachfolgend der Begriff Energy Community (EC) beide Ausgestaltungen unter einem Oberbegriff zusammenfassen.

EC - Konzepte

Eine EC lässt sich nach verschiedenen Faktoren unterscheiden. Wird eine EC nach dem Netzanschlusspunkt kategorisiert, wird unterschieden, ob das öffentliche Netz genutzt wird oder nicht [Alm21]. Nachfolgende Abbildung 2.3 zeigt schematisch diese Unterscheidung von einer EC mit und ohne Nutzung des öffentlichen Netzes auf.

Wird das Netz nicht genutzt, befindet sich die Gemeinschaft hinter einem gemeinsamen physikalischen Netzanschlusspunkt [Div20]. Diese Art von EC befindet sich innerhalb eines (Mehrfamilien-) Hauses oder Gebäudes und die Bewohner nutzen gemeinsam lokal erzeugten Strom innerhalb eines privaten Netzes. Die Teilnehmer einer solchen Gemeinschaften sind Verbraucher und werden von einer zentralen Erzeugungsanlage mit elektrischer Energie versorgt [Con21]. Durch das öffentliche Netz wird der restliche Energiebedarf gedeckt oder mögliche Überschüsse aus der Produktion werden aufgenommen.

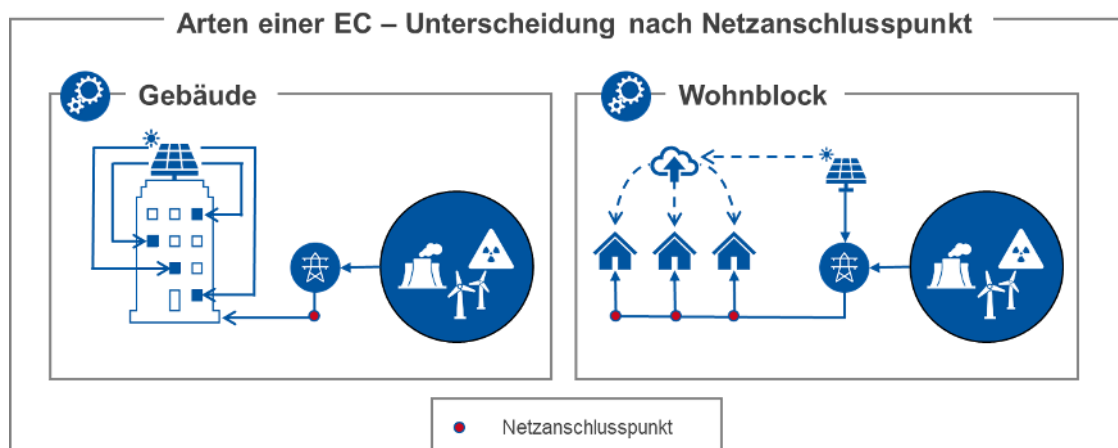


Abbildung 2.3 Schaubild I – unterschiedlichen Ausgestaltungen einer EC – Netzanschluss

Wird hingegen übergreifend über einen Netzanschlusspunkt und somit über das öffentliche Netz Energie ausgetauscht, liegt eine Wohnblock-EC vor. Abgeleitet daraus lassen sich zwei weitere Arten von EC unterscheiden: eine physische und eine virtuelle EC. Die Unterscheidung basiert auf der Art und Weise wie gemeinschaftlich erzeugte und verbrauchte Energie bilanziert wird [Con21]. Abbildung 2.4 zeigt schematisch diese Unterscheidung auf.

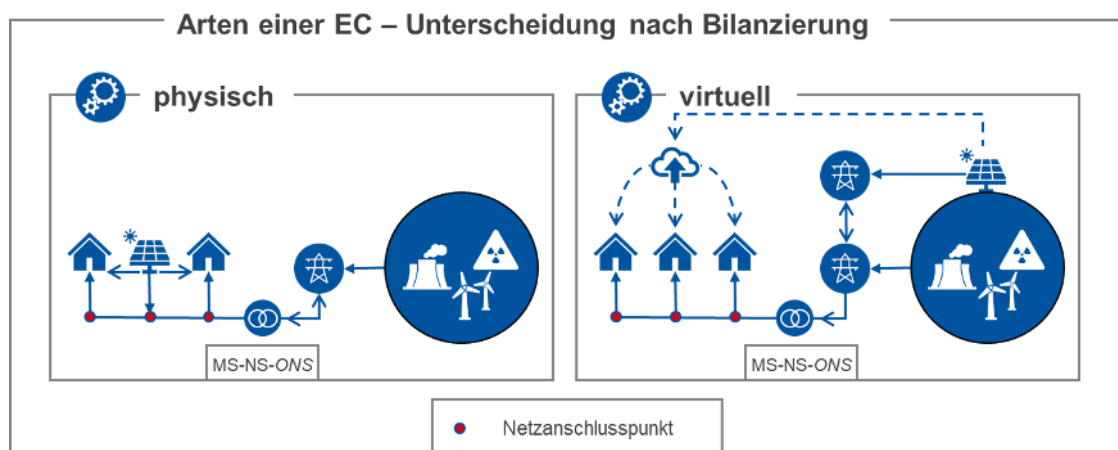


Abbildung 2.4 Schaubild II – unterschiedlichen Ausgestaltungen einer EC – Bilanzierung bei Nutzung des Netzes

In einer virtuellen EC wird erzeugte elektrische Energie erfasst und Verbrauchern virtuell zum Verbrauch zur Verfügung gestellt. Virtuell bedeutet hierbei, dass die Erzeugungsanlage nicht mit dem Verbraucher über eine Leitung verbunden ist. Die verbrauchte Energie wird aber so abgerechnet, als wäre direkt von der Erzeugungsanlage an die Verbraucher geliefert worden. Für Mitglieder einer solchen Gemeinschaft wird

gewährleistet, dass Erneuerbare Energie aus einem bestimmten Gebiet bezogen wird. Dabei kann dieses Gebiet eine bestimmte Region oder eine Stadt sein. Eine virtuelle EC kann, bedingt durch die Nichtnotwendigkeit einer physischen Verbindung zwischen Erzeugungsanlage und Verbraucher, geografisch unbegrenzt sein. [Div20], [Ram21]

Existiert hingegen eine direkte Leitung zwischen Erzeugungsquelle und Verbraucher, so liegt eine physische EC vor. Teilnehmer können durch ein privates Netz oder auch das öffentliche Netz verbunden sein. Die Teilnehmer müssen an dieselbe Transformator-Station (ONS) angeschlossen sein. [Div20], [Ram21] In Abbildung 2.4 lässt sich diese Unterscheidung aus der Position der PV-Anlage erkennen.

Zu welchen Konditionen die erzeugte elektrische Energie innerhalb der Gemeinschaft genutzt werden darf, ist in den Richtlinien nicht abschließend geregelt.

2.1.3 Energy Sharing und Collective Self-Consumption

Energy Sharing ist eine Möglichkeit des Strombezugs und der -abgabe. Gegenwärtig können Verbraucher den eigenen Strombedarf mittels Eigenversorgung und/oder Grundversorgung des Energieversorgungsunternehmens (EVU) decken. Diese beiden Möglichkeiten werden künftig durch eine weitere dezentrale Bezugsmöglichkeit ergänzt: dem Energy Sharing. [BUN19], [Nit20]

Die Definition von Energy Sharing ergibt sich aus Artikel 22 2b) REDII, wodurch einer REC das Recht obliegt, erzeugte Energie aus den eigenen Anlagen gemeinschaftlich zu nutzen [Eur18]. In der Richtlinie EMD wird alternativ aufgeführt, dass Energie innerhalb einer CEC unter den Mitgliedern gemeinschaftlich geteilt werden darf [Eur19a]. Damit besteht die Möglichkeit innerhalb einer EC Energy Sharing durchzuführen [Nit20]. Ferner lässt sich Energy Sharing über Collective Self-Consumption realisieren, was die Gründung einer EC für Energy Sharing obsolet werden lässt [Fri19].

In Artikel 2.14 REDII wird der Renewable Self-Consumer eingeführt, ein Endkunde, der EE nicht nur erzeugen, sondern auch speichern und verkaufen darf. Er unterliegt dabei geografischen Beschränkungen und darf dieses nur innerhalb definierter Grenzen tun. Artikel 2.15 REDII erweitert die Definition auf Jointly-acting Renewable Self-Consumer, was eine Gruppe gemeinsam handelnder Renewable Self-Consumer ist. Diese müssen in demselben Gebäude respektive Mehrfamilienhaus agieren. Die EU-Mitgliedsstaaten sind gemäß Artikel 21 REDII dafür verantwortlich, dass diesem Kollektiv ein Marktzugang für den Verkauf von Energie ohne diskriminierende Umstände, z. B. durch hohe Abgaben oder bürokratische Hürden, gewährleistet ist. Aus dem REDII ergibt sich so

die Möglichkeit Energy Sharing innerhalb eines Gebäudes zu betreiben, ohne dass eine EC erforderlich ist. [Eur18]

Das Pendant zum Renewable Self-Consumer ist der Active Costumer nach Artikel 2.8 EMD. Analog zum Renewable Self-Consumer hat der Active Costumer das Recht elektrische Energie zu erzeugen, zu speichern und zu verkaufen. Ein Active Costumer ist nicht auf einen Endkunden limitiert, sondern kann auch eine Gruppe gemeinsam handelnder Endkunden sein. Ferner ist der Active Costumer nicht an Ort und Stelle gebunden, sodass das Energy Sharing in diesem Fall keiner geografischen Beschränkung unterliegt. [Ala20], [Eur19a]

Im Folgenden wird das Energy Sharing der Jointly-Acting Self-Consumer und Active Costumer gemeinsam unter dem Oberbegriff CSC geführt.

Analog zu den Arten einer EC wird zwischen CSC auf Gebäude- oder Wohnblockebene unterschieden [Fri19]. Für diese Unterscheidung sei auf die bereits gezeigte Abbildung 2.3 verwiesen. CSC-Konzepte lassen sich weiter nach der Art und Weise aufschlüsseln, wie erzeugter Strom und der tatsächliche Verbrauch miteinander verrechnet werden. Hierbei wird zwischen Net-Metering, Net-Billing und Self-Consumption-Metering unterschieden.

Die drei Konzepte für CSC werden schematisch in der untenstehenden Abbildung 2.5 dargestellt. Aus dieser Abbildung lässt sich ein Unterschied erkennen, wann und wie jeweils die Saldierung von Verbrauch mit Erzeugung vorgenommen wird.

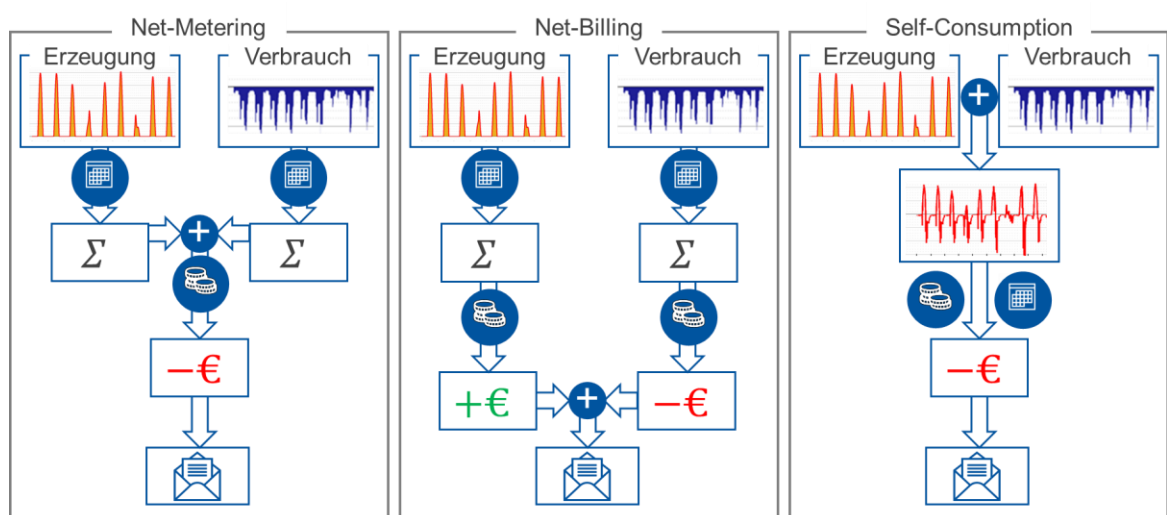


Abbildung 2.5 Schaubild – Darstellung von Net-Metering, Net-Billing und Self-Consumption

Bei dem Konzept Net-Metering wird der Überschuss als Guthaben angerechnet. Diese Überschüsse resultieren, wenn die gesamte Erzeugung den Verbrauch übersteigen. Das Guthaben wird mit später folgenden Energiebezügen verrechnet und abgetragen. Auf der Stromrechnung fallen nur Kosten in Höhe der Differenz zwischen erzeugter und verbrauchter Energie an. [Chr16], [Mas16], [Zin17]

Bei dem Konzept Net-Billing wird die überschüssige erzeugte Energie in das Netz eingespeist und mit einem festen Betrag vergütet. Kalenderjährlich erfolgt eine Saldierung zwischen erhaltener Einspeisevergütung und dem Zahlungsbetrag für die aus dem Netz bezogene Energie. Im Unterschied zum Net-Metering erfolgt hier eine ökonomische Saldierung von Erzeugung und Verbrauch, während im vorherigen Fall eine physische Saldierung durchgeführt wird. [Mas16], [Zin17]

Besteht die technische Möglichkeit, dass der tatsächliche Verbrauch und die Produktion in Echtzeit oder 15-Minuten-Rhythmus erfasst werden kann, so werden Produktion und Verbrauch nach dem Self-Consumption-Metering verrechnet. Eigene produzierte elektrische Energie wird zuerst verbraucht; anschließend werden mögliche Überschüsse in das Netz eingespeist. Hier grenzt sich dieses Konzept von den anderen ab. Bei Self-Consumption wird eine zeitlich präzise Messung vorgenommen, die in den anderen beiden Konzepten nicht gegeben ist. [Mas16], [Fri20]

Auf Basis der Konzepte für CSC sowie den möglichen Ausgestaltungen einer EC lassen sich die Energy Sharing-Konzepte der EU-Mitgliedsstaaten clustern. Die Richtlinien des CEP bieten nur einen allgemeinen rechtlichen Rahmen und fordern die Umsetzung von Energy Sharing. Es wird dabei offengelassen, wie diese Umsetzung konkret aussieht. Aus den verschiedenen vorgestellten Konzepten ergibt sich für die EU-Mitgliedsstaaten ein Spielraum in der Ausgestaltung von Energy Sharing in nationaler Gesetzgebung. An dieser Stelle sei abschließend betont, dass die EC eine Organisationsform für die Durchführung von Energy Sharing darstellt. Die praktische Durchführung von Energy Sharing wird in den Richtlinien REDII und EMD unter dem Begriff Collective Self-Consumption eingeführt [Alm21].

2.2 Nationale Regulierungsrahmen europäischer Länder

Wie in 2.1.2 erwähnt, bieten die Richtlinien und Verordnungen des CEP einen Interpretationsspielraum für die Umsetzung auf nationaler Ebene. Trotz einer häufig noch nicht vollständigen Umsetzung in der nationalen Gesetzgebung, lassen sich bereits verschiedenen Konzepte in den EU-Mitgliedsstaaten erkennen. Im Rahmen dieser Arbeit werden drei verschiedenen Konzepte für die Umsetzung von Energy Sharing vorgestellt. Dieses geschieht exemplarisch anhand des jeweiligen Landes, in dem die Umsetzung erfolgt ist. Die betrachteten Länder sind Griechenland, Italien und Spanien.

2.2.1 Griechenland

Energiearmut ist in Griechenland ein zentrales Problem.² Einer Studie von 2016 zufolge leiden 58% aller Haushalte in Griechenland unter Energiearmut [Pap16]. Mit der Umsetzung der Richtlinien des CEP in nationale Gesetzgebung verfolgt die griechische Regierung zwei konkrete Ziele: Die mit Energiearmut verbundenen Probleme sollen bei einer gleichzeitig breiteren Nutzung von erneuerbaren Energiequellen angegangen werden [Dou19], [Fri19]. Griechenland war der erste EU-Mitgliedsstaat, in dem die Richtlinien des CEP vollständig in die nationale Gesetzgebung umgesetzt wurden [Ban20].

Stromtarife und Strompreis

Der Strompreis für Endkunden setzt sich in Griechenland aus den Preisen für:

- **Energiekosten:** Kosten der Stromerzeugung und Vermarktung von elektrischer Energie
- **Netzentgelte:** Entgelte für Übertragung und Distribution der elektrischen Energie
- **Steuern / sonstige Abgaben**

zusammen [Eur20].

Diese Aufteilung wird für die nachfolgenden Länder beibehalten.

² Ein Haushalt fällt unter die Definition von Energiearmut, wenn in diesem Haushalt einkommensbedingt keine ausreichende Wärme- und Stromversorgung sichergestellt werden kann [Dou19].

In Griechenland kann ein Haushalt ausschließlich Stromtarife mit festem Bezugspreis abschließen. Ist ein Haushalt mit zwei Stromzählern ausgestattet, die zwischen Tag- und Nachtverbrauch unterscheiden können, kann ein Tag-Nacht-Tarif abgeschlossen werden, wobei keine Netzentgelte auf Verbrauch in der Nacht anfallen. Ferner existiert ein sozialer Stromtarif für einkommensschwache Haushalte. Erfüllt ein Haushalt bestimmte Kriterien, so sind Netzentgelte nur in reduzierter Form zu zahlen [Eur21].

Die Höhe von Steuern und Netzentgelte sind in Griechenland gestaffelt nach dem jährlichen Verbrauch. Im Durchschnitt lag der Verbrauch von elektrischer Energie im Jahr 2019 bei 4150kWh pro Haushalt, was die Referenz für nachfolgende Zahlen ist [Ene22].³ Der durchschnittliche Strompreis für einen Endkunden belief sich 2019 auf 0,1889 €/kWh [EUR22]. Eine quantitative Aufschlüsselung und Erklärung der Netzentgelte, Steuern sowie Abgaben findet sich in der Tabelle A. im Anhang A.

Vergütung PV-Strom aus Kleinanlagen

Besitzt ein Haushalt eine PV-Anlage, so stehen drei verschiedenen Vergütungsmöglichkeiten für erzeugten PV-Strom zur Verfügung. Der Feed-in-Tarif und der Feed-in-Premium sind Ausgestaltungen des Net-Billings. Ferner existiert die Möglichkeit des Net-Meterings. Diese Vergütungsmechanismen wurden bereits im Zusammenhang mit CSC in Kapitel 2.1.3 vorgestellt.

Nach den griechischen Gesetzen 4414/2016 und 4602/2019 kann auf die gesamte erzeugte Energie eine feste Vergütung (FiT) gezahlt werden. Hierbei ist kein Eigenverbrauch möglich und die gesamte Energiemenge der Erzeugungsanlage wird in das Netz gespeist. Für das Jahr 2019 betrug diese Vergütung 0,073 €/kWh für alle PV-Anlage mit einer Größe kleiner als 10 kW_p. [RES19b], [Atz20]

Das andere Net-Billing-Schema sieht einen FiP vor und ist in den Gesetzen 3468/2006 und 4414/2016 definiert. Es wird ein Teil der erzeugten Energie im Haushalt eigenverbraucht; restliche Energie in das Netz eingespeist. Für 20 % der gesamten ins Netz eingespeisten Energie wird ein sliding FiP erhalten. Diese Vergütung variiert – im Gegensatz zum konstanten FiT – je nach aktuellem Marktpreis für gehandelten Strom. [RES19c], [Atz20]

³ Referenzjahr 2019, da Folgejahre durch Corona-Effekte einen signifikant abweichenden Verbrauch zu den vorangegangenen Jahren darstellen.

Mit dem Gesetz 4203/2014 besteht in Griechenland die Möglichkeit, mittels Net-Metering PV-Strom aus der eigenen Anlage auf der Stromrechnung anrechnen zu lassen [Chr15], [RES19a]. In diesem Fall wird die Differenz aus Produktion und Verbrauch gebildet und der verbleibende Netto-Betrag in der Stromrechnung abgerechnet [Atz20]. Wird mehr Energie produziert als verbraucht, so wird der Überschuss für die nächste Abrechnungsperiode gutgeschrieben und mit zukünftigem Verbrauch verrechnet. Es kann dabei keine Rückzahlung an den Endkunden entstehen. [Jag19].

Durch Änderung der Gesetzgebung ist das Net-Metering nicht weiter ortsgebunden. [Fri20]. Erzeugungsanlage und Abnehmer müssen sich nicht an demselben Ort befinden, lediglich die PV-Anlage und der Stromzähler für den Verbrauch müssen den selben Besitzer haben [Jag18]. Mit dieser Erweiterung wurde die Grundlage für Energy Sharing in Griechenland gelegt, weswegen Net-Metering im Folgenden fokussiert wird.

Virtual Net-Metering

In Griechenland erfolgt die Abrechnung über verbrauchten Strom im vier monatigem Rhythmus [Mav18]. Im Fall, dass in diesem Zeitraum mehr elektrische Energie produziert als verbraucht wird, wird das Guthaben in Form von Renewable Energy Credits in den nächsten Abrechnungszeitraum gutgeschrieben und verrechnet [Chr16]. Nach drei Jahren wird das Guthaben zurückgesetzt [Jag19]. Der Abrechnungsbetrag auf der Stromrechnung kann nicht Null betragen, denn trotz Saldierung des Verbrauches werden in reduziertem Maße Steuern und Abgaben auf den tatsächlichen Verbrauch vor Verrechnung erhoben [Mav18], [Ban20]. Die zu zahlenden Energiekosten werden anhand des saldierten Netto-Verbrauchs erhoben; unter Einbezug von transferierten Überschüssen und Produktion [Chr16]. Netzentgelte für Übertragung und Distribution sowie Steuern und staatliche Abgaben werden ebenfalls anhand des Netto-Verbrauchs berechnet [Chr16].

Eine Ausnahme bildet eine kommunale Abgabe, die in Höhe des tatsächlichen Verbrauchs vor Verrechnung durch Produktion und eventuellem Guthaben anfällt [Chr16]. Für den Betrag dieser Abgabe und eine genaue Aufschlüsselung der Kosten im Zusammenhang mit Virtual Net-Metering sei auf den Anhang A verwiesen.

In Abbildung 2.6 findet sich ein vereinfachtes Rechenbeispiel für Net-Metering in Griechenland. Auf der linken Seite der Abbildung ist der Ursprung der verbrauchten Energie dargestellt; auf der rechten Seite die Bepreisung dieser. Es ist zu erkennen, dass von den fünf durch den EVU bereitgestellten Energiemengen (hier ohne weitere Einheit) nur

drei in voller Höhe bepreist werden. Durch die Berücksichtigung von zwei Renewable Energy Credits wird der Verbrauch saldiert. Auf die eigenverbrauchte Erzeugung sowie die genutzten Credits fallen Kosten in verringertem Maße an. Überschüsse aus der PV-Anlage werden als Credits in die nächste Periode transferiert.

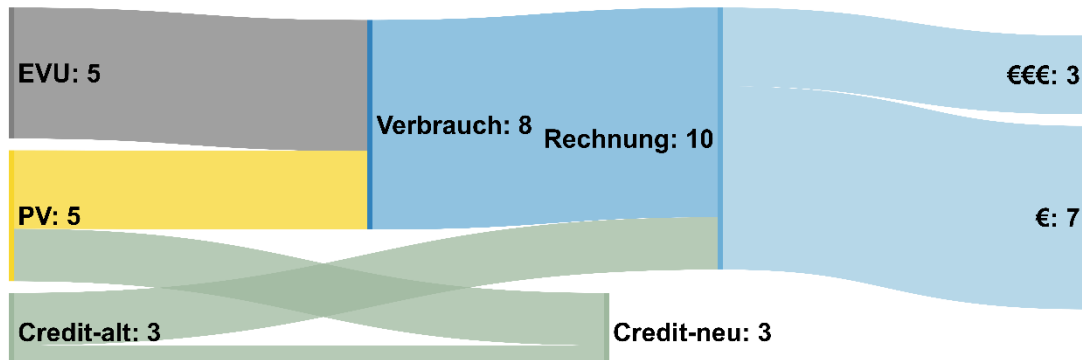


Abbildung 2.6 Vereinfachte Darstellung von Net-Metering in Griechenland

Die Anwendung von Virtual Net-Metering ist auf eine PV-Leistung von 20 kW_p limitiert, sollte eine vertragliche Anschlussleistung kleiner als 40 kVA für den Haushalt vorliegen. Ist die Anschlussleistung größer, kann 50 % der vertraglich vereinbarten Bezugsleistung als PV-Kapazität bis zu einer Obergrenze von 100 kW_p installiert werden [Chr16].

Erweiterung des Virtual Net-Meterings auf Energy Sharing

Bereits 2018 wurde das Konzept Virtual Net-Metering mit dem Legislativakt 4513/2018 auf EC ausgeweitet, wodurch Energy Sharing in Griechenland legal wurde [Fri20]. In dem Gesetzestext wird nicht zwischen einer REC und CEC unterschieden, sondern die EC als Genossenschaft eingeführt, deren alleiniges Ziel in der Förderung von Innovation und Sozialgemeinschaft besteht [Ban20], [Bir21]. Die Abgabenreduzierung und Steuererleichterung erfolgt im Virtual Net-Metering innerhalb einer EC analog zum Eigenverbrauchsfall [Ban20]. Die schematische Durchführung von Virtual Net-Metering bei mehreren Haushalten wird aus der Abbildung 2.7 ersichtlich.

Damit Energy Sharing zwischen den Teilnehmern durchgeführt werden kann, müssen alle Teilnehmer bei dem gleichen EVU unter Vertrag stehen [Ban20]. Die PV-Installation und mindestens 51 % der Mitglieder der Gemeinschaft müssen sich in derselben Region befinden, in der sich der Sitz der Gemeinschaft befindet [Dou19], [Fri19].

Es existiert eine gesetzliche Differenzierung zwischen profit-orientierter und nicht-profit-orientierter EC, was in Unterschieden bei der Organisationsstruktur und Gewinnver-

wendung resultiert [Fri20], [BUN19]. Eine nicht-profitorientierte EC besteht aus mindestens fünf juristischen Personen; davon muss mindestens eine Person natürlich sein [Dou19]. Eventuelle finanzielle Gewinne müssen in einer nicht-profitorientierten EC in soziale Projekte innerhalb der Gemeinschaft reinvestiert werden [Dou19]. Die profitorientierte EC, die finanzielle Gewinne unter den Mitgliedern ausschütten darf, setzt eine Mindestanzahl von 15 juristischen Personen voraus [Dou19], [Tsa20].

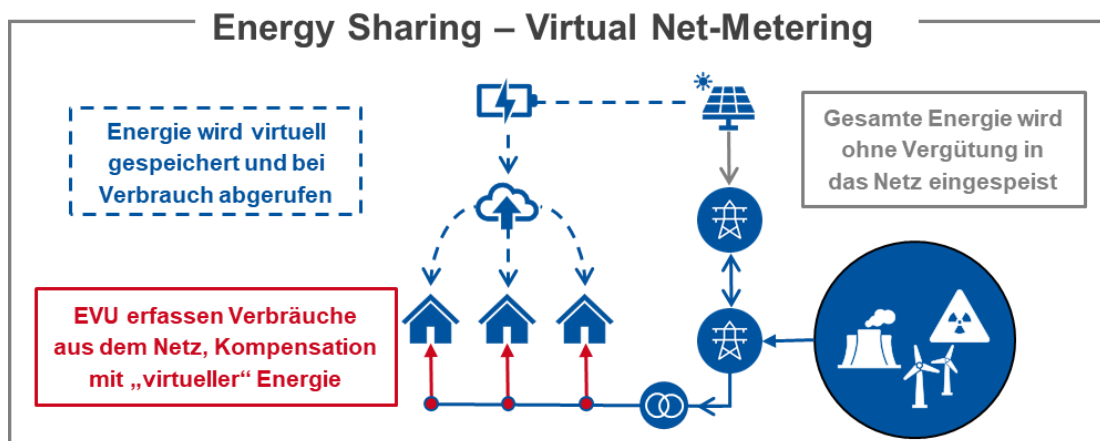


Abbildung 2.7 Energy Sharing mittels Virtual Net-Metering

Die Obergrenze der installierten PV-Kapazität ist von der kumulierten vertraglichen Anschlussleistung aller Endkunden, die an der PV-Anlage teilhaben, abhängig. Liegt eine aggregierte Anschlussleistung kleiner als 40 kVA vor, darf die installierte PV-Kapazität 20 kW_p nicht überschreiten. Ist die gesamte Anschlussleistung der Endkunden größer als 40 kVA, ist die PV-Installation auf 50 % dieser Summe begrenzt. Die maximalen PV-Kapazität ist auf 1000 kW_p gedeckelt [Ban20].

Verantwortlich für die Durchführung von Virtual Net-Metering ist der staatliche Verteilnetzbetreiber HEDNO [Ban20]. Diesem obliegt die Verantwortung für die Messung von produzierter und verbrauchter Energie der Haushalte, um eine anschließende Saldierung vorzunehmen. Die Mitglieder der EC reichen ein Virtual Energy Offset-Abkommen ein, in dem anteilig Erzeugungskapazitäten aufgeteilt sind [Ban20]. Die gesamte produzierte Energie wird aggregiert und entsprechend dem Abkommen verteilt. Ist die PV-Anlage an das Niederspannungsnetz angeschlossen, müssen sich alle Verbraucher ebenfalls im selben Niederspannungsnetz befinden [Ban20]. Ist die Anlage hingegen an das Mittelspannungsnetz angeschlossen, können dennoch Verbraucher aus dem unterlagerten NS-Netz partizipieren. Die Menge der eingespeisten Energie wird um einen Faktor von 4 % reduziert, um Übertragungsverluste zu berücksichtigen [Fri20].

2.2.2 Italien

Die Richtlinien des CEP wurden ebenfalls in die nationale Gesetzgebung von Italien umgesetzt und ein weiteres Konzept für Energy Sharing geschaffen. Auf jede kWh Energie, die innerhalb einer EC verbraucht wird, wird eine staatliche Prämie gezahlt. Ein Mitglied einer EC bekommt somit eine normale Rechnung seines EVU über den verbrauchten Strom, erhält aber eine Rückzahlung durch den Staat, die abhängig von der Menge innerhalb der Gemeinschaft geteilten Energie ist.

Stromtarife und Strompreis

In Italien sind in fast allen Haushalten digitale Strommessgeräte (Smart Meter) verbaut, sodass sich der Stromverbrauch in Echtzeit erfassen lässt [Bir21]. Endkunden können zwischen zwei Ausgestaltungen des Stromtarifs wählen. Bei dem zeitabhängigen Stromtarif – ähnlich dem Tag-Nacht-Tarif in Griechenland – werden unterschiedliche Strompreise je nach Uhrzeit und Wochentag abgerechnet [Mag13]. Alternativ kann ein zeitunabhängiger Tarif gewählt werden, bei dem ein konstanter Strompreis pro verbrauchter Einheit abgerechnet wird [Mag13]. Der durchschnittliche Verbrauch von elektrischer Energie lag 2019 bei 2630kWh pro Haushalt [Ene22]. Dieses ist die Referenz für die verbrauchsabhängigen Stromkosten.

Die Aufschlüsselung des Strompreises erfolgt analog zu der Unterscheidung in Griechenland. Die Tabelle A.2 im Anhang A gibt Details über die Abgaben, Steuern sowie Netzentgelte. Die Energiekosten wurden für 2019 mit 0,0964 €/kWh beziffert, sodass sich für den Endkunden ein Strompreis von 0,3211 €/kWh ergibt [EUR22].

Vergütung PV-Strom aus Kleinanlagen

Die Konzepte Eigenverbrauch und Energy Sharing existieren in Italien – im Gegensatz zu Griechenland – getrennt voneinander. Während in Griechenland überschüssige Energie beim Energy Sharing virtuell gespeichert wird, muss Erzeugung und Verbrauch in Italien zeitlich synchron erfolgen. Übersteigt die Produktion den Verbrauch, so ergeben sich Überschüsse, die vergütet werden.

Überschüssige Energie aus kleinen PV-Anlagen wird entweder mittels eines FiT oder eines FiP bei Einspeisung in das Netz vergütet. Der FiT ist am durchschnittlichen jährlichen Marktpreis orientiert und wird um eine Servicegebühr für Nutzung des Netzes reduziert. Andererseits wird bei Anwendung des FiP der Überschuss durch eine staatliche Behörde (GSE), die im Namen des Eigentümers der PV-Anlage agiert, auf dem

freien Markt verkauft und zahlt den erzielten Erlös aus. Die Behörde kann als Vermittler zwischen dem Eigentümer und dem Markt betrachtet werden. Für 2019 belief sich die Vergütung auf 0,0398 €/kWh. [Mas16], [ARE19], [Mon20]

Eigenverbrauchsprämie bei Energy Sharing

Für Energy Sharing und CSC gab es bis 2019 keine gesetzliche Grundlage in Italien [Bir21]. Mit Einführung des Gesetzes 162/19 im Jahr 2019 wurde erstmalig CSC in Italien erlaubt und ein gesetzlicher Rahmen für die Einführung von EC geschaffen [Bir21]. Anfang 2020 wurde ergänzend das Gesetz 8/2020 veröffentlicht, welches die vorzeitige und lückenhafte Umsetzung des Gesetzes 162/19 komplementierte [Zul20a], [Gia21]. Die Definition einer EC in der italienischen Gesetzgebung entspricht im Wortlaut der Definition einer REC aus dem REDII, wobei insbesondere hervorgehoben wird, dass die Erzielung finanzieller Profite nicht Zweck der EC sein darf [Bir21].

Auf innerhalb der EC geteilte Energie wird von der staatlichen Behörde GSE eine Prämie gezahlt. Für eine virtuelle EC in einem Wohnblock beträgt diese 0,11 €/kWh. Innerhalb einer physischen EC in demselben Gebäude wird 0,10 €/kWh auf geteilte Energie gezahlt. Die Prämie wird für 20 Jahre gewährt. [Jag19], [Eur20], [Fri20], [Gia21]

Zudem wird von dem Ministerium für wirtschaftliche Entwicklung der verbrauchsabhängige Anteil der Netzentgelte für Übertragung und Distribution für geteilte Energie rückerstattet [Fri20], [Eur20]. Die Netzentgelte für den Endkunden lagen 2019 bei 0,0465 €/kWh, wovon 0,00822 €/kWh erstattet werden [EUR22], [Spo21]. Für die Ermittlung von geteilter Energie werden die stündlichen Verbrauchs- und Erzeugungsdaten zugrunde gelegt [Oli21]. Sollte der Fall auftreten, dass die Erzeugung den kollektiven Verbrauch überschreitet, wird der restliche Überschuss durch Anwendung des FiT oder FiP entgolten [Gia21], [Zat21].

Beim Energy Sharing ergibt sich für den Endkunden zuerst kein Unterschied auf der Stromrechnung im Vergleich zum Verbrauchsfall ohne Energy Sharing. Obwohl ein Teil seines Verbrauches aus einer gemeinschaftlichen PV-Anlage stammt, wird diese Energie physisch vom EVU geliefert und mit den geltenden Kosten und Entgelten abgerechnet [Zat21]. Die Prämie und Rückerstattung von Netzentgelten werden in einem zeitlich nachgelagerten Schritt und unabhängig von der Stromrechnung gezahlt.

Die Abbildung 2.8 zeigt schematisch die Durchführung von Energy Sharing in Italien auf. Die grünen Pfeile stellen Einnahmen dar; rote Pfeile entsprechen Ausgaben.

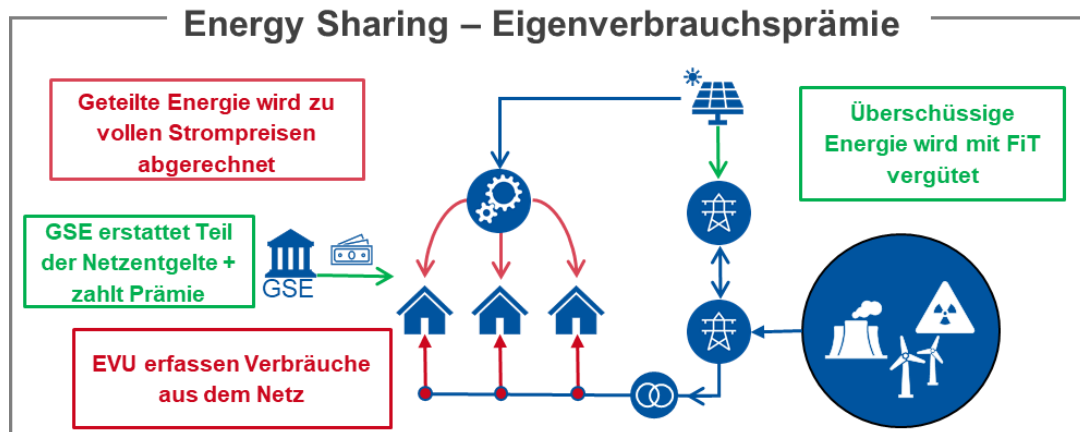


Abbildung 2.8 Energy Sharing mittels Eigenverbrauchsprämie

Rechtlich basiert Energy Sharing in Italien auf dem Konzept der Virtually Aggregated Mixed Unit (UVAM). Dieses Konzept eröffnet die Möglichkeit Lasten, Erzeugungsanlage und Energiespeicher zu einer Einheit zusammenzufassen und innerhalb dieser Energie auszutauschen [Fri20]. Dabei wird unterschieden, ob sich diese Einheit in einem gemeinsamen Gebäude hinter demselben Netzanschlusspunkt befindet oder durch das öffentliche NS-Netz verbunden ist [Zul20b]. Bei Energy Sharing innerhalb desselben Gebäudes liegt eine physische EC vor [Zul20b]. Beinhaltet das Kollektiv mehrere Häuser, wird virtuell Energy Sharing durchgeführt [Zul20b]. Für beide Ausgestaltungen der EC gilt das gleiche Anreizkonzept, nur die Höhe der ausgezahlten Prämie auf gemeinsam verbrauchte Energie fällt unterschiedlich hoch aus.

Technisch ist die EC auf Wohnblock-Ebene auf das NS-Netz limitiert, so dass alle beteiligten Haushalte an dieselbe NS-MS-ONS angeschlossen sein müssen. [Gia21], [Bir21]. Die installierte Leistung der PV-Anlagen darf 200 kW_p pro Anlage nicht überschreiten, wodurch in Summe größere PV-Leistungen als 200 kW_p innerhalb der EC realisiert werden können [Eur20], [Fri20].

Eine Besonderheit ist der verpflichtende Repräsentant der EC. Dieser schließt einen Vertrag mit den staatlichen Institutionen und erhält die Prämien, um diese innerhalb der EC aufzuteilen [Zul20a]. Der Repräsentant, der die EC nach außen vertritt und die vertragliche Bindung mit den Behörden eingeht, wird in einem eigenständigen Prozess bestimmt. Ferner unterliegt die Aufteilung der Prämie privatrechtlichen Verträgen, die innerhalb der EC geschlossen werden [Zul20a].

2.2.3 Spanien

Der Eigenverbrauch von PV-Strom wurde Endkunden in Spanien bis 2018 durch fehlende Rechtsvorschriften und Festlegung wirtschaftlich nachteiliger Bedingungen auf eigenerzeugte Energie erschwert. Mit Umsetzung der CEP -Richtlinien in nationales Recht kam es zu einer Kehrtwende, so dass die spanische Regulierung in der Literatur als Vorreiter für Eigenverbrauch und Energy Sharing genannt wird [Fri20]. Das spanische Konzept für Energy Sharing basiert – ähnlich dem griechischen Konzept – auf einer Ausweitung des Konzepts für den Eigenverbrauch. [Lóp20], [Gal21]

Stromtarife und Strompreis

In Spanien sind in fast allen Haushalten Smart-Meter installiert [Ban20]. Endkunden haben die Wahl zwischen einem dynamischen Tarif mit stündlicher Preisdifferenzierung (PVPC) oder einem nach Zeiträumen abhängigen Tarif. PVPC ist ein staatlich regulierter Stromtarif, bei dem der Strompreis auf Basis des stündlichen Day-Ahead-Marktpreises ermittelt wird. Zusätzlich werden Netzentgelte und eine staatlich-fixierte Marge auf den Preis erhoben. Für den nach Zeiträumen abhängigen Tarif wird der Tag in drei Zeiträume aufgeteilt. Abhängig von diesem und je nach Wochentag werden unterschiedliche Strompreise in Rechnung gestellt. [Rom16], [Gal21]

Die Tabelle A.3 im Anhang A schlüsselt die Zusammensetzung des Strompreises quantitativ auf und gibt eine Erklärung der jeweiligen Posten. Der Referenzverbrauch von elektrischer Energie hierfür liegt bei 3920 kWh/Haushalt, womit sich der durchschnittliche Strompreis für den Endkunden zu 0,3501 €/kWh für 2019 ergibt [Ene22], [EUR22].

Vergütung PV-Strom aus Kleinanlagen

Das Konzept von Energy Sharing basiert in Spanien ebenfalls auf den für den Eigenverbrauch geschaffenen gesetzlichen Grundlagen. Das Gesetz RD 900/2015 regelte erstmalig die genehmigungsrechtlichen, technischen und wirtschaftlichen Voraussetzungen der Stromerzeugung mit Eigenverbrauch in Spanien. Es wurde eine „Sonnensteuer“ eingeführt, die für Eigenverbraucher anfiel. Auf jede erzeugte Energieeinheit musste eine Abgabe zwischen 0,05 €/kWh und 0,07 €/kWh. [Deu19], [Gal21], [Lóp20]

Mit Einführung des CEP müssen alle EU-Mitgliedsstaaten gewährleisten, dass Renewable Self-Consumer ihre erzeugte Energie ohne diskriminierende Umstände verkaufen können [Eur18]. Dieser Umstand trug dazu bei, dass die Sonnensteuer im RD15/2018 aufgehoben und das Vergütungsschema Simplified Compensation für

überschüssige Energie eingeführt wurde [Bir21]. Simplified Compensation ist ein Net-Billing-Schema, bei dem eine Saldierung von Einspeisevergütung und des Zahlungsbetrages für Strom auf der Stromrechnung erfolgt [Ban20]. Die Höhe der Einspeisevergütung hängt von dem gewählten Stromtarif des Eigentümers ab.

Bei einem PVPC-Vertrag wird die Vergütung anhand eines Durchschnittspreises der Day-Ahead-Marktpreise ermittelt [Lóp20], [Gal21]. Diese Vergütung lag im Jahr 2019 bei 0,0572 €/kWh [Gal21]. Endkunden, die einen statischen Tarif haben, bekommen eine feste Einspeisevergütung vom dem jeweiligen EVU, bei dem sie ihren Vertrag haben [Fri20], [Gal21]. Die eigenerzeugte Energie ist, unabhängig der Verwendung, von Abgaben und Steuern befreit [Ban20], [Lóp20]. Einzig der Differenzbetrag zwischen saldierten Kosten der Stromversorgung mit der Vergütung für Überschüsse unterliegt der spanischen Mehrwertsteuer [Deu19]. Die gesamte Vergütung ist in Höhe des Rechnungsbetrags gedeckelt. Ein Endkunde erhält somit nie eine Auszahlung, sondern maximal eine neutrale, ausgeglichene Rechnung. [Deu19], [Gal21], [Jag19]

Energy Sharing – Steuer- und Abgabenbefreiung

Zusätzlich zur Simplified Compensation ermöglicht das Gesetz RD 15/2018 die Durchführung von CSC. Im Jahr 2019 wurde das Gesetz RD 244/2019 erlassen, in dem Voraussetzungen für die Durchführung von CSC vorgegeben sind [Fri20], [Gal21], [Bir21]. Eine EC wird in der spanischen Gesetzgebung nicht explizit eingeführt, es ist lediglich CSC in einer Nachbarschaftsgemeinschaft möglich, ohne dass diese näher spezifiziert ist [Inê20].

Die spanische Gesetzgebung unterscheidet Formen von CSC je nach Verwendung der überschüssigen Energie [Ban20], [Lóp20]. Eine Form von CSC lässt sich nur innerhalb eines privaten Netzes realisieren, wie es in einem Mehrfamilienhaus gegeben ist. Alle Teilnehmer befinden sich hinter einem gemeinsamen Netzanschlusspunkt und sind durch an internes Netz direkt mit der PV-Anlage verbunden. Dabei muss technisch gewährleistet werden, dass kein Überschuss entsteht. Die Produktion der PV-Anlage wird abgeregelt, sobald die erzeugte Energiemenge die Höhe des kollektiven Verbrauchs übersteigt. Es wird dabei keine Energie in das öffentliche Netz eingespeist [Ban20], [Roc21].

Alternativ kann Energy Sharing über das öffentliche Netz mit Überschüssen durchgeführt werden. Dabei muss zwischen den jeweiligen Endkunden und der Erzeugungsanlage mindestens eine der folgenden Bedingungen erfüllt sein:

- Endkunde und Erzeugungsanlage verbindet ein internes Stromnetz,
- Endkunde und Erzeugungsanlage befinden sich im NS-Netz und sind mit der gleichen Ortsnetzstation (ONS) verbunden,
- Endkunde und Erzeugungsanlage befinden sich im NS-Netz und haben eine orthogonale Distanz von weniger als 500m zueinander,
- Endkunden und Erzeugungsanlage befinden sich je an Orten, die in den ersten 14 Stellen der Cadastral-Nummer⁴ übereinstimmen.

[Ban20], [Fri20], [Lóp20]

Diese Bedingungen legen die Grundlage für die gemeinschaftliche Allokation einer PV-Anlage, womit sich erzeugte Energie zwischen Endkunden aufteilen lässt. In diesem Fall kann sich überschüssige Energie, die nicht im Kollektiv verbraucht wurde, ergeben. Für die Vergütung des Überschusses sieht der spanische Gesetzgeber zwei Möglichkeiten vor.

Zum einen kann – analog zum Eigenverbrauchsfall – das Vergütungsschema Simplified Compensation für jeden Endkunden einzeln angewendet werden. Das EVU des jeweiligen Endkunden reduziert die Stromrechnung um die Vergütung, die zwischen EVU und dem Endkunden für überschüssige Energie vereinbart wurde. Die maximale Vergütung ist in Höhe der Stromrechnung gedeckelt, so dass der Endkunde keine Auszahlung erhalten kann [Deu19], [Lóp20]. Andererseits kann das Kollektiv den gesamten Überschuss direkt zu Großhandelspreisen verkaufen. Dabei fällt pro verkaufter Energieeinheit eine Gebühr für den Zugang zum Markt in Höhe von 0,0005 €/kWh an. Auf den aus dem Verkauf erzielten Umsatz fällt in Spanien regulär eine Erzeugungssteuer in Höhe von 7 % auf den erzielten Umsatz an, von dem das Kollektiv aber befreit ist [Lóp20], [Roc21].

Es wird auf die innerhalb der Endkunden geteilte Energie keine Steuern oder Abgaben erhoben. Ferner wird trotz Energy Sharing über das öffentliche Netz kein Netzentgelt für diese Energie erhoben, weder auf Erzeuger- noch auf Abnehmerseite [Lóp20], [Deu21]. Diese Befreiung von Netzentgelten gilt aber nur temporär für aktuelle Pilotprojekte; eine Aufhebung dieser Befreiung wird in nachfolgenden Regulierungen erwartet

⁴ Die Cadastral-Nummer ist vergleichbar mit der Postleitzahl und Adresse in Deutschland. Diese Nummer ist eine 20-stellige Zahl und wird eindeutig zu jeweils einer Immobile zugeordnet.

[Roc21]. Die Anlagengröße der PV-Anlage ist dabei auf je 100 kW_p begrenzt [Ban20], [Lóp20].

Diese Energy Sharing-Konzept wird in Abbildung 2.9 schematisch dargestellt. Durch die grauen Pfeile wird indiziert, dass auf die geteilte Energie keine Kosten anfallen.

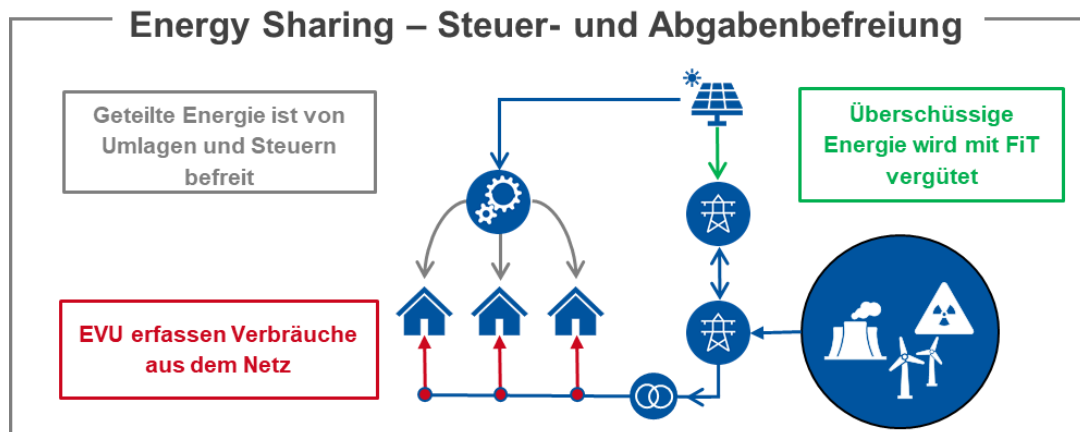


Abbildung 2.9 Energy Sharing mittels Steuer- und Abgabenbefreiung

Allgemein gilt, dass die Endkunden innerhalb des Kollektivs auch bei unterschiedlichen EVU unter Vertrag stehen können [Ban20]. Weiter setzt der spanische Gesetzgeber auf Eigenverantwortung bei der Ausgestaltung der Verträge innerhalb des Kollektivs. Die Endkunden innerhalb des Kollektivs unterzeichnen ein Abkommen, in dem die Anteile der PV-Anlage untereinander vergeben werden. Diese Anteile sind gleichbleibende Koeffizienten, ergeben in Summe eins und sind für ein Jahr feststehend. Das Abkommen wird dem Verteilnetzbetreiber übermittelt, damit die Energiemengen getrennt nach Eigenverbrauch und Residualverbrauch erfasst werden. Die gemessenen Daten werden an das EVU übermittelt, das im nächsten Schritt die Stromrechnung unter Berücksichtigung der Simplified Compensation erstellt. [Ban20], [Roc21]

Eine Besonderheit in der spanischen Gesetzgebung stellt der Fall dar, wenn die PV-Anlage nicht dem Kollektiv, sondern einer Einzelperson gehört. Es ergibt sich die Möglichkeit, dass zwischen dem Eigentümer der PV-Anlage und dem Kollektiv ein gemeinsamer Vertrag über die Nutzung abgeschlossen wird. Aber auch individuelle Verträge zwischen Eigentümer und den einzelnen Endkunden aus dem Kollektiv sind möglich. In diesem Vertrag kann der Eigentümer einen festen Handelspreis auf die innerhalb des Kollektivs eigenverbrauchte Energie festlegen. [Jag19], [Roc21]

2.3 Vergleich der Konzepte für Energy Sharing

Zum Abschluss der Analyse werden die vorgestellten Konzepte in diesem Unterkapitel miteinander verglichen. Mit diesem Vergleich wird einerseits ein komprimierter Gesamtüberblick über die existierenden Konzepte von Energy Sharing gegeben. Andererseits werden die wesentlichen Unterschiede zwischen den Konzepten aufgezeigt.

Gesetzliche Rahmenbedingungen

Wie zum Ende des Abschnitts 2.1.2 erwähnt, bieten die Richtlinien des CEP auf nationaler Ebene einen Spielraum für Interpretationen. Alle drei vorgestellten Länder werden zwar den Mindestanforderungen aus den Richtlinien gerecht, es existieren aber Unterschiede in der Vollständigkeit der Umsetzung. Die untenstehende Tabelle 2.1 fasst diese Unterschiede in der Gesetzgebung zusammen.

Tabelle 2.1 Vergleich der Umsetzung des CEP in nationaler Gesetzgebung

	Umsetzung von CSC in nationaler Gesetzgebung	Explizite Nennung von		
		EC	REC	CEC
GR	✓	✓ „Energiegenossenschaft“	✗	✗
IT	✓	✗	✓	✗
SP	✓	○ „CSC in Nachbarschaftsgemeinden“	✗	✗

Während in alle Länder Collective Self-Consumption zwischen Endkunden erlaubt ist, gibt es jeweils nur vage Umsetzungen der EC in den nationalen Gesetzen. Lediglich in Italien wurde die REC gemäß der Richtlinie REDII eingeführt. In Griechenland wurde das Konzept einer Energiegenossenschaft eingeführt, was ebenfalls den Vorgaben des CEP genügt. In Spanien werden die Vorgaben durch Legalisierung von CSC in einer Nachbarschaftsgemeinschaft erfüllt, ohne dass diese genauer definiert ist.

Technische Umsetzung von Energy Sharing

Bei dieser technischen Betrachtung von Energy Sharing wird auf die in Abschnitt 2.1.2 und 2.1.3 eingeführten Merkmale Bezug genommen. Energy Sharing kann entweder virtuell oder physisch erfolgen. Das ist abhängig davon, ob der jeweilige Endkunde und Erzeugungsanlage durch ein internes Stromnetz verbunden sind. Ferner wurden die

Konzepte Net-Metering, Net-Billing und Self-Consumption in Bezug auf Energy Sharing erläutert. In der Analyse wurde gezeigt, dass länderspezifisch Netzentgelte, Steuern und Abgaben auf die geteilte Energie erhoben wird. Ein weiterer zentraler Unterscheidungsfaktor ist die Vergütung für die überschüssige Energie, die nicht durch Energy Sharing verbraucht wird. Tabelle 2.2 bildet diese Unterschiede in der technischen Umsetzung ab. Die Kreisdiagramme in der mittleren Spalte geben an, welcher Anteil von Stromkosten jeweils auf die geteilte Energie anfällt.

Tabelle 2.2 Unterschiede in der technischen Umsetzung von Energy Sharing

	Merkmale	Netzentgelte	Steuern & Abgaben	Prämie	Verwendung Überschuss
GR	virtuell Net-Metering			×	Überschuss kompensiert späteren Verbrauch
IT	virtuell + physisch Self-Consumption			✓	Vergütung mit FiT/FiP
SP	virtuell + physisch Net-Billing			×	Verkauf am Markt oder an EVU

In den betrachteten Ländern wird Energy Sharing hauptsächlich virtuell durchgeführt. Spanien und Italien erlauben Energy Sharing innerhalb des gleichen Gebäudes, wodurch zusätzlich die Möglichkeit für physisches Energy Sharing besteht. In Griechenland reduziert Energy Sharing unmittelbar den in der Stromrechnung abgerechneten Verbrauch. Auch eventuelle Überschüsse werden hierfür einbezogen. Dieses Konzept wurde als Net-Metering vorgestellt. Auch in Spanien führt Energy Sharing unmittelbar zu einer Reduktion der Stromrechnung. Im Kontrast zum Net-Metering wird beim Net-Billing, das in Spanien Anwendung findet, nicht nur der abgerechnete Verbrauch saldiert, sondern zusätzlich die Stromkosten mit den Erträgen aus Einspeisung verrechnet. In Italien ergibt sich für den Endkunden erst durch die Auszahlung der Prämie und der Rückzahlung von Netzentgelten eine reduzierte Belastung in den Ausgaben für Strom. Für die Unterschiede in Netzentgelten, Steuern und Abgaben sei an dieser Stelle nochmals auf Anhang A verwiesen, in dem diese Posten im Zusammenhang mit Energy Sharing quantifiziert sind.

Restriktionen in der Umsetzung von Energy Sharing

Abgeschlossen wird der Vergleich mit einem Überblick über die Restriktionen, denen Energy Sharing im jeweiligen Land unterliegt. Dabei ist einerseits die geografische Reichweite, innerhalb der Energy Sharing durchgeführt werden kann, begrenzt. Zum

anderen ist auch jeweils die Größe der PV-Anlage gesetzlich limitiert. Diese Beschränkungen werden in der nachfolgenden Tabelle 2.3 aufgeführt.

Tabelle 2.3 Beschränkungen in der Umsetzung von Energy Sharing

	Geografische Beschränkungen	Limitierung PV-Größe
GR	Anlage und Verbraucher im gleichen NS- oder MS-Netz	$20kW_p: \sum P_{Anschluss} \leq 40kVA$ $0,5 * \sum P_{Anschluss}: 40kVA < \sum P_{Anschluss} \leq 2MVA$
IT	Anschluss an gleiche MS-NS-ONS	200 kW _p
SP	Anlage und Verbraucher im gleichen NS-Netz (über ONS oder 500m orthogonale Distanz)	100 kW _p

Aus dieser Tabelle lässt sich erkennen, dass Energy Sharing hauptsächlich auf das Niederspannungsnetz reduziert ist. Einzig das Konzept in Griechenland erlaubt eine Partizipation der Endkunden an PV-Anlagen, die an das Mittelspannungsnetz angeschlossen sind. Mit den geografischen Beschränkungen wird stets eine räumliche Nähe zwischen Endkunden und Erzeugungsanlage gewährleistet. Diese Vorgabe stammt aus den Richtlinien des CEP. Die Limitierung der PV-Größe verhindert die kommerzielle Nutzung von Energy Sharing. Lediglich kleinere PV-Anlage werden beim Energy Sharing einbezogen, die Einbeziehung von großen Solar-Parks wird mit den Größenrestriktionen ausgeschlossen.

3 Modellierung

Dieses Kapitel befasst sich mit der Parametrierung eines bestehenden Modells zur Darstellung und Simulation eines lokalen Energieverbundes; sodass die in Kapitel 2.2 vorgestellten Konzepte simuliert werden können.

In Unterkapitel 3.1 wird das Bestandsmodell vorgestellt; anschließend wird auf Basis dessen in 3.2 das Vorgehen beschrieben. Dafür wird in Abschnitt 3.2.1 zuerst die vorgenommene Parametrierung zur Umsetzung der Energy Sharing-Konzepte erläutert. In Unterkapitel 3.2.2 wird abschließend auf die Berechnung der Auswertungsgrößen eingegangen.

3.1 Bestandsmodell

Beim bestehenden Modell handelt es sich um ein lineares Programm. Das Modell dient zur Simulation einer lokal organisierten Energieversorgung. Durch Veränderung des Inputs können verschiedene Untersuchungsszenarien abgebildet werden. In Abbildung 3.1 ist der konzeptionelle Aufbau des genutzten Modells als Input-Output-Modell dargestellt.

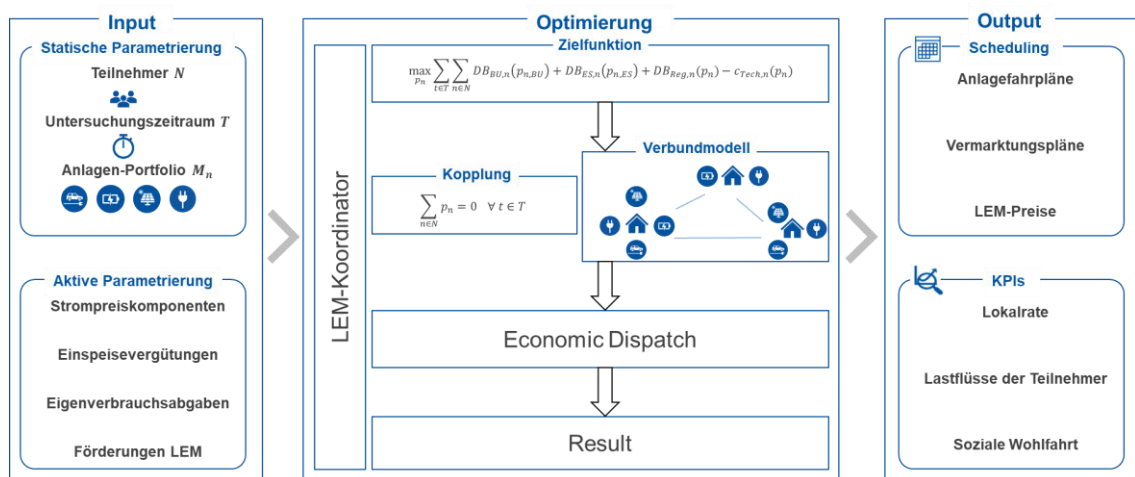


Abbildung 3.1 Übersicht der Input-Output-Struktur des Bestandsmodells

Der Input lässt sich in eine statische und eine aktive Parametrierung auftrennen. Die statische Parametrierung umfasst die technologischen Eingangsdaten der Simulation. Diese sind die Teilnehmeranzahl N , Angaben zu den ihnen zugeordneten Anlagen

$M_n \forall n \in N$, inklusive der Zeitreihen für Erzeugung und Verbrauch, und Informationen zum betrachteten Zeitraum T .

Die Ausstattung der Teilnehmer kann sowohl Möglichkeiten der Energieerzeugung und des -verbrauchs als auch Vermarktungsoptionen, mittels derer Energie ge- und verkauft werden kann, enthalten. Der Betrachtungszeitraum kann beliebig gewählt werden, wobei die Granularität der Zeitschritte ebenfalls einstellbar ist. Somit kann ein Tag beispielsweise in 15-minütigen Zeitschritten simuliert werden. Die Vermarktungsoptionen umfassen einerseits einen direkten Handel und Energieaustausch zwischen den Teilnehmern an einem lokalen Energiemarkt (LEM). Über diesen wird Energy Sharing zwischen den Teilnehmern realisiert. Alternativ können Bedarfe oder Überschüsse durch Ein- und Verkauf an eine Backup-Instanz (BU) ausgeglichen werden. Diese BU stellt EVUs dar, mit denen die Teilnehmer ihre Stromtarife abgeschlossen haben.

Unter Anlagen werden im Modell Erzeugungs- und Verbrauchsmöglichkeiten erfasst. Hinter jeder Anlage M_n sind individuelle Verbrauchs- und Erzeugungszeitreihen sowie technische Kenndaten, wie installierte Leistung, Wirkungsgrad oder CO₂-Emissionen, hinterlegt. Eine Anlage kann beispielsweise eine PV-Anlage, Elektroauto oder Batterie sein. Aber auch die Grundlast der Teilnehmer wird als Anlage M_n erfasst. Die Teilnehmer innerhalb dieses Modells werden jeweils als „Smart Home“ (SH) bezeichnet, welche die Vermarktung ihrer Anlagen mittels LEM optimieren.

Neben dem technischen Input ist zusätzlich eine aktive Parametrierung erforderlich. Dabei werden dem Modell Daten übergeben, die den regulatorischen Rahmen festlegen. Dazu gehört die Zusammensetzung des Strompreises, wie in Kapitel 2.2.1 und Anhang A, beschrieben. Die Preiskomponenten für Steuern, Abgaben und Netzentgelte sind exogen vorgegeben, lediglich der Energiepreis wird für jedes SH individuell im BU-Einkauf definiert. Damit werden individuelle Energieverträge von Teilnehmern realitätsnah im Modell abgebildet. Analog wird die spezifische Einspeisevergütung für jede Erzeugungsanlage im BU-Verkauf einzeln festgelegt.

Zuletzt bedarf es der Auswahl eines Fördermechanismus auf dem LEM, um eine ökonomische Motivation für den Austausch von Energie zwischen den Teilnehmern zu schaffen. Diese Förderung kann auf direkte, indirekte oder kombinierte Art und Weise erfolgen. Mit einer staatlichen Subvention für LEM-Handel liegt eine direkte Förderung vor. Die Subvention saldiert einen Teil des zwischen Erzeuger und Verbraucher bestimmten Handelspreises. Für den Abnehmer vergünstigt sich somit wird der Preis, da nun ein Teil durch die Subvention getragen wird. Für Verkäufer bleibt der erhaltene

Betrag unverändert. Bei der indirekten Förderung werden hingegen die zu bezahlenden Steuern, Entgelte und Umlagen auf die innerhalb des LEM ausgetauschten Energieeinheiten reduziert. Diese Kostenreduzierung wirkt sich positiv auf den Abnehmer aus, da dieser solche Kosten trägt und nicht der Erzeuger. Auch eine Kombination der beiden Fördermöglichkeiten kann durch den Input eingestellt werden.

Im Simulationsmodell wird eine Deckungsbeitragsmaximierung über $\forall n \in N$ Teilnehmer und $\forall m \in M_n$ ihnen zugeordneten Anlagen über $\forall t \in T$ Zeitschritte hinweg durchgeführt. Die Entscheidungsvariable ist p_n und repräsentiert die Anlagen- und Vermarktungsleistung des jeweiligen Teilnehmers.

Der Deckungsbeitrag teilt sich in die Bereiche für die Vermarktungsoption *BU*, Energy Sharing auf dem LEM *ES* sowie von der regulatorischen Seite *Reg* auf. Von den Deckungsbeiträgen werden Kosten c_{Tech} subtrahiert, die für den Technologieeinsatz für die Teilnehmer anfallen. Somit ergibt sich die Zielfunktion als

$$\max_{p_n} \sum_{t \in T} \sum_{n \in N} DB_{BU,n}(p_{n,BU}) + DB_{ES,n}(p_{n,ES}) + DB_{Reg,n}(p_{n,Reg}) - c_{Tech,n}(p_n) \quad (3.1)$$

Dabei muss in jedem Zeitschritt $t \in T$ gewährleistet sein, dass keine Energie im System verloren geht oder unberücksichtigt bleibt. Diese marktkoppelnde Bedingung umfasst sowohl den Handel mit der BU als auch mit dem LEM und lässt sich wie folgt ausdrücken:

$$\sum_{Anlagen} [(Erzeugung - Verbrauch) + (Einkauf - Verkauf)] = 0 \quad \forall t \in T \quad (3.2)$$

Insbesondere gilt auf dem LEM für Energy Sharing die Nebenbedingung

$$\sum_{n \in N} p_{n,ES} = 0 \quad \forall t \in T \quad (3.3)$$

Das Optimierungsproblem wird unter der Annahme eines zentralen Koordinators gelöst. Der zentrale Koordinator ist eine übergreifende Instanz, die alle Teilnehmer zu einem Verbundmodell zusammenfasst. Die Kopplung zwischen den Teilnehmern erfolgt mittels der Marktnebenbedingung (3.3). Es werden alle Informationen zusammengetragen und Informationsasymmetrien zwischen den Akteuren vernachlässigt. Der Koordinator ermittelt aus den Verbrauchs- und Erzeugungsdaten sowie der Kosten für Vermarktung die volkswirtschaftlich optimale mit dem maximalen Gesamtdeckungsbeitrag. Hierbei wird eine faire Verteilung im Modell berücksichtigt. Wird von verschiedenen Teilnehmern die gleiche Menge mit gleichen Preisen nachgefragt, dann wird die

Angebotsmenge fraktioniert und den nachfragenden Teilnehmern gleiche Marktanteile zugewiesen.

Der zentrale Koordinator führt im Modell einen Economic Dispatch durch. Dabei werden die Angebots- und Nachfragefunktionen der Teilnehmer aggregiert. Diese beiden Kurven schneiden sich in dem Market Clearing Punkt, welcher das Volumen der gehandelten Energie und den zugehörigen Market Clearing Price angibt. Die gesamte Energie auf dem LEM wird zu diesem Preis gehandelt. Auf dem LEM ergibt sich somit endogen ein Handelspreis auf die dort ausgetauschte Energie. Dieser Vorgang ist in Abbildung 3.2 dargestellt.

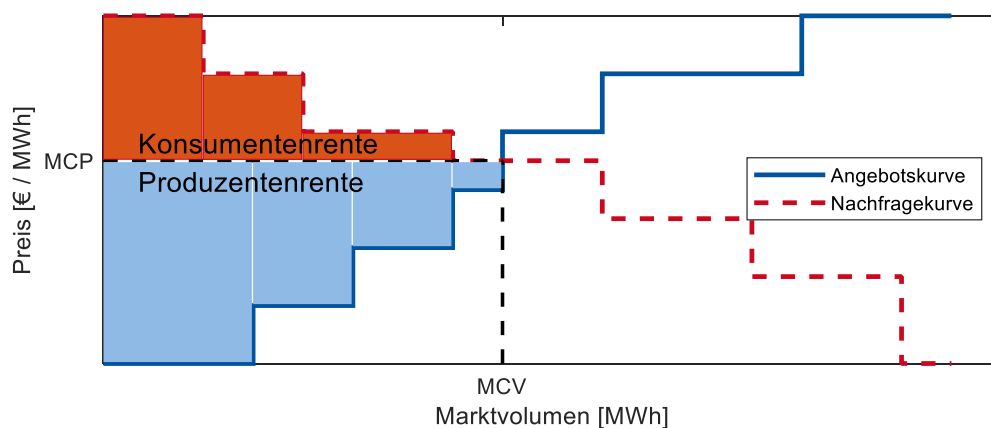


Abbildung 3.2 Funktionsweise Economic Dispatch nach [Kon17] und [Sch19]

Durch den zentralen Koordinator werden Einsatzfahrpläne der verfügbaren Anlagen, Zuweisung von LEM-Handelspartnern und Mengenangaben, die über die BU-Instanz bezogen oder verkauft werden, ermittelt. Der Handelspreis auf dem LEM wird aus der Dualvariable der koppelnden Nebenbedingung (3.3) bestimmen. Eine Dualvariable gibt die Änderung des Zielfunktionwertes bei Verschärfung der Nebenbedingung um eine marginale Einheit an. In diesem Modell entspricht der dualen Preise nach dem Economic Dispatch den Grenzkosten des preissetzenden Teilnehmers.

Die Dualvariable wird auch Schattenpreis genannt. Der Schattenpreis spiegelt die Opportunitätskosten der entgangenen sozialen Wohlfahrt wider. Verbal bedeutet der Schattenpreis, um wie viele Einheiten der Handelspreis auf dem LEM verändert wird, wenn die Nachfrage in diesem Zeitschritt um eine Einheit erhöht wird. Analog lässt sich der Schattenpreis auf die Erzeugung projizieren. Für näherer Erläuterungen von Dualität im Zusammenhang mit diesem Modell sei hierbei auf [Sch19] und [Cra21] verwiesen.

Im Modell werden nicht nur Lastflüsse zwischen Teilnehmern und Vermarktungsoptionen erfasst, sondern auch die Lastflüsse zwischen den Technologien. In der Abbildung 3.3 sind diese Lastflüsse exemplarisch für zwei SHs aufgezeigt, wobei dem ersten Teilnehmer eine PV-Anlage, E-Auto, Batterie und Grundlast zugeordnet ist, dem zweiten Teilnehmer nur eine PV-Anlage und Grundlast.

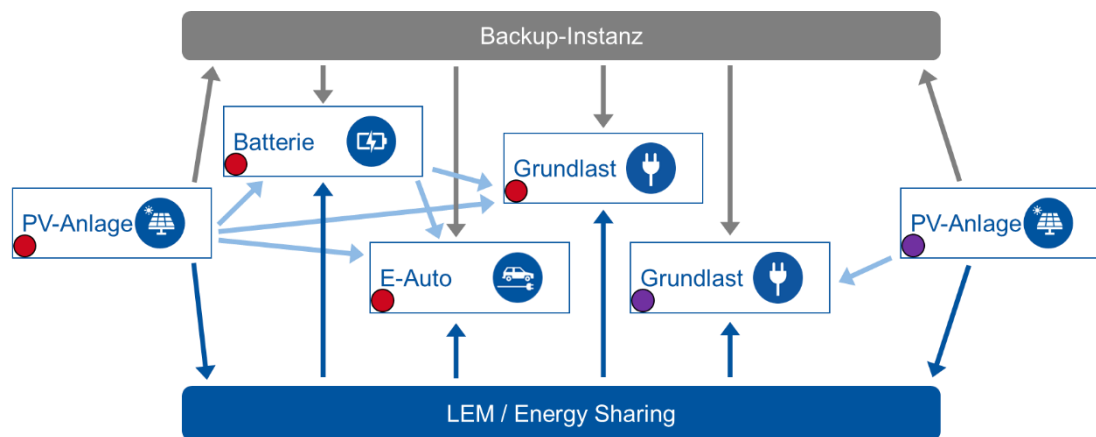


Abbildung 3.3 Resultierende Lastflüsse zwischen zwei exemplarischen SHs im Modell

Es ergibt sich die Möglichkeit diese Lastflüsse zu bepreisen. Für die Umsetzung der regulatorischen Rahmen und der Bepreisung von Energy Sharing wird jeweils der Lastfluss vom LEM bepreist, so dass die Abnehmer mit den anfallenden Kosten belastet werden. Ferner existiert die Möglichkeit den Lastfluss von einer Technologie zu anderen zu bepreisen. Diese Bepreisung wird benötigt, um Abgaben auf Eigenverbrauch zu berücksichtigen. Die Lastflüsse von und zur BU werden anhand geltender Tarife oder Einspeisevergütungen bepreist.

Der Output der Simulation lässt sich in zwei Gruppen von Daten auftrennen. In der ersten Gruppe von Daten sind Informationen über das im Modell optimierte Scheduling enthalten. Diese Informationen beinhalten die optimalen Anlagenfahrpläne, die Vermarktungspläne und die LEM-Preise. Andererseits liefert das Modell Key Performance Indicators (KPIs), was Kennzahlen zur Bewertung des Untersuchungsszenarios sind. Die KPIs umfassen die nachfolgend in 3.2.2 vorgestellte Lokalkrate, Daten über die erzielte soziale Wohlfahrt und Informationen über die Lastflüsse der Teilnehmer. Aus diesen Daten wird Rückschluss auf die Auswertungsgrößen und den Energieaustausch zwischen den Teilnehmern gezogen.

3.2 Vorgehen

Der nachfolgende Abschnitt 3.2.1 liefert einen Überblick über die vorgenommenen Parametrierungen des Modells, um länderspezifisch die Konzepte von Energy Sharing darzustellen. In 3.2.2 wird abschließend auf die für die Untersuchung benötigten Auswertungsgrößen eingegangen und deren Berechnung erläutert.

3.2.1 Modellierung der Energy Sharing Konzepte

Die vorgestellten Konzepte für Energy Sharing unterscheiden sich insbesondere in der Ausgestaltung der Fördermechanismen. Um dieses mit Hilfe des bestehenden Simulationsmodells abzubilden, wird jeweils der regulatorische Rahmen des Modells unterschiedlich parametrisiert. Damit die Vergleichbarkeit gewährleistet ist, wird derselbe statische Input für alle Untersuchungsszenarien verwendet.

3.2.1.1 Länder

Die Umsetzung der Energy Sharing Konzepte im Modell wird in aufsteigender Komplexität vorgestellt. Die Komplexität orientiert sich hierbei an dem Umfang der vorgenommenen Anpassungen. In allen drei Fällen wird der Ver- und Einkauf an der Backup-Instanz so parametrisiert, dass die zugrunde liegenden Strompreise und Preiskomponenten des jeweiligen Landes berücksichtigt sind. Im nachfolgenden Schritt wird der regulatorische Rahmen für Energy Sharing auf den LEM im Modell übertragen. Zudem wird für Griechenland das Bestandsmodell erweitert, damit eine korrekte Bepreisung der Lastflüsse gegeben ist.

Spanien

Das spanische Konzept für Energy Sharing zeichnet sich durch eine indirekte Förderung für Energy Sharing aus. Es sieht die komplette Befreiung von Steuern, Abgaben und Umlagen auf geteilte Energie vor. Dieser regulatorische Rahmen lässt sich direkt auf das Modell übertragen. Allen Teilnehmern wird die Möglichkeit gegeben Energy Sharing über einen gemeinsamen LEM zu betreiben. Die Benutzung des LEMs unterliegt dabei keinen Steuern, Abgaben und Umlagen.

Den Backup-Instanzen werden jeweils auf Spanien angepasste Parameter übergeben. Für den Verkauf entspricht dieser Parameter einem festen FiT, den der Erzeuger erhal-

ten kann. Dieser FiT beträgt 0,0572 €/kWh und ist an der in 2.2.3 vorgestellten Einspeisevergütung von 2019 orientiert. Den Teilnehmern wird ein individueller, statischer Energiepreis für den Einkauf an der BU gegeben. Dieser ist an den Daten von EUROSTAT orientiert und beträgt zwischen 0,3348 €/kWh und 0,3707 €/kWh. Abgesehen von der Steuer-, Abgaben und Entgeltbefreiung kommen in Spanien keine weiteren Förderungen für Energy Sharing zum Tragen, sodass keine weiteren Anpassungen notwendig sind – weder auf regulatorischer Seite noch auf technologischer Seite des Inputs.

Italien

Für die Umsetzung des italienischen Konzepts werden im Modell mehr Anpassungen als im vorherig vorgestellten Fall vorgenommen. In Italien wird Energy Sharing durch die Prämienzahlung direkt und mit der Netzentgeltreduktion indirekt gefördert.

Die Parametrierung des LEMs wird in zwei Schritten umgesetzt. Im ersten Schritt wird der LEM mit den Strompreisen, die auch an der BU anfallen, in voller Höhe parametrierung. Auf geteilte Energie wird in Italien der Strompreis des EVU erhoben. Diese initiale Parametrierung wird im zweiten Schritt um die Förderung für Energy Sharing angepasst. Einerseits wird ein Teil der Netzentgelte rückerstattet, was einer indirekten Förderung auf dem LEM entspricht. Andererseits ist die Prämie auf geteilte Energie eine direkte Förderung auf dem LEM. Die initiale Förderung wird mit den dem Energiepreis der Stromkosten verrechnet. Die Umsetzung der Parametrierung ist in dem Schaubild aus der Abbildung 3.4 zu erkennen.

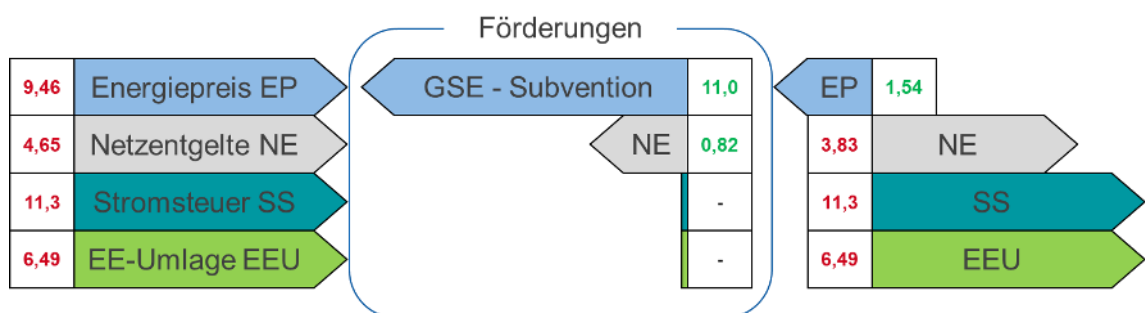


Abbildung 3.4 Schaubild – Umsetzung der italienischen Parametrierung auf dem LEM

Das Modell unterscheidet sich hier von der Realität. Aus Praktikabilitätsgründen werden die Prämien direkt auf dem LEM verrechnet, da ansonsten für die SH kein ökonomischer Anreiz für die Nutzung des LEM gegeben ist.

Erzeuger haben die Möglichkeit alternativ Überschüsse am Markt vergüten zu lassen, was durch einen individuellen FiT an der BU mit einem Wert von 0,0398 €/kWh modelliert wird. Verbraucher beziehen Energie an der BU zu einem individuellen, zeitunabhängigen Strompreis, der zwischen 0,3071 €/kWh und 0,3400 €/kWh liegt. Allen SH wird die Möglichkeit für Energy Sharing über einen gemeinsamen LEM gewährt, sonstige Anpassungen auf technologischer Seite werden nicht vorgenommen.

Griechenland

Bei der Modellierung von Energy Sharing in Griechenland muss neben der Anpassung des regulatorischen Rahmens der technologische Input des Modells modifiziert werden. Da in Griechenland durch das Konzept des Virtual Net-Meterings per Definition kein Überschuss entsteht, sondern virtuell gespeichert wird, wird allen Teilnehmern ein virtueller Speicher zugeordnet. Dieser virtuelle Speicher entspricht im Modell einer idealen Batterie. Die Batterie zeichnet sich durch eine unbegrenzte Kapazität und ideales Auf- und Entladeverhalten ohne Verluste aus. Technisch unterliegt diese Batterie keiner Einschränkungen, so dass beispielsweise eine minimaler oder maximaler State of Charge der Batterie gegeben sein muss. Jedem SH wird eine solche Batterie zugeordnet.

In Griechenland fällt unabhängig von der Verwendung der eigenerzeugten Energie die Abgabe auf eigenerzeugte Energie (siehe Anhang A für Erklärung) an. Um dieses im Bestandsmodell zu erfassen, wurde im Modell die Bepreisung der Lastflüsse erweitert. Mittels dieser Erweiterung wird der Lastfluss eines Teilnehmers ab dem Zeitpunkt der Erzeugung direkt bepreist, beispielsweise wenn Energie aus einer PV-Anlage direkt eigenverbraucht oder in einer virtuellen Batterie eingespeichert wird. Wird Energie an andere Teilnehmer geteilt, wird der Lastfluss von LEM zur Batterie oder Grundlast des abnehmenden Teilnehmers bepreist.

Im Modell entsteht durch die Hinzunahme der Batterie eine zeitliche Indifferenz, zu welchen Zeitpunkten Energie in die Batterie eingespeichert und wann verbraucht wird. Direkter Verbrauch und Batterieladung sind im Modell gleichberechtigt, sodass es vorkommen kann, dass die Batterie geladen wird, obwohl der Verbrauch noch nicht gedeckt ist. Diese zeitliche Indifferenz wird mittels einer marginalen Preisanpassung aufgelöst. Der Lastfluss zu der Batterie wird 0,000001ct/kWh teurer als der direkte Verbrauch eingepreist, sodass geteilte Energie erst verbraucht wird, bevor eine Einspeicherung stattfindet.

Abgesehen von der Abgabe sieht die griechische Regulierung eine Befreiung von Netzentgelten, Steuern und Umlagen für Energy Sharing vor. Der LEM wird mit dieser Befreiung – analog dem Vorgehen im spanischen Konzept – parametrisiert.

Der BU werden jeweils auf Griechenland angepasste Parameter übergeben. Für den Verkauf entspricht dieser Parameter einem festen FiT in Höhe von 0,073 €/kWh. Ferner wird den SHs ein individueller Energiepreis für den-Einkauf an der BU gegeben, der an den Daten von EUROSTAT orientiert ist und zwischen 0,1893 €/kWh und 0,2095 €/kWh beträgt. Weitere Anpassungen werden für die Umsetzung des griechischen Konzepts nicht vorgenommen.

Die vorgenommene aktive Parametrierung der Simulation zur Darstellung der Energy Sharing-Konzepte kann der Tabelle 3.1 entnommen werden.

Tabelle 3.1 Aktive Parametrierung der Simulation

		SP	IT	GR
BU	Einkauf [ct/kWh]	33,48 – 37,07	30,71 – 34,00	18,93 – 20,95
	Verkauf [ct/kWh]	5,72	3,98	7,3
LEM	Netzent./Stromst./EE-Umlagen [ct/kWh]	- /- /-	3,828 /11,33 /6,49	- /- /-
	Förderungen [ct/kWh]	-	-9,46 + 11 = 1,54	-
Bepreisung Lastfluss	PV/LEM → Grundlast [ct/kWh]	-	-	0,849999
	PV/LEM → Batterie	-	-	0,85

3.2.1.2 Untersuchungsfälle

Für Energy Sharing ergeben sich aus den vorgestellten Konzepten zwei Besitz-Modalitäten. Einerseits kann durch ein Kollektiv an einer bereits bestehenden PV-Anlage eines Individuums partizipiert werden. Dieser Besitzer führt Eigenverbrauch mit seiner erzeugten Energie durch, Überschüsse werden mit dem Kollektiv geteilt. Dieser Fall wird nachfolgend als individueller Fall bezeichnet. Der individuelle Fall zielt auf Energy Sharing bei bereits bestehenden Anlagen ab. Im Kontrast zu diesem Fall ist auch der kollektive Fall denkbar. Bei diesem besitzen alle Teilnehmer die gleichen Anteile an der

PV-Anlage und niemand wird bei der Verteilung der Erzeugung priorisiert. In der Realität entspricht dieser Fall, dass ein Kollektiv gemeinschaftlich in eine PV-Anlage investiert und an dieser teilhat. In der untenstehenden Abbildung 3.5 ist dieser Unterschied schematisch aufgezeigt. Beide Fälle werden für die länderspezifische Parametrierung untersucht.



Abbildung 3.5 Schaubild – Unterschied der Untersuchungsfälle

3.2.2 Auswertungsgrößen

Zur Untersuchung der Konzepte und um somit des Potentials von Energy Sharing in unterschiedlichen Regulierungsrahmen zu bewerten, werden die KPIs des Outputs betrachtet. Diese Evaluation erfolgt dreigeteilt. In einem ersten Schritt wird mittels Lokalrate und Menge der lokal geteilten Energie die Partizipation des Endkunden quantifiziert. In der nachfolgenden Auswertung wird der ökonomische Mehrwert des LEMs quantifiziert, wobei hier der Endkunde auf Veränderungen in der Stromrechnung untersucht wird. Abschließend wird die Umverteilung durch Energy Sharing quantifiziert. Dabei dienen die erzielte soziale Wohlfahrt sowie Einbußen bei Steuern und Umlagen als Auswertungsgröße.

Quantifizierung der Partizipation des Endkunden

Der Endkunde bezieht im klassischen Fall seine Energie vollständig von einem EVU. Besitzt der Endkunde zusätzlich eine PV-Anlage, besteht die Möglichkeit, dass er ein Teil seines Verbrauches durch Eigenproduktion deckt und Überschüsse in das Netz einspeist. Mit Energy Sharing ist es auch für Endkunden ohne PV-Anlage möglich den Strombezug vom EVU zu reduzieren. Eine wesentliche Motivation des CEP war die aktivere Einbindung von Endkunden in den Strommarkt. Diese Einbindung kann mittels der auf dem LEM gehandelten Energiemenge quantifiziert werden. Die gehandelte Energiemenge wird nachfolgend als Marktvolumen bezeichnet und in [kWh/a] angegeben. Ferner ist die Lokalrate LKR ein Indikator für die Stärke der Einbindung des Endkunden. Die Lokalrate LKR wird aus dem Quotienten zwischen Summe der aggregierten lokal

gehandelten Energie E_{ES} und dem aggregierten Eigenverbrauch der Teilnehmer E_{EV} mit dem über alle Teilnehmer aggregierten Verbrauch gebildet. Analog wird die Lokalrate für die Erzeugung gebildet:

$$LKR_{ver} = \frac{E_{ES} + E_{EV}}{\sum_{n \in N} E_{ver,n}} ; LKR_{erz} = \frac{E_{ES} + E_{EV}}{\sum_{n \in N} E_{erz,n}} \quad (3.4)$$

Die Lokalrate gibt somit den Anteil an der Erzeugung respektive dem Verbrauch an, der durch Energy Sharing oder Eigenverbrauch gedeckt wird. Das Pendant zu der Lokalrate ($1 - LKR$) ist der Anteil an der gesamten Energie, die an der BU beziehungsweise gekauft wird.

Quantifizierung des ökonomischen Mehrwerts von Energy Sharing

Aus den Förderungen für Energy Sharing ergeben sich für den Endkunden potenzielle Veränderungen auf der Stromrechnung. Diese Veränderungen lassen sich durch einen Delta-Vergleich der Stromrechnung quantifizieren. Damit eine Vergleichbarkeit zwischen den Ländern trotz unterschiedlicher Strompreise gegeben ist, wird hier die relative Einsparung des jeweiligen Endkunden betrachtet. Die relative Einsparung Δk_n auf der Stromrechnung des Teilnehmers $n \in N$ wird mit der Formel (3.5) berechnet.

$$\Delta k_n = \frac{K_{alt,n} - K_{neu,n}}{K_{alt,n}} \quad n \in N \quad (3.5)$$

In diesem Fall repräsentiert die Variable $K_{alt,n}$ die Höhe der Stromrechnung des Endkunden, ohne dass dabei die Möglichkeit für Energy Sharing gegeben ist. Die Variable $K_{neu,n}$ ist hingegen der Betrag auf der Stromrechnung bei Durchführung von Energy Sharing.

In diesem Kontext muss auch die ökonomische Veränderung der Haushalte mit PV-Anlagen betrachtet werden. Statt überschüssigen Strom mit einer Einspeisevergütung in das Netz zu speisen, wird dieser nun mit anderen Endkunden geteilt ohne dass eine Vergütung für den Besitzer vorgesehen ist. Lediglich in Spanien ermöglicht die Gesetzgebung, dass der Besitzer der PV-Anlage einen Handelspreis auf geteilte Energie festlegen kann. Dieser Handelspreis ergibt sich aus dem Modell als Dualvariable, wie schon in Kapitel 3.1 erklärt. Für die Bewertung des Potentials von Energy Sharing ist auch der Aspekt der Umsatzänderung relevant und wird in den Untersuchungen quantifiziert.

Quantifizierung von Umverteilungseffekte

Durch Energy Sharing kommt es zu einer Umverteilung von Kapital innerhalb des Energiemarktes. In diesem Zusammenhang wird quantifiziert, wie sich Energy Sharing auf die am Energiemarkt beteiligten Stakeholder auswirkt. Neben dem Endkunden ist insbesondere der Staat durch Wegfall von Steuern und Umlagen sowie durch die Bereitstellung von Subventionen involviert. Der Endkunde reduziert mit Energy Sharing die Bezugsmenge vom EVU, was bei diesem in Umsatzeinbußen resultiert. Auch werden bei den vorgestellten Fördermechanismen weniger Netzentgelte für die Netzbetreiber als im Fall ohne Energy Sharing eingesammelt.

Diese Untersuchung ist nicht Bestandteil der zentralen Auswertung der Exemplarischen Ergebnisse in 4.3, sondern im Anhang C zu finden. Die Untersuchung ist lediglich als präliminäres Beispiel für weitere Analysen zu verstehen. Eine detaillierte Untersuchung der Umverteilungseffekte bedarf einer größeren und umfassenderen Analyse, was im Rahmen dieser Arbeit nicht möglich ist. Energy Sharing wird in dieser Arbeit aus der Perspektive der Endkunden analysiert, die Analyse der Umverteilung erfordert einen anderen Fokus auf Netzbetreibern, Staat und EVUs.

Untenstehende Tabelle 3.2 liefert eine abschließende Übersicht über die Auswertungsgrößen, die bei der Bewertung des Potentials von Energy Sharing betrachtet werden.

Tabelle 3.2 Auswertungsgrößen für die Bewertung des Potentials von Energy Sharing

Auswertungskriterium	KPIs
Quantifizierung der Partizipation des Endkunden	- Marktvolumen der geteilten Energie [kWh] - Lokalrate von erzeugter und verbrauchter Energie [%]
Quantifizierung des ökonomischen Mehrwerts von Energy Sharing	relative Änderung der Stromrechnung und Einnahmen des Endkunden [%]
Quantifizierung der Umverteilungseffekte	Höhe der Einbußen und notwendigen Fördersummen [€/a]

4 Exemplarische Ergebnisse

In diesem Kapitel werden die vorgenommenen Modellparametrierungen validiert und das Untersuchungsobjekt sowie die resultierenden Auswertungsergebnisse vorgestellt. Dazu wird zunächst in Unterkapitel 4.1 die Durchführung von Energy Sharing in den drei Regulierungsrahmen mittels eines übersichtlichen Basisfalls validiert und die Simulationsergebnisse erläutert. Nach der Prüfung der Parametrierung wird das Untersuchungsobjekt in 4.2 vorgestellt und entsprechend der regulatorischen Rahmen parametrisiert. Die abschließende Untersuchung der Energy Sharing Konzepte erfolgt in 4.3 anhand der in 3.2.2 vorgestellten Auswertungsgrößen, die auf ein exemplarisches Untersuchungsszenario angewandt werden.

4.1 Validierung

Für die Validierung der vorgenommenen Parametrierungen werden Untersuchungsfälle mit je zwei Teilnehmern betrachtet, die in vier Zeitschritten Energy Sharing miteinander betreiben. Zuerst werden die Teilnehmer mit den ihnen zugehörigen Anlagen vorgestellt, was von einer Beschreibung und Plausibilitätskontrolle der Simulations- und Auswertungsergebnisse gefolgt ist. Dabei wird jede Umsetzung des regulatorischen Rahmens zwei Mal betrachtet – zum einen für den Fall, dass die vorhandene PV-Anlage einem Haushalt direkt zugeordnet ist; im anderen Fall für den kollektiven Besitz der PV-Anlage durch beide Haushalte.

Beide Haushalte verfügen über dieselbe Grundlast in Höhe von 1 kW für jeden Zeitschritt. Die PV-Anlage liefert eine zeitliche proportional abnehmende Erzeugung, die von anfangs 3 kWh auf 0 kWh im letzten Zeitschritt zurückgeht. Der Anlagenfahrplan des gesamten Systems ist der Abbildung 4.1 zu entnehmen. Dabei sind auf der x-Achse die Zeitschritte abgetragen, die für dieses Beispiel je einer Stunde entsprechen. Auf der y-Achse wird die Leistung in kW dargestellt.

Der aggregierte Verbrauch der Teilnehmer, der in diesem Fall der gesamten Grundlast entspricht, ist negativ in dem Diagramm erfasst. Erzeugung aus der PV-Anlage ist als positive Leistung in dem Diagramm dargestellt. Differenz aus Erzeugung und Verbrauch ergibt die Residuallast.

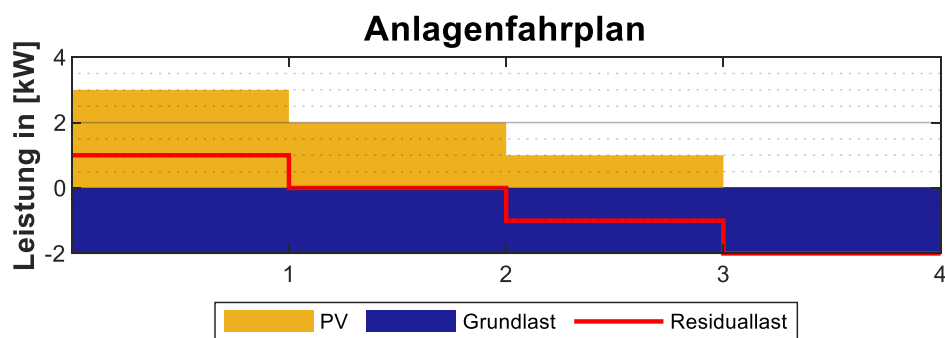


Abbildung 4.1 Aggregierte Erzeugungs- und Lastkurven der zwei Teilnehmer

Im ersten Zeitschritt ist ein Überschuss aus der PV-Anlage vorhanden, während im zweiten Zeitschritt Verbrauch und Erzeugung ausgeglichen ist. Im dritten und vierten Zeitschritt liegt eine Unterdeckung für das System vor. Aus diesen vier Fällen lässt sich erkennen, ob Energy Sharing dem Ver- und Einkauf an der BU-Instanz vorgezogen wird und wie der direkte Eigenverbrauch in dem Modell berücksichtigt wird.

Beide Teilnehmer partizipieren an einem gemeinsamen LEM, über den Energy Sharing durchgeführt wird. Zusätzlich haben die Teilnehmer einen unbegrenzten Zugang zur BU mit der Möglichkeit Erzeugungsüberschüsse und Energiedefizite auszugleichen. Die Bepreisungsstruktur von LEM und BU wird nach Tabelle 3.1 parametrisiert.

Individueller Fall

Für die Validierung des individuellen Falls wird die PV-Anlage dem Teilnehmer 1 zugeordnet. Es wird erwartet, dass der Eigenverbrauch dieses Teilnehmers vom Modell priorisiert wird, bevor Überschüsse an andere Teilnehmer oder die BU vermarktet werden.

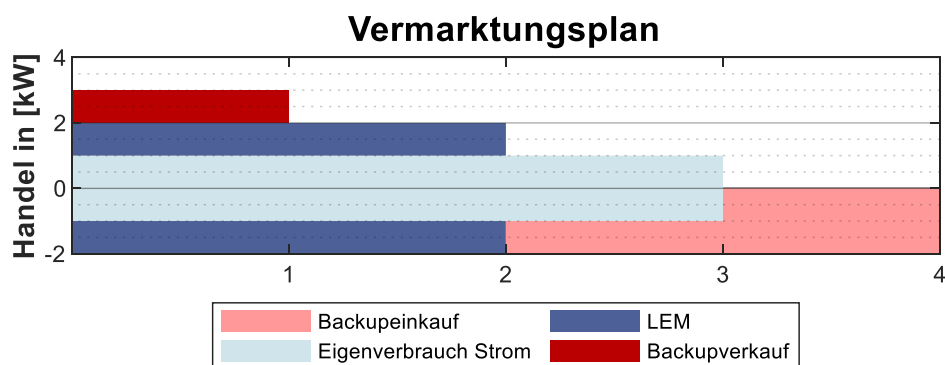


Abbildung 4.2 Vermarktungsplan individueller Fall – Spanien & Italien

Aus der Simulation ergibt sich für das spanische sowie das italienische Konzept derselbe Vermarktungsplan für den individuellen Fall. Dieser Vermarktungsplan ist in der obenstehenden Abbildung 4.2 zu erkennen. Die x-Achse des Vermarktungsplans gibt

– analog zum Anlagenfahrplan – die Zeitschritte in Stunden wieder. Auf der y-Achse ist bei dieser Abbildung der Handel in kW abgetragen.

Aus der Abbildung wird die ökonomische Rangfolge der Vermarktungsoptionen ersichtlich, die durch die regulatorischen Rahmen im Modell resultieren. Aus einem Vergleich vom ersten zum zweiten Zeitschritt lässt sich erkennen, dass der BU-Verkauf erst genutzt wird, wenn die gesamten Bedarfe aller Teilnehmer gedeckt sind. Im dritten Zeitschritt steht den Teilnehmern 1 kWh aus der PV-Anlage zur Verfügung. Diese wird vollständig für den Eigenverbrauch von Teilnehmer 1 verwendet. Hier zeigt sich, dass im Modell der Eigenverbrauch anderen Vermarktungsoptionen vorgezogen wird. Im vierten Zeitschritt wird keine Energie erzeugt, weswegen beide Teilnehmer zur Deckung ihres Bedarfs auf den BU-Einkauf zurückgreifen. Aus diesem Vermarktungsplan folgt, dass Energy Sharing im Modell so lange vorgezogen wird, bis alle Bedarfe der Teilnehmer gedeckt sind.

Der Vermarktungsplan ändert sich bei Anwendung der griechischen Parametrierung. In Abbildung 4.3 lässt sich erkennen, dass kein Energy Sharing zwischen den beiden Teilnehmern durchgeführt wird.

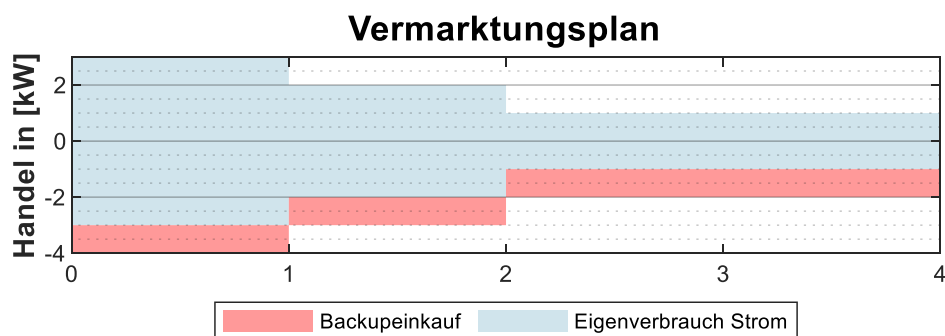


Abbildung 4.3 Vermarktungsplan individueller Fall – Griechenland

Der Teilnehmer 2 bezieht seinen Verbrauch ausschließlich von der BU-Instanz. Überschüssige Energie wird von Teilnehmer 1 weder an den BU verkauft noch mit Teilnehmer 2 geteilt. Der Überschuss wird vollständig in der virtuellen Batterie eingespeichert und in einem späteren Zeitschritt bei Unterdeckung abgerufen. Dieses lässt sich aus der Höhe des Eigenverbrauchs interpretieren. Im ersten Zeitschritt liegt ein Eigenverbrauch in Höhe von 3 kWh vor, dem eine Grundlast in Höhe von je 1 kW pro Teilnehmer und Zeiteinheit gegenübersteht. Daraus folgt, dass 2 kWh in der Batterie des Teilnehmers 1 eingespeichert werden. Diese Energie wird im letzten Zeitschritt abgerufen, in der Eigenverbrauch stattfindet, obwohl die PV-Anlage keine Erzeugung liefert. Nach

dem vierten Zeitschritt befindet sich 1 kWh in der Batterie, welche in einem späteren Zeitschritt bei Unterdeckung abgerufen wird.

Dieses Ergebnis lässt sich auf die Modalitäten des griechischen Konzepts zurückführen. Bei Besitz der PV-Anlage durch einen einzelnen Haushalt wird zuerst Energie eigenverbraucht. Durch Anwendung von Virtual Net-Metering werden Überschüsse per Definition virtuell gespeichert. Da die Einspeicherung von Überschüssen in der Höhe unbegrenzt ist, können keine Überschüsse mit anderen Haushalten geteilt werden. Dementsprechend lässt das Konzept Virtual Net-Metering nur für den kollektiven Fall Energy Sharing zu. Das wird in den exemplarischen Ergebnissen aufgegriffen.

Kollektiver Fall

Im kollektiven Fall besitzen die beiden Teilnehmer die gleichen Anteile an der PV-Anlage. Es erfolgt nun keine Priorisierung von Eigenverbrauch innerhalb des Modells, sondern die Erzeugung wird fair unter den Teilnehmern aufgeteilt. Dementsprechend wird in diesem Fall – im Kontrast zum individuellen Fall – die gesamte Erzeugung geteilt und nicht nur der Überschuss.

Für die Validierung dieser Parametrierung wurden die gleichen Zeitreihen für Verbrauch und Erzeugung zu Grunde gelegt, sodass sich der initiale Anlagefahrplan aus Abbildung 4.1 nicht ändert. Im Modell erfolgt diese Umsetzung mittels eines „Dummy“-Teilnehmer, dem die PV-Anlage und eine Grundlast von 0 kW für jeden Zeitschritt zugeordnet ist. Über einen gemeinsamen LEM wird Energy Sharing zwischen den Teilnehmern ermöglicht.

Für den kollektiven Fall wird erwartet, dass die PV-Erzeugung gleichmäßig unter den Teilnehmern aufgeteilt wird und keine Priorisierung eines Teilnehmers vorgenommen wird. Für die spanische und italienische Parametrierung bedeutet das, dass im ersten und zweiten Zeitschritt je 1 kWh von der PV-Anlage bezogen wird. Für den dritten Zeitschritt wird erwartet, dass beide Teilnehmer je 0,5 kWh aus der PV-Anlage erhalten, da die 1 kWh Erzeugung fair aufgeteilt wird. Ferner wird für die griechische Parametrierung eine faire Aufteilung der Überschüsse, die in der Batterie gespeichert werden, erwartet. Die Validierung der Parametrierung erfolgt mittels der Balkendiagramme in Abbildung 4.4.

In dieser Abbildung ist eine Kombination aus Anlagen- und Vermarktungsplan der drei Teilnehmer zu sehen. Auf der y-Achse ist jeweils die Leistung in kW in Abhängigkeit der stündlichen Zeitschritte und Teilnehmer abgetragen. Es werden die Energieflüsse

zwischen den Teilnehmern und zusätzlich von und zur BU ersichtlich. Die Abbildung 4.4 zeigt auf der linken Seite das Resultat für die spanische und italienische Parametrierung, die rechte Seite gibt die Ergebnisse für die griechische Parametrierung wieder.

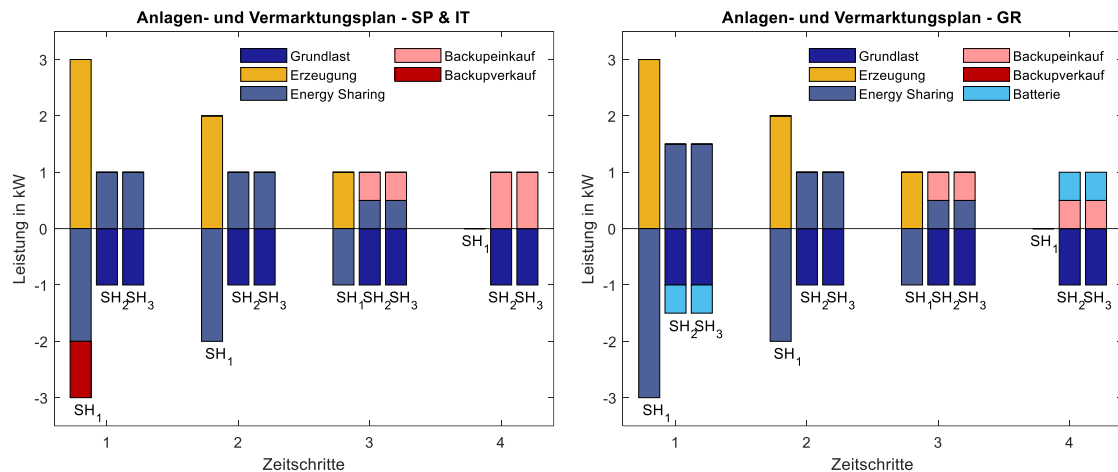


Abbildung 4.4 Anlagen- und Vermarktungsplan im kollektiven Fall. Links Spanien & Italien
Rechts: Griechenland

Vergleicht man diese beiden Abbildungen miteinander, lassen sich die zentralen Aspekte der jeweiligen Konzepte wiederfinden. Im ersten Zeitschritt besteht ein Überschuss von 1 kWh im System. Dieser Überschuss wird in Spanien und Italien bei Anwendung von Energy Sharing nicht abgenommen, da die Bedarfe bereits vollständig gedeckt sind. In Griechenland wird dieser Überschuss virtuell eingespeichert. Das geschieht im Modell mittels der idealen Batterie. Auf diesen eingespeicherten Überschuss wird in Zeitschritt 4 bei Unterdeckung zurückgegriffen, was man in der rechten Grafik anhand der Batterie-Aktivität erkennt. Aus dem Fall in Zeitschritt 3, der in allen Konzepten analog behandelt wird, lässt sich die faire Verteilung im Modell erkennen. Der Bedarf beider Teilnehmer kann nicht vollständig durch die Erzeugung der PV-Anlage gedeckt werden. Deswegen werden gleiche Marktanteile mit je 0,5 kWh aus der PV-Anlage zugewiesen. Die restliche Energie wird aus dem BU bezogen. Aus der rechten Grafik lässt sich ferner in Zeitschritt 3 und 4 die Indifferenz des Modells bei gleichwertigen Lösungen erkennen. Die Batterie könnte ebenfalls in 3 entladen werden und der Verbrauch des Zeitschritts 4 vollständig über den BU gedeckt werden. Beide Lösungen sind gleichwertig, da keine Strafkosten für eine längere Einspeicherung von Energie anfallen. Strafkosten entsprechen einer nicht-ideal Batterie, die sich über die Zeit selbstentlädt.

Ökonomische Validierung der Umsetzungen

Für die abschließende Validierung der jeweiligen Parametrierungen werden die gesamten im Verbund angefallenen Kosten betrachtet. Anhand dieser Betrachtung lässt sich validieren, dass Förderungen sowie Strompreise korrekt im Modell berücksichtigt werden. Die Abbildung 4.5 gibt einen Überblick über die Einnahmen und Kosten, getrennt nach Zeitschritt und Land. Die linke Seite der Abbildung stellt den individuellen Fall dar; rechts der kollektive Fall.

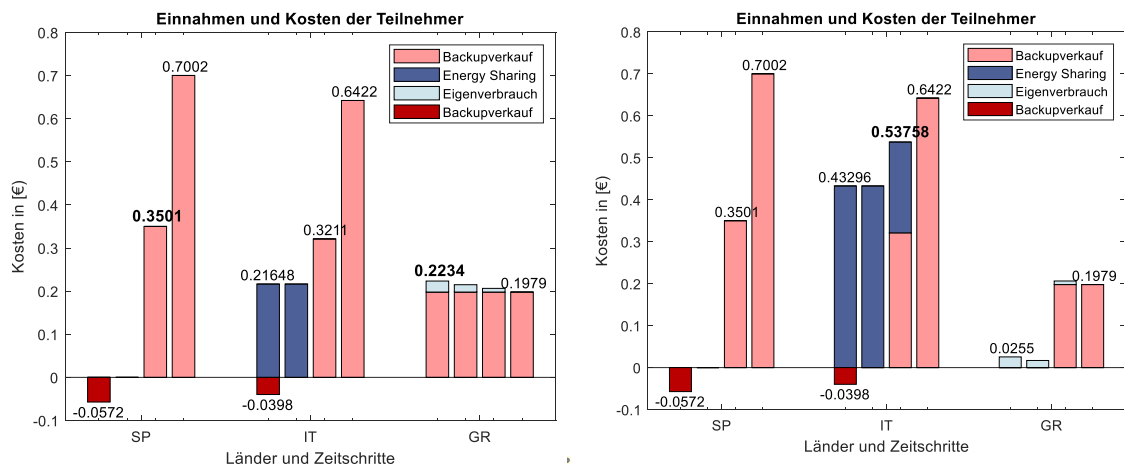


Abbildung 4.5 Vergleich der Stromkosten der SH für individuellen und kollektiven Fall.
Links: individueller Fall. Rechts: kollektiver Fall

Aus der Abbildung wird insbesondere eine unterschiedliche Kostenverteilung zwischen dem individuellen und kollektiven Fall ersichtlich. Diese Umverteilung wird in der Auswertung des Untersuchungsszenarios aufgegriffen. Ferner sind einige Balken mit den zugehörigen Werten für das bessere Verständnis annotiert.

Die Formel für die gesamten Stromkosten der SH setzt sich aus

$$Kosten(t) = \sum_{n \in N} c_{BU,n} \cdot p_{n,BU}(t) + c_{ES,n} \cdot p_{n,ES}(t) + c_{Reg,n} \cdot p_{n,Reg}(t) \quad (4.1)$$

zusammen. Dabei ist $c_{BU,n}$ der Strompreis, den Teilnehmer $n \in N$ an der BU zahlt, $c_{ES,n}$ die für Energy Sharing anfallenden Kosten des Teilnehmers $n \in N$ und $c_{Reg,n}$ regulatorische Kosten für eigenerzeugte Energie.

In der nachfolgenden Tabelle ist diese Berechnung für die drei fett markierten Punkte in der Abbildung exemplarisch durchgeführt. Bei dieser Berechnung werden explizit nur die Kosten berücksichtigt; für Italien wird die Förderung in Höhe von 0,0154/kWh für Energy Sharing nicht mit den Kosten saldiert.

Tabelle 4.1 Exemplarische Stromkostenberechnung der SH

Gruppe	$c_{BU} \cdot p_{BU}$	$c_{ES} \cdot p_{ES}$	$c_{Reg} \cdot p_{Reg}^*$	$\sum_{n \in N} c \cdot p$
1 SP/ind.	$0,3501 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \cdot 1 \text{ kWh} = 0,3501 \text{ €}$	$0,0 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \cdot 0 \text{ kWh} = 0,0 \text{ €}$	$0,0 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \cdot 1 \text{ kWh} = 0 \text{ €}$	0,3501 €
2 GR/ind.	$0,1979 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \cdot 1 \text{ kWh} = 0,1979 \text{ €}$	$0,0 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \cdot 0 \text{ kWh} = 0 \text{ €}$	$0,0085 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \cdot 3 \text{ kWh} = 0,0255 \text{ €}$	0,2234 €
3 IT/kol.	$0,3211 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \cdot 1 \text{ kWh} = 0,3211 \text{ €}$	$0,2165 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \cdot 1 \text{ kWh} = 0,2165 \text{ €}$	$0,0 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \cdot 1 \text{ kWh} = 0 \text{ €}$	0,5376 €

Anand dieser exemplarischen Zahlen und der Höhe der Balken lässt sich eine gemäß den regulatorischen Rahmen durchgeführte Parametrierung erkennen. Es werden abhängig nach Land unterschiedliche Kosten bei Energy Sharing sowie bei Ein- und Verkauf an der BU berücksichtigt. Auch wird ein Unterschied vom individuellen zum kollektiven Fall ersichtlich. Diese Werte lassen sich mittels der vorgestellten Parametrierung aus Tabelle 3.1, den Zusatzinformationen über den Strompreis aus Anhang A und unter Einbezug des jeweiligen Vermarktungsplans nachvollziehen.

4.2 Untersuchungsobjekt

In den nachfolgenden Untersuchungen werden jeweils dieselben 60 SHs mit gleichbleibender Technologieausstattung verwendet. Die gesamte aggregierte Grundlast aller SH beträgt für den untersuchten Zeitraum 605 MWh/a und die PV-Anlagen liefern eine Erzeugung in Höhe von 130 MWh/a. Zusätzlich sind einige SHs mit Wärmepumpen, Batterien oder Elektroautos ausgestattet, die flexible Lasten darstellen und den aggregierten Verbrauch weiter erhöhen. Eine Übersicht der installierten Technologien findet sich in Tabelle 4.2. Weiterführende Erläuterungen zu dem Untersuchungsobjekt sind in [Zoc21] und [Sch22] zu finden.

Das Untersuchungsobjekt wird für 365 Tage simuliert, wobei die Granularität der Zeitschritte 15-Minuten-Intervallen entspricht. Für jedes Land wurde eine Benchmark-Simulation durchgeführt, bei der kein Energy Sharing zwischen den Teilnehmern möglich ist. Diese Daten stellen die Grundlage für den Delta-Vergleich. Einige zentrale Ergebnisse der Benchmarks sind in Tabelle 4.3 aufgelistet. Aus der Simulation resultieren die gleichen Daten für Verbräuche und Erzeugung; nur die Kosten und Erlöse sind aufgrund unterschiedlicher Strompreise und Einspeisevergütungen länderspezifisch. Der

gesamte Verbrauch umfasst die aggregierte Grundlast und die flexiblen Lasten. In allen Fällen resultiert ein Batterieverbrauch von 5 MWh. Dieser Verbrauch wird als Erzeugung zurückgespeist, wodurch Fehlbetrag von BU-Verkauf, Eigenverbrauch und dem aggregierten Verbrauch in Höhe von 5 MWh resultiert.

Tabelle 4.2 Installierte Leistungen im Untersuchungsobjekt

Kategorie	PV	Batterie	E-Auto	Wärmepumpe
# der Anlagen	18	3	8	5
Inst. Leistung [kW _e]	115,5	43	89	15

Tabelle 4.3 Übersicht der Ergebnisse aus Benchmark

	LKR_{ver} LKR_{erz}	Σ Ver- brauch [MWh] *	Σ Eigenver- brauch [MWh]	Σ BU-Ein- / Verkauf [MWh]	Σ Strom- kosten [10 ³ €]	Σ Erlöse [10 ³ €]
SP				621	211	4,79
IT	8 %	672(-5)	46 (+5)	/	194	3,33
GR	38%			84	119	6,08

4.3 Exemplarische Potential-Untersuchung

Nach der Validierung der vorgenommenen Parametrierung und der Vorstellung des Untersuchungsobjektes werden in diesem Kapitel die vorgenommenen Untersuchungen zum Potential von Energy Sharing in unterschiedlichen Regulierungsrahmen vorgestellt werden. Es wird mit einem Überblick über die Partizipation der Endkunden begonnen. Dabei wird auf die bereits vorgestellte Lokalrate Bezug genommen. Anschließend wird untersucht, welche ökonomischen Auswirkungen Energy Sharing auf die Endkunden hat. Hier werden die relativen Einsparungen auf der Stromrechnung betrachtet. Abgeschlossen werden auftretende Umverteilungen sowie die Höhe der zu bereitstellenden Förderungen untersucht.

4.3.1 Partizipation der Endkunden

In einem ersten Schritt werden die jährlichen Durchschnitte der Lokalraten in Abhängigkeit der jeweiligen Parametrierung betrachtet. Für die Benchmarks aller Länder beträgt die $LKR_{ver} = 8 \%$ und die $LKR_{erz} = 38 \%$. Mit Durchführung von Energy Sharing wird erwartet, dass sich diese Lokalraten jeweils erhöhen, da mehr Energie lokal verbraucht wird. Ein erhöhter lokaler Verbrauch wirkt sich ceteris paribus positiv auf die

LKR_{ver} und LKR_{erz} aus, wie aus der Formel (3.4) ersichtlich ist. Die Auswertungsergebnisse sind in Abbildung 4.6 dargestellt. Dabei werden für jedes Land einerseits der individuelle Fall und andererseits der kollektive Fall dargestellt. Die Balken sind nach den Fällen gruppiert; die Farbe indiziert das jeweilige Land. Auf der linken Seite der Abbildung sind die Ergebnisse der LKR_{ver} zu sehen; rechts die Ergebnisse der LKR_{erz} .

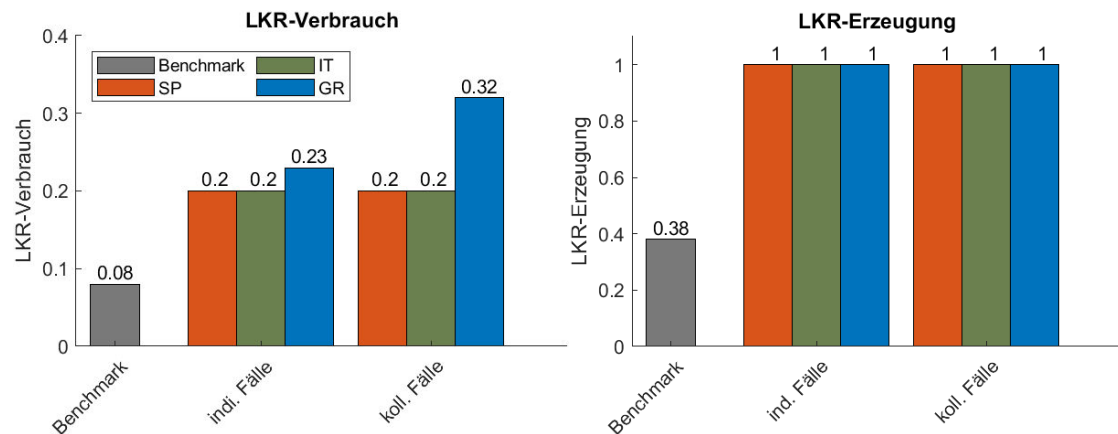


Abbildung 4.6 Resultierende Lokalraten aus den Energy Sharing Konzepten

Aus der Abbildung wird ersichtlich, dass mit Energy Sharing für jede Parametrierung eine erhöhte LKR_{ver} und LKR_{erz} resultiert. Die LKR_{ver} liegt in den untersuchten Fällen zwischen 20 % und 32 %, wobei sich mit griechischer Parametrierung im kollektiven Fall die höchste LKR_{ver} ergibt. Die LKR_{erz} beträgt für alle Länder sowie unabhängig vom betrachteten Fall 100 %.

Aus der LKR_{erz} lässt sich unmittelbar ableiten, dass in allen untersuchten Fällen die gesamte Erzeugung von den Teilnehmern verbraucht wird und Überschüsse nicht an die BU vermarktet werden. Der aggregierte Verbrauch aller Teilnehmer ist in allen Zeitschritten höher als die Erzeugung der PV-Anlagen, wodurch die gesamte Erzeugung lokal verbraucht wird. Somit lässt die LKR_{erz} keinen Vergleich zwischen den Ländern zu; nachfolgend wird die LKR_{ver} fokussiert.

Close-Up – Griechenland

Innerhalb der verglichenen Länder resultiert die höchste LKR_{ver} sowohl im individuellen als auch im kollektiven Fall für die griechische Parametrierung. Im individuellen Fall beträgt die LKR_{ver}^{GR} 23 %; im kollektiven Fall erhöht sich die LKR_{ver}^{GR} auf 32 %. Die erhöhten LKR_{ver} lassen sich auf das Virtual Net-Metering-Konzept in Griechenland zurückführen. Durch die Hinzunahme der idealen, unbegrenzten Batterien erhöht sich der

lokale Verbrauch. Dabei unterscheidet sich dieses Phänomen nach individuellem und kollektivem Fall.

Im individuellen Fall wird kein Energy Sharing zwischen den Teilnehmern durchgeführt. Das hat sich bereits in der Validierung gezeigt und wird im späteren Verlauf dieses Unterkapitels durch die Quantifizierung der geteilten Energie ersichtlich. Anstelle von Energy Sharing wird die überschüssige Energie im individuellen Fall durch das Aufladen der idealen Batterien verbraucht. Die Einspeicherung von Energie wird als lokaler Verbrauch gewertet. Die eingespeicherte Energie wird zu einem späteren Zeitpunkt ausgespeist und dabei als lokale Erzeugung gewertet. Mit dem Verbrauch der Ausspeisung erhöht sich weiter der lokale Verbrauch und somit die LKR_{ver} .

Dieser Effekt ist im kollektiven Fall verstärkt und führt zu einer weiteren Erhöhung der Lokalrate. In diesem Fall sind alle Teilnehmer mit einer idealen Batterie ausgestattet, während im individuellen Fall nur den PV-Besitzern diese Batterie zugeordnet ist. Die Distribution von Batterien führt zu zwei weiteren Effekten.

Zum einen wird der gesamte aggregierte Batterieverbrauch weiter erhöht, was wiederum die LKR_{ver} erhöht. Zum anderen wird in den einzelnen Batterien der Teilnehmer nicht so viel Energie wie im individuellen Fall gespeichert. Das ist auf die faire Verteilung des Modells und die höhere Anzahl von Batterien zurückzuführen. Im individuellen Fall führt die Konzentration von einigen wenigen Batterien dazu, dass nach Ende der Simulation insgesamt noch 26,8 MWh in diesen Batterien eingespeichert ist, was nicht als Erzeugung genutzt wird. Das geschieht im kollektiven Fall nicht und die Batterien aller Teilnehmer sind im letzten Zeitschritt komplett entladen. Damit ergibt sich ein Unterschied in der LKR_{ver} zwischen kollektivem und individuellem Fall.

Ferner findet sich im Anhang B mathematische Erklärung und Beweis, dass zusätzlicher Verbrauch im Nenner und Zähler der LKR_{ver} die LKR_{ver} insgesamt erhöht.

Vergleich der Länder

Für das spanische und italienische Konzept sind die LKR_{ver} jeweils für beide Untersuchungsfällen gleich hoch. Für eine detailliertere Untersuchung wird in der untenstehenden Tabelle 4.4 das Marktvolumen von Energy Sharing nach kollektivem und individuellem Fall quantifiziert. Es ist zu beachten, dass im individuellen Fall der Eigenverbrauch nicht in das Marktvolumen einberechnet wird.

Tabelle 4.4 Absolute geteilte Energie zwischen den SHs

	SP	IT	GR
Individuell [MWh]	97	84	-
Kollektiv [MWh]	130	130	130

Es ist ersichtlich, dass das Marktvolumen von Energy Sharing je nach Parametrierung und Untersuchungsfall variiert. Im individuellen Fall wird mit spanischer Parametrierung die meiste Energie zwischen den Teilnehmern geteilt. Das Marktvolumen für die italienische Parametrierung ist 13 MWh geringer als vorheriges und beträgt 84 MWh. Für die griechische Parametrierung wird im individuellen Fall keine Energie geteilt. Es ergibt sich im kollektiven Untersuchungsfall je ein Marktvolumen von 130 MWh.

Die Ergebnisse für das Marktvolumen im individuellen Fall liefern die Erkenntnis, dass bei Anwendung des griechischen Konzepts kein Energy Sharing durchgeführt wird. Die gesamten Überschüsse aus den PV-Anlagen werden von dem Teilnehmer mit der jeweiligen Anlage in seiner Batterie gespeichert und nicht für Energy Sharing zur Verfügung gestellt. Aus einem Vergleich der Ergebnisse im individuellen Fall wird ersichtlich, dass mit dem spanischen Konzept ein höherer Anreiz für Energy Sharing als mit dem italienischen Konzept geschaffen wird. Aus der LKR_{erz} ist bereits bekannt, dass die gesamte Erzeugung lokal verbraucht wird; entweder durch Energy Sharing oder Eigenverbrauch. Da die Erzeugung in allen untersuchten Fällen gleich hoch ist, liegt bei italienischer Parametrierung ein höherer Eigenverbrauch vor.

Im kollektiven Fall existiert de facto kein Eigenverbrauch, da die PV-Anlagen fair unter den Teilnehmer verteilt sind. Vor Betrachtung des Marktvolumens war bereits aus der LKR_{erz} ersichtlich, dass die gesamte erzeugte Energie lokal verbraucht wird. Da Eigenverbrauch nicht möglich ist, wird die gesamte Erzeugung in Höhe von 130 MWh mit Energy Sharing unter den Teilnehmern aufgeteilt.

Die Untersuchung der Partizipation des Endkunden liefert drei zentrale Erkenntnisse:

1. Energy Sharing führt zu einer höheren Partizipation der Endkunden im Energiemarkt. In jedem Untersuchungsszenario ist die LKR_{ver} und LKR_{erz} im Vergleich zum Ausgangsfall gesteigert worden.
2. Mit griechischer Parametrierung ist Energy Sharing nur im kollektiven Fall möglich.
3. Die spanische Parametrierung liefert den Teilnehmern den größten Anreiz für die Durchführung von Energy Sharing, was in 4.3.2 genauer untersucht wird.

4.3.2 Ökonomischer Mehrwert für Endkunden

Zur Untersuchung des Potentials von Energy Sharing werden ebenfalls die ökonomischen Auswirkungen auf die Endkunden in Abhängigkeit der jeweiligen Parametrierung betrachtet. Hierfür wurde in Formel (3.5) die relative Veränderung der Stromrechnung des Endkunden Δk_n eingeführt. Diese relative Veränderung der Stromrechnung wird für nachfolgend für beide Untersuchungsfälle ausgewertet.

Für die Berechnung von Δk_n wurde die modellendogenen Marktpreise auf dem LEM nicht berücksichtigt. Es gilt die Annahme, dass Energy Sharing ohne Vergütung für die Besitzer der PV-Anlage durchgeführt wird. Ferner wird in der Stromrechnung keine Einspeisevergütungen für überschüssige Energie erfasst; es erfolgt eine reine Betrachtung der Stromkosten. Es wird ein Datenset von 58 Teilnehmern betrachtet. Zwei Teilnehmer sind in dieser Abbildung nicht berücksichtigt und werden im Verlauf dieses Kapitels als Ausnahmefälle gesondert betrachtet. Im individuellen Fall wird die griechische Parametrierung nicht betrachtet, da sich nur für die 18 Teilnehmer mit der PV-Anlage eine positive Veränderung ergibt, die restlichen Teilnehmer behalten den Status Quo bei.

In der Abbildung 4.7 ist die relative Veränderung der Stromrechnung für den Teilnehmer $n \in N$ abgetragen. Ein positives Δk bedeutet eine Einsparung auf der Stromrechnung, während ein negatives Δk eine erhöhte Stromrechnung indiziert.

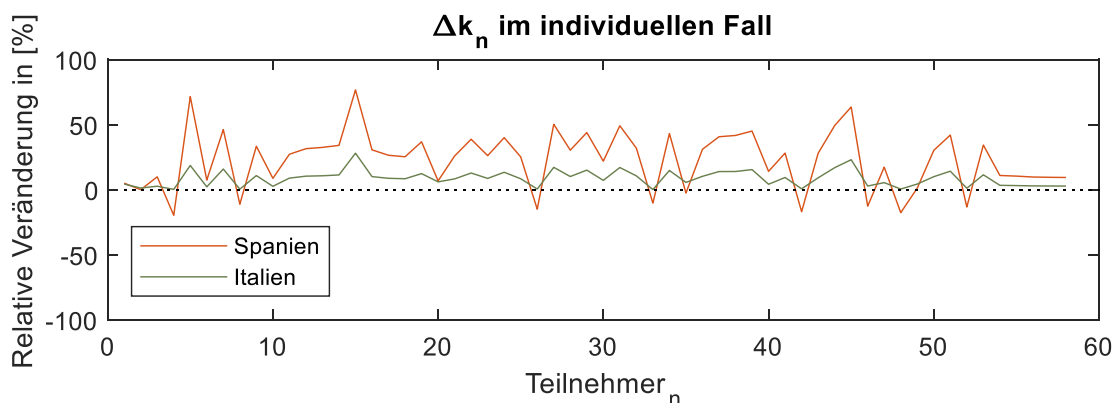


Abbildung 4.7 Δk der SH in Abhängigkeit von der Parametrierung – individueller Fall

Im individuellen Fall lässt sich beobachten, dass die Kurven für die spanische und italienische Parametrierung einen ähnlichen Verlauf beschreiben. Die Peaks in negativer sowie positiver Richtung sind für die spanischen Kurve erkennbar ausgeprägt. Die relative Veränderung beträgt hier zwischen -19 % und +77 %. Die italienische Kurve schneidet die x-Achse nicht, es sind dementsprechend nur positive Änderungen zu erkennen. Insgesamt verläuft diese Kurve flacher als für den spanischen Fall.

4.3.2.1 Deep-Dive: individueller Fall

Bei spanischer und italienischer Parametrierung beschreiben die Kurven im individuellen Fall einen ähnlichen Verlauf. Es ist erkennbar, dass die lokalen Minima und Maxima der beiden Kurven für die gleichen Teilnehmer auftreten. Die Höhe der Minima und Maxima sind abhängig von der Parametrierung. Daraus folgt unmittelbar, dass die Regulierungen unterschiedlich starke Auswirkungen auf die Änderung der Stromrechnung haben. Diese Auswirkungen lassen sich getrennt nach positiver und negativer Veränderung untersuchen.

Positive Δk – Einsparungen auf der Stromrechnung

Die relative Einsparung auf der Stromrechnung Δk ist von zwei Faktoren abhängig: der ursprünglichen Stromrechnung und dem Differenzbetrag. Die ursprüngliche Stromrechnung ist von den Faktoren absoluter Verbrauch und Strompreis abhängig. Erhöht man ceteris paribus den Strompreis oder Verbrauch, verkleinern sich die relativen Einsparungen Δk . Der Differenzbetrag ist von dem Strompreis und der durch Energy Sharing bezogenen Energiemenge abhängig. Hier führt ein erhöhter Verbrauch zu der Möglichkeit potentiell höhere Energiemengen durch Energy Sharing zu beziehen. Das würde den Differenzbetrag erhöhen und ceteris paribus zu einem höheren Δk führen.

Eine Änderung des Strompreises führt im Differenzbetrag zu zwei Effekten. Ein hoher Strompreis führt ceteris paribus zu hohen Differenzbeträgen, da mehr eingespart wird. Das wirkt sich wiederum erhöhend auf Δk aus. Ferner führt ein erhöhter Strompreis ceteris paribus zu höheren bezogenen Energy Sharing-Mengen. Im Modell wird eine Deckungsbeitragsmaximierung über alle Teilnehmer durchgeführt. Durch die Förderungen für Energy Sharing wird der Deckungsbeitrag erhöht. Der höchste Deckungsbeitrag bei Energy Sharing kann für die Teilnehmer mit den höchsten Strompreisen erzielt werden. Deswegen werden diese Teilnehmer im Modell für die Abnahme der Energiemengen priorisiert.

Es lässt sich erkennen, dass sich die Effekte aus Strompreis und Verbrauch gegenläufige auf Δk auswirken. Dadurch lassen sich keine allgemeinen Schlüsse ziehen und eine Einzelbetrachtung der Teilnehmer ist erforderlich. Die Zusammenhänge lassen sich nicht weiter quantifizieren, da für Energy Sharing zusätzlich die zeitlichen Komponenten des Verbrauches elementar ist. Für Energy Sharing muss der Verbrauch mit der Erzeugung synchronisiert sein. Somit kann es auch bei Teilnehmern mit identischen

Verbräuchen und Stromtarifen zu unterschiedlichen durch Energy Sharing abgenommenen Energiemengen kommen. Das ist dann auf zeitlich variierende Lastprofilen zurückzuführen. Um dieses Phänomen aufzuzeigen, wurde eine knappe Sensitivitätsanalyse bei spanischer Parametrierung im individuellen Fall durchgeführt. Diese ist in Anhang C zu finden. Für diese wurde beachtet, dass die Lastprofile annähernd gleich sind.

Aus Betrachtung der Δk in Abbildung 4.7 wird ein Unterschied in der Höhe der relativen Einsparungen je nach Parametrierung ersichtlich. Die Höhe und Verteilung der positiven relativen Einsparungen Δk werden in den nachfolgenden Histogrammen in Abbildung 4.8 dargestellt.

Es wird dabei quantifiziert in welchem Intervall Δk der jeweiligen Teilnehmer liegt. Die Intervalle sind in 10 %-er Schritten bis 50 % aufgetragen, größere Einsparungen werden im Intervall von 50 % bis 100 % erfasst. Für die spanische Parametrierung ergeben sich 49 SH mit einem positiven Δk ; bei der italienischen Parametrierung ist für alle 60 SH Δk positiv. In den Histogrammen sind relative Häufigkeiten, die sich jeweils auf die einsparende Grundgesamtheit beziehen, auf der y-Achse abgetragen.

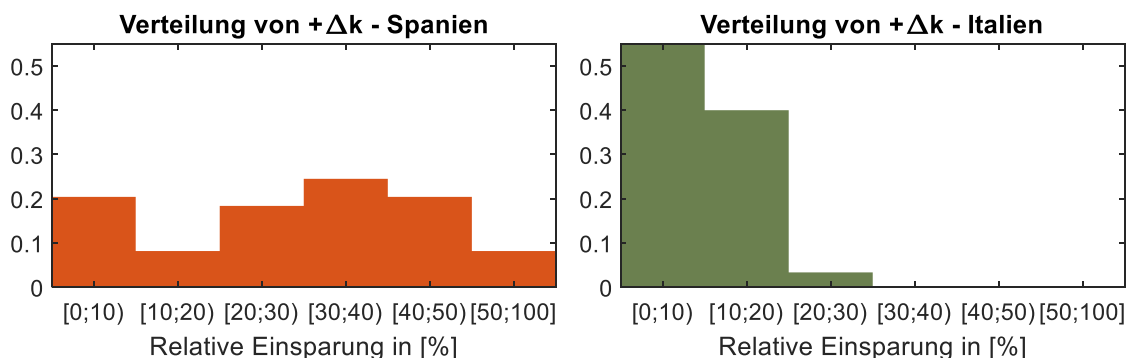


Abbildung 4.8 Histogramm über Höhe und Verteilung der jeweiligen Einsparungen

Aus dem linken Histogramm wird ersichtlich, dass bei Anwendung des spanischen Konzepts 20 % aller sparenden SHs ein Δk zwischen 0 % und 10 % realisiert haben. 63 % der Einsparungen lagen zwischen 20 % und 50 %. Für einige Teilnehmer wird die Stromrechnung mehr als halbiert; maximale beträgt die relative Einsparung 77 %.

Bei Anwendung des italienischen Konzeptes sparen hingegen alle Teilnehmer auf ihrer Stromrechnung, wobei diese Einsparungen im Vergleich zum spanischen Konzept aber geringer ausfallen. 97 % aller relativen Einsparungen betragen zwischen 0 % und 20 %, wovon 57 % im Intervall [0 %; 10 %) liegen. Für zwei Teilnehmer beträgt Δk mehr als 20 %, wobei 28 % das höchste realisierte Δk für die italienische Parametrierung ist.

Die Unterschiede in der Verteilung und Höhe von Δk lassen sich auf die verschiedenen Förderungen für Energy Sharing zurückführen. In Spanien erfolgt Energy Sharing ohne Netzentgelte, Stromsteuer oder EE-Umlagen. Auch wird in dieser Untersuchung kein Handelspreis angesetzt. Damit ergibt sich für jede geteilte kWh eine durchschnittliche Einsparung in Höhe von 0,35 €/kWh für den abnehmenden Endkunden.

In Italien hingegen werden für Energy Sharing die gesamten Stromkosten in voller Höhe erhoben. Dazu zählt auch der Energiepreis. Es wird nur ein Teil der Netzentgelte rückerstattet; zusätzlich aber noch eine Prämie gezahlt. Für den Abnehmer von geteilter Energie ergibt sich nur eine durchschnittliche Einsparung von 0,024 €/kWh.

Durch die spanische Parametrierung werden damit größere Einsparungen beim Endkunden realisiert. Gleichzeitig sind durch dieses Energy Sharing-Konzept einige Teilnehmer finanziell schlechtergestellt und haben eine höhere Stromrechnung als vorher.

Negative Δk – Erhöhung der Stromrechnung

Für die spanische Parametrierung weisen 11 SHs eine negative Veränderung auf der Stromrechnung nach Durchführung von Energy Sharing auf. Allen diesen Teilnehmern ist eine PV-Anlage zugeordnet. In der Abbildung 4.7 wird SH₄₉ nicht aufgeführt. Anhand von diesem Teilnehmer wird exemplarisch die Erhöhung der Stromrechnung aufgezeigt.

Diesem Teilnehmer ist eine PV-Anlage zugeordnet, die eine Erzeugung in Höhe von 5.580 kWh liefert. Von dieser Erzeugung verbraucht er im Ausgangsfall 1548 kWh und speichert zusätzlich 1.557 kWh in einer Batterie ein. Für die Deckung seines Verbrauchs werden zusätzlich 413 kWh von der BU bezogen. Diese Verhältnisse ändern sich durch Energy Sharing. Im individuellen Fall bezieht dieser Teilnehmer 2.119 kWh von der BU. Von der PV-Anlage werden nur noch 1.399 kWh direkt verbraucht, die restliche Erzeugung wird geteilt. Die ursprüngliche Stromrechnung in Höhe 143 € erhöht sich auf 735 €, was ein $\Delta k = -414 \%$ ergibt

Die Beobachtung, dass Energy Sharing gegenüber dem Eigenverbrauch bei spanischer Parametrierung vorgezogen wird, ist auch aus Tabelle 4.4 ersichtlich. Aus den Ausgangsfällen war bekannt, dass der ursprüngliche Eigenverbrauch 46 MWh betrug. Im individuellen Fall wird bei spanischer Parametrierung 97 MWh geteilt. Bei gleichbleibender Erzeugungsmenge in Höhe von 130 MWh bedeutet das ein Rückgang des Eigenverbrauchs. In Italien ist der Eigenverbrauch hingegen unverändert im Vergleich mit dem Ausgangsfall.

Die Erklärung dieses Phänomen ist darauf zurückzuführen, dass mit Energy Sharing bei spanischer Parametrierung ein höherer Deckungsbeitrag als durch Eigenverbrauch erzielt werden kann. Das sei an einem sehr simplen Beispiel gezeigt. Teilnehmer A habe einen Strompreis in Höhe von 0,35 €/kWh; Teilnehmer B einen Strompreis in Höhe von 0,34 €/kWh und zusätzlich eine PV-Anlage. Wird nun Energie aus der PV-Anlage durch Energy Sharing von Teilnehmer A verbraucht, ergibt sich eine Einsparung in Höhe von 0,35 €/kWh. Kosten für Energy Sharing fallen nicht an. Durch Eigenverbrauch ist diese Einsparung um 0,01 €/kWh geringer.

Somit ergibt sich durch Energy Sharing ein gesteigerter Deckungsbeitrag, wenn Eigenverbrauch für solche Szenarien Energy Sharing nachgelagert ist. Im Modell wird eine Verbundoptimierung durchgeführt, so dass der gesamte Deckungsbeitrag und nicht der Deckungsbeitrag der einzelnen Teilnehmer maximiert wird. Für italienische Parametrierung wird der Eigenverbrauch in allen Fällen weiterhin priorisiert. Da für Energy Sharing Kosten anfallen, kann mit Eigenverbrauch immer einer höherer Deckungsbeitrag als durch Energy Sharing erzielt werden. Diese wird in Tabelle 4.4 und durch das Ergebnis von Δk in Abbildung 4.7 validiert, da der Eigenverbrauch in der Höhe gleich bleibt und kein Teilnehmer mit PV-Anlage schlechter als im Ausgangfall gestellt ist.

4.3.2.2 Kollektiver Fall und modellendogene Marktpreise

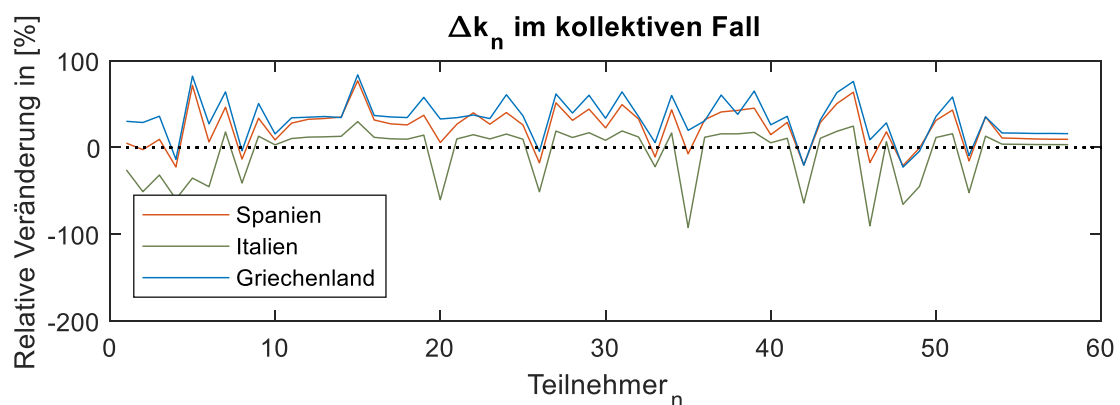


Abbildung 4.9 Δk der SH in Abhängigkeit von der Parametrierung – kollektiver Fall

Für den kollektiven Fall ergibt sich ein ähnliches Bild wie im individuellen Fall. Die relative Veränderung der Stromrechnung Δk in Abhängigkeit der Teilnehmer wurde in obenstehender Abbildung 4.9 dargestellt. Die griechische Parametrierung wird in diesem Fall mitberücksichtigt, da nun alle Teilnehmer an Energy Sharing partizipieren.

Im kollektiven Fall zeigen sich für alle drei Kurven ähnliche Verläufe. Die blaue Kurve, die die Ergebnisse für die griechische Parametrierung wiedergibt, liegt für jeden Teilnehmer höher als für die beiden anderen Parametrierungen. Die Bandbreite der relativen Veränderung beträgt zwischen -92 % und +83 % den gesamten kollektiven Fall. Die spanische und italienische Kurve weisen einen ähnlichen Verlauf wie die griechische Kurve auf, sind aber nach unten verschoben. Es ergeben sich mehr Teilnehmer mit negativem Δk für diese beiden Parametrierungen im Vergleich zu der griechischen Parametrierung.

Die negative Verschiebung dieser beiden Kurven ist auf die Aufhebung des Eigenverbrauchs im kollektiven Fall zurückzuführen. Die gesamte PV-Erzeugung wird aggregiert und dann gemäß des in der Modellierung beschriebenen Fair-Prinzips zwischen den Teilnehmern aufgeteilt. Dadurch beziehen Teilnehmer mit einer PV-Anlage nun mehr Energie von der BU als im Ausgangsfall und die Stromrechnung erhöht sich.

Bei griechischer Parametrierung wird dieser Effekt durch die Hinzunahme von den idealen Batterien kompensiert. Alle Teilnehmer können geteilte Energie zusätzlich unbegrenzt speichern, so dass die Stromrechnung weiter verringert wird. Im Untersuchungsfall sind Großverbraucher vorhanden, die bei italienischer oder spanischer Parametrierung bis zu 20.000 kWh geteilte Energie abnehmen. Durch die faire Verteilung im Modell und die Möglichkeit der Einspeicherung existieren solche hohen, punktuellen Energy Sharing-Verbräuche bei griechischer Parametrierung nicht.

Der kollektive Fall stellt in dieser Untersuchung de facto eine Enteignung der PV-Anlagen-Besitzer dar. Diese erhalten für ihre Erzeugung keine Vergütung und müssen wegfallenden Eigenverbrauch durch mehr Energie von der BU kompensieren. Letzteres führt zu einer erhöhten Stromrechnung. Somit ergibt sich für diese Teilnehmer keine ökonomische Motivation Energy Sharing durchzuführen.

Die ökonomische Motivation für die PV-Anlagen-Besitzer kann durch die Einführung von Handelspreisen auf geteilte Energie geschaffen werden. Das spanische Energy Sharing-Konzept sieht diese Bepreisung bereits in der Regulierung vor. Aus dem Preisbildungsmechanismus des Modells, der in Abschnitt 3.1 vorgestellt wird, kann ein Handelspreis auf geteilte Energie bestimmt werden.

Der Schattenpreis der geteilten Energie bestimmt sich in allen Untersuchungsszenario für jeden einzelnen Zeitschritt endogen. In der untenstehenden Abbildung 4.10 ist der Schattenpreis für die Zeitschritte 7000 bis 9000 für den spanischen, kollektiven Untersuchungsfall gezeigt. Für die anderen Länder ergibt sich ein ähnliches Bild, nur sind die

Kurven für italienische und griechische Parametrierung in negative y -Richtung verschoben. Das bedingen die unterschiedlichen Strompreise und Förderungen. Von den betrachteten Ländern ist in Spanien der Strompreis am höchsten. Das resultiert ebenfalls in den höchsten Schattenpreisen. Die beiden gestrichelten Linien sind in Höhe des minimalen und maximalen BU-Einkaufs-Preise eingetragen. Lücken in der Abbildung ergeben sich aus Zeitschritten, in den Energy Sharing wegen fehlender Erzeugung nicht möglich ist.

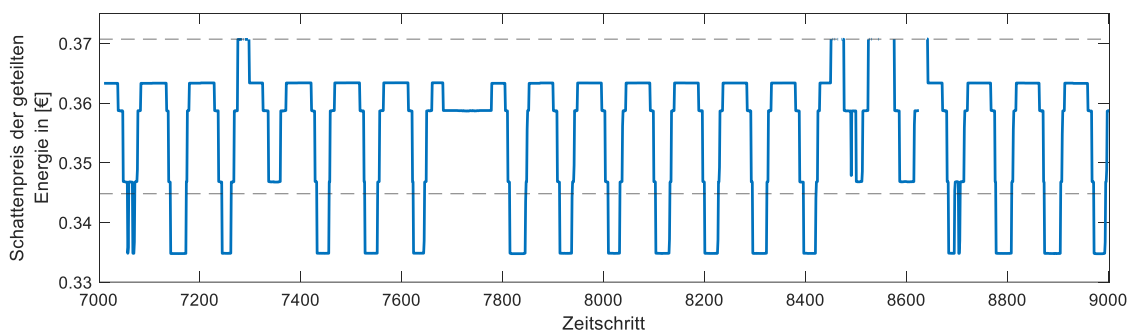


Abbildung 4.10 Schattenpreise für die Zeitschritte 7000 bis 9000 bei spanischer Parametrierung im kollektiven Fall

Aus dieser Abbildung lässt sich erkennen, dass der Schattenpreis für einige Zeitschritte dem maximalen BU-Preis entspricht. Das sind Zeitschritte, in denen nur wenig Energie geteilt werden kann. Teilnehmer mit dem höchsten BU-Preis nehmen diese Energie ab, da bei diesen die größten Deckungsbeitragsänderungen realisiert werden. Das resultiert aus der Funktionsweise des vorgestellten Economic Dispatch. Somit ergibt sich in diesen Zeitschritten ebenfalls ein hoher Schattenpreis.

Allgemein lässt sich erkennen, dass der Schattenpreis in jedem Fall höher als die Einspeisevergütung in Höhe von 0,0572 €/kWh liegt. Der jährliche Durchschnitt des Schattenpreises ergibt sich in diesem Fall zu 0,325 €/kWh für den simulierten Zeitraum. Selbst bei Ansetzung des durchschnittlichen Schattenpreises als Handelspreis auf geteilte Energie, würden die Endkunden Einsparungen auf der Stromrechnung realisieren. Der durchschnittliche Schattenpreis ist 0,025 €/kWh geringer als der durchschnittliche Strompreis, zu dem ein Endkunden vom EVU Energie bezieht.

Daraus folgt, dass mit einem Handelspreis für Energy Sharing ein bilateraler ökonomischer Anreiz zwischen dem PV-Besitzer und dem abnehmenden Endkunden geschaffen wird. Wird beispielsweise ein Handelspreis von 0,17 €/kWh festgelegt, verdreifachen sich die Einnahmen des PV-Besitzers im Vergleich zur ursprünglichen PV-Vergütung. Die Endkunden profitieren davon, dass Energie zur Hälfte des BU-Preises

bezogen wird. Damit kann eine ökonomische Besserstellung aller Teilnehmer erreicht werden.

Für die griechische Parametrierung resultiert der jährliche Durchschnitt des Schattenpreises zu 0,157 €/kWh und für die italienische Parametrierung zu 0,105 €/kWh. Das liegt in beiden Fällen über der jeweiligen Einspeisevergütung und gleichzeitig unter dem minimalen BU-Preis, den Endkunden für Strombezug vom EVU bezahlen. Somit ergibt sich auch für diese Parametrierungen ein bilateraler ökonomischer Anreiz. Der geringere Schattenpreis ist in der griechischen Parametrierung auf die geringen Strompreise zurückzuführen. Für den italienischen Fall ist der Schattenpreis noch niedriger, da zusätzlich Netzentgelte, Stromsteuer und EE-Umlagen bei Energy Sharing anfallen. Für beide Fällen sieht die Regulierung bisher keine Handelspreise für Energie vor, weswegen nur das spanische Konzept einen ökonomischen Anreiz für Energy Sharing für PV-Besitzer liefert.

4.3.3 Umverteilung durch Energy Sharing

In einer zusätzlichen Untersuchung wird die Umverteilung, die durch Energy Sharing auftritt, für die Konzepte quantifiziert. Die Länder schaffen einen ökonomischen Anreiz für Energy Sharing durch Förderungen, wobei diese direkt oder indirekt sein können. Dafür wird die Höhe der benötigten Förderungen quantifiziert, indem die Einbußen bei Netzentgelten, Stromsteuer und EE-Umlage aufgezeigt werden. Auch wird bei diesen Untersuchungen auf die Umsatzeinbußen der EVU eingegangen. Diese zusätzliche Untersuchung ist im Anhang C aufgeführt.

4.4 Fazit

Eine Erkenntnis aus Abschnitt 4.3.1 ist, dass Energy Sharing einen positiven Einfluss auf die Lokalrate hat. Das gilt für die Lokalrate der Erzeugung sowie für die Lokalrate des Verbrauchs. Aus der Lokalrate der Erzeugung ließ sich für alle Fälle erkennen, dass sich mit Energy Sharing die gesamte Erzeugung für jeden Zeitschritt innerhalb der Teilnehmer aufteilen lässt. Somit wird kein Verkauf von Überschüssen durchgeführt. Aus dieser Beobachtung wurde ebenfalls geschlussfolgert, dass Energy Sharing zu einem höheren gesamtökonomischen Mehrwert als Netzeinspeisung mit Vergütung führt.

Für die griechische Parametrierung resultiert, unabhängig vom Untersuchungsfall, die höchste Lokalrate des Verbrauchs. Das ist auf die Möglichkeit zurückzuführen, dass

Überschüsse virtuell gespeichert werden können. Zu Beginn der Analyse des CEP wurde erwähnt, dass mit Energy Sharing ein Anreiz für den Endkunden geschaffen werden soll, aktiv im Energiemarkt zu partizipieren. Dieser Anreiz wird in jedem der drei Länder geschaffen.

Eine weitere Untersuchung hat ergeben, dass der individuelle PV-Besitzfall in Griechenland kein Energy Sharing zulässt. Das ist dem regulatorischen Rahmen geschuldet, der vorsieht, dass der gesamte Überschuss durch einzelne Teilnehmer virtuell gespeichert wird. Im individuellen Fall wird für die spanische Parametrierung zudem mehr Energie als bei italienischer Parametrierung geteilt. Im spanischen Fall kann mit Energy Sharing ein höherer Deckungsbeitrag als durch Eigenverbrauch erzielt werden. Dadurch ergeben sich im spanischen Fall Teilnehmer mit einer höheren Stromrechnung als vor Durchführung von Energy Sharing. Diese negative Veränderung wird durch die Reduktion von Eigenverbrauch für diese Teilnehmer erklärt. Für das italienische Konzept wiesen alle Teilnehmer eine positive Veränderung auf der Stromrechnung auf. Ein Vergleich der relativen Einsparungen zeigt, dass mit italienischer Parametrierung mehr Teilnehmer im Vergleich mit dem spanischen Konzept einsparen. Dabei ist die Höhe der jeweiligen Einsparungen in Spanien höher ausgeprägt.

Im kollektiven Fall wurden für das griechische Konzept die höchsten relativen Einsparungen auf der Stromrechnung realisiert. Das ist darauf zurückzuführen, dass Überschüsse virtuell gespeichert werden. In dem kollektiven Fall ist nur wenig Vergleichbarkeit gegeben, da de facto eine Enteignung der PV-Anlagen-Besitzer stattfindet.

Die abschließende Untersuchung der modellendogenen Preise hat gezeigt, dass die Enteignung der PV-Anlagen-Besitzer im kollektiven Fall durch Handelspreise auf geteilte Energie finanziell kompensiert werden kann. Dabei werden auch die strombeziehenden Teilnehmer nicht finanziell schlechtergestellt, was einen bilateralen Anreiz für Energy Sharing schafft. Das ist bisher ausschließlich in der spanischen Regulierung zulässig.

5 Zusammenfassung und Ausblick

5.1 Zusammenfassung

Das Maßnahmenpaket CEP umfasst Richtlinien und Verordnungen für die EU-Mitgliedsstaaten, um den Bestrebungen des Pariser Klimaschutzabkommens gerecht zu werden. Es wird die rechtliche Grundlage für Energy Sharing gelegt, was Endkunden erlaubt selbst erzeugte Energie untereinander auszutauschen. Energy Sharing findet bereits in Nachbarländern Anwendung; für Deutschland muss hingegen durch Anpassung der Regulierung ein attraktiver Rahmen geschaffen werden. Ziel dieser Arbeit war deshalb Auswirkungen unterschiedlicher Regulierungsrahmen auf Energy Sharing zu untersuchen.

Zuerst erfolgte eine Analyse des rechtlichen europäischen Rahmens, der durch das Maßnahmenpaket CEP gegeben ist. Aufbauend darauf wurde die Durchführung von Energy Sharing in Energy Communities und mittels Collective Self-Consumption vorgestellt. Eine anschließende Analyse regulatorischer Rahmenbedingungen in den Ländern Griechenland, Spanien und Italien zeigte die Unterschiede und Gemeinsamkeiten in den Konzepten für Energy Sharing auf. Die gesetzlichen Rahmen wurden in eine bestehende Simulation integriert, um die Energy Sharing-Konzepte zu untersuchen. Anschließend wurde eine Auswertung der Simulationsergebnisse im Hinblick auf die definierten Auswertungsgrößen Lokalrate, Marktvolumen von Energy Sharing und Veränderung der Stromrechnungen vorgenommen.

Die Lokalrate des Verbrauchs beträgt für die spanische und italienische Parametrierung in allen untersuchten Fällen 20 %. Für die griechische Parametrierung liegt diese hingegen höher. Dieses Phänomen konnte auf den Einsatz der virtuellen Batterie zurückgeführt werden. In allen Untersuchungsfällen ist die Lokalrate der Erzeugung identisch, so dass folgt, dass unabhängig von der Parametrierung die gleichen Mengen der Erzeugung lokal verbraucht werden.

Die Betrachtung der veränderten Stromrechnung offenbart für die spanische Parametrierung in beiden Szenarien eine finanzielle Schlechterstellung der Teilnehmer mit PV-Anlage. Durch Berücksichtigung von Handelspreisen lässt sich diese finanzielle Schlechterstellung aufheben. Für die griechische und italienische Parametrierung ist

für den individuellen Fall ein verbessertes oder gleichbleibendes Ergebnis zu beobachten. Der kollektive Fall wirkt sich ökonomisch nachteilig auf alle Teilnehmer aus, denen ursprünglich eine PV-Anlage zugeordnet ist.

5.2 Ausblick

Potenzielle aufbauende Untersuchungen lassen sich in konkrete Modellerweiterungen und Forschungsarbeiten im thematischen Zusammenhang aufteilen.

Bezogen auf das Simulationsmodell können mittels einer Erweiterung um zeitabhängige Stromtarife realistischere Umgebungsbedingungen für Energy Sharing abgebildet werden. Die vorgenommenen Parametrierungen basieren auf der Annahme, dass den Teilnehmern lediglich ein statischer, zeitunabhängiger Stromtarif zugrunde liegt. In den Ländern Italien und Spanien lassen sich in der Realität zeitabhängige Stromtarife beobachten, die nach zur Verfügung stehender Erzeugungsmengen und Tageszeit variieren.

Im thematischen Kontext lässt sich die Analyse der Energy Sharing Konzepte in zwei Richtung ausweiten.

In der Top-Down-Perspektive können die Implikationen aus Energy Sharing für Netzbetreiber und Versorger untersucht werden. Mit Energy Sharing ergibt sich eine Veränderung von Lastflüssen zwischen den Teilnehmern. Daraus resultierende Effekte im Stromnetz können analysiert werden. Energy Sharing verringert Strombezugsmengen vom Versorger. Das wirft die Frage auf, ob Energy Sharing eine potentielle Bedrohung für die Kernaktivität der EVUs darstellt und ob sich disruptive Geschäftsmodelle ergeben.

In der Bottom-Up-Perspektive lässt sich die Analyse auf Optimierungen für einzelne Teilnehmer ausweiten. Im Rahmen dieser Arbeit wurde das bestehende Untersuchungsobjekt im Verbund optimiert. Alternativ lässt sich eine Analyse durchführen, bei der jeder Teilnehmer einzeln optimiert wird. In einer solchen Analyse könnte ferner der Fokus auf die Bestimmung pareto-optimaler PV-Anteile für die Teilnehmer gelegt werden. Auch ist die Bestimmung einer kosten-optimalen PV-Größe für ein bestehendes Untersuchungsobjekt denkbar.

Literaturverzeichnis

- [Ala20] Alaton, C.; Contreras-Oscana, J.; Döring, T. et al.: Energy Communities: From European Law to Numerical Modeling. IEEE, Piscataway, NJ, 2020.
- [Alm21] Almeida, L. de; Klausmann, N.; van Soest, H.; Cappelli, V.: Peer-to-Peer Trading and Energy Community in the Electricity Market - Analysing the Literature on Law and Regulation and Looking Ahead to Future Challenges, 2021.
- [ARE19] ARERA - Italian Regulatory Authority for Energy, Networks and Environment: Aggiornamento dei prezzi minimi garantiti per l'anno 2019. <https://www.arera.it/it/comunicati/19/190124.htm#>, 01/30/2022 09:14:14.
- [Atz20] Atzarakis, N.; Kouveliotis-Lysikatos, I.; Palaogianis, F. et al.: SMART energy communities: a case study for Greece, 2020.
- [Ban20] Banker, M.: Collective Self-Consumption in the European Union, 2020.
- [Bir21] Biresselioglu, M. E.; Limoncuoglu, S. A.; Demir, M. H. et al.: Legal Provisions and Market Conditions for Energy Communities in Austria, Germany, Greece, Italy, Spain, and Turkey: A Comparative Assessment. In Sustainability, 2021, 13; S. 11212.
- [Bun18] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit: Klimaschutz in Zahlen. Fakten, Trends und Impulse deutscher Klimapolitik, Berlin, 2018.
- [BUN19] BUND; Greenpeace; BBEn et al.: Europa entfesselt - Die Energiewende in Bürgerhand, Belgien, 2019.
- [Car20] Caramizaru, A.; Uihlein, A.: Energy communities. An overview of energy and social innovation. Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2020.
- [Cej20] Cejka, S.: Legal measures to aid profitability for energy communities and their participants: 2020 Zooming Innovation in Consumer Technologies Conference (ZINC). IEEE, 2020 - 2020; S. 248–250.

- [Chr15] Christoforidis, G. C.; Panapakidis, I. P.; Papagiannis, G. K. et al.: Investigating net-metering variant policies: The case of Greece: 2015 IEEE 15th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC). IEEE, 2015; S. 2023–2028.
- [Chr16] Christoforidis, G.; Panapakidis, I.; Papadopoulos, T. et al.: A Model for the Assessment of Different Net-Metering Policies. In *Energies*, 2016, 9; S. 262.
- [Con21] Coneva: Energy Communities: Was steckt dahinter. <https://www.energymbuddy.de/blog/energy-communities-was-steckt-dahinter/>, 10/25/2021 08:04:27.
- [Cra21] Cramer, W.: Bewertung lokaler Energiemärkte. Dissertation, Aachen, 2021.
- [Deu19] Deutsche Handelskammer für Spanien; Mittelstand Global Exportinitiative Energie: Eigenverbrauch und Speicherung von erneuerbaren Energien. Zielmarktanalyse 2019 mit Profilen der Marktakteure, 2019.
- [Deu21] Deutsche Handelskammer für Spanien; Mittelstand Global Exportinitiative Energie: Eigenverbrauch und Speicherung von erneuerbaren Energien. Zielmarktanalyse 2021 mit Profilen der Marktakteure, 2021.
- [Div20] Divshali, P. H.; Kulmala, A.; Jarventausta, P.: Forming a Local Market using a Virtual Energy Community. <https://ieeexplore.ieee.org/servlet/opac?punumber=9217568>.
- [Dou19] Douvitsa, I.: The new law on energy communities in Greece, 2019.
- [Ene22] Enerdata: Sectoral Profile - Households. Electricity consumption per dwelling | Electricity dwelling | ODYSSEE-MURE. <https://www.odyssee-mure.eu/publications/efficiency-by-sector/households/electricity-consumption-dwelling.html>, 01/30/2022 08:51:39.
- [Eur15] Europäische Kommission: COP 21 UN-Klimakonferenz in Paris. https://ec.europa.eu/info/priorities/energy-union-and-climate/climate-action-decarbonising-economy/cop21-un-climate-change-conference-paris_de, 02/01/2022 16:42:03.
- [Eur16] Europäische Kommission: Anwendung des EU-Rechts. https://ec.europa.eu/info/law/law-making-process/applying-eu-law_de, 12.11.2021.

- [Eur18] Europäisches Parlament und Rat: RICHTLINIE (EU) 2018/ 2001 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES - vom 11. Dezember 2018 - zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen, 2018.
- [Eur19a] Europäisches Parlament und Rat: 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, 2019a.
- [Eur19b] Europäische Kommission: Saubere Energie für alle Europäer, Luxembourg, 2019b.
- [Eur20] Europäische Kommission: Economies of Energy Communities. Review of electricity tariffs and business models, 2020.
- [Eur21] Europäische Kommission: Market Reform Plan for Greece, 2021.
- [EUR22] EUROSTAT: Data Browser. Electricity prices components for household consumers - annual data (from 2007 onwards). https://ec.europa.eu/eurostat/data-browser/view/NRG_PC_204_C__custom_1660843/default/table?lang=en, 01/30/2022 08:56:38.
- [Fri19] Frieden, D.; Tuerk, A.; Roberts, J. et al.: Overview of emerging regulatory frameworks on collective self-consumption and energy communities in Europe: 16th International Conference on the European Energy Market (EEM). 18-20 September 2019, Ljubljana, Slovenia. IEEE, Piscataway, NJ, 2019; S. 1–6.
- [Fri20] Frieden, D.; Tuerk, A.; Neumann, C. et al.: Collective self-consumption and energy communities: Trends and challenges in the transposition of the EU framework. Joanneum Research Forschungsgesellschaft mbH, 2020.
- [Gal21] Gallego-Castillo, C.; Heleno, M.; Victoria, M.: Self-consumption for energy communities in Spain: A regional analysis under the new legal framework. In Energy Policy, 2021, 150; S. 112144.
- [Gia21] Giampaolo, C.; Eleonora, C.; Demetrio, M. F. et al.: Renewable Energy Communities in Valle d'Aosta Region: development perspectives: 2021

- IEEE 15th International Conference on Compatibility, Power Electronics and Power Engineering (CPE-POWERENG). IEEE, 2021 - 2021; S. 1–7.
- [Hel19] Held, A.; Ragwitz, M.; Winkler, J.: "Clean Energy for all Europeans" Package. Implications and Opportunities for the Mediterranean, Marseille, 2019.
- [Inê20] Inês, C.; Guilherme, P. L.; Esther, M.-G. et al.: Regulatory challenges and opportunities for collective renewable energy prosumers in the EU. In Energy Policy, 2020, 138; S. 111212.
- [Jag18] Jager-Waldau, A.; Bucher, C.; Frederiksen, K. H. et al.: Self-consumption of electricity produced from PV systems in apartment buildings - Comparison of the situation in Australia, Austria, Denmark, Germany, Greece, Italy, Spain, Switzerland and the USA: 2018 IEEE 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC) (A Joint Conference of 45th IEEE PVSC, 28th PVSEC & 34th EU PVSEC). IEEE, 2018; S. 1424–1430.
- [Jag19] Jager-Waldau, A.; Lindahl, J.; Heilscher, G. et al.: Electricity produced from photovoltaic systems in apartment buildings and self-consumption. Comparison of the situation in various IEA PVPS countries. IEEE, Piscataway, NJ, 2019.
- [Kon17] Konstantin, P.: Praxisbuch Energiewirtschaft. Energieumwandlung, -transport und -beschaffung, Übertragungsnetzausbau und Kernenergieausstieg. Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg, 2017.
- [Lóp20] López Prol, J.; Steininger, K. W.: Photovoltaic self-consumption is now profitable in Spain: Effects of the new regulation on prosumers' internal rate of return. In Energy Policy, 2020, 146; S. 111793.
- [Mag13] Maggiore, S.; Beninin, M.; Gallanti, M.; Grattieri, W.: Evaluation of the effect of a tariff change on the Italian residential costumers subject to a mandatory time-of-use tariff, 2013.
- [Mas16] Masson, G.; Briano, I. B.; Baez, M. J.: Review and Analysis of PV Self-consumption Policies, 2016.
- [Mav18] Mavromatakis, F.; Viskadourous, G.; Haritaki, H.; Xanthos, G.: Photovoltaic Systems and Net Metering in Greece. In Engineering, Technology & Applied Science Research, 2018, 8; S. 3168–3171.

- [Mon20] Moncecchi, M.; Meneghello, S.; Merlo, M.: Energy Sharing in Renewable Energy Communities: the Italian Case, 2020.
- [Nit20] Nitzsche, S.; Huneke, F.: Impulspapier Energy Sharing, Berlin, 2020.
- [Oli21] Olivero, S.; Ghiani, E.; Rosetti, G. L.: The first Italian Renewable Energy Community of Magliano Alpi: 2021 IEEE 15th International Conference on Compatibility, Power Electronics and Power Engineering (CPE-POWERENG). IEEE, 2021 - 2021; S. 1–6.
- [Pap16] Papada, L.; Kaliampakos, D.: Measuring energy poverty in Greece. In Energy Policy, 2016, 94; S. 157–165.
- [Pub21] Publications Office of the European Union: Richtlinien der Europäischen Union. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=legisum:l14527>, 12.11.2021.
- [Rae21] Rae Website: Prices - Rae Website. <https://www.rae.gr/6891-2/?lang=en>, 01/30/2022 10:05:06.
- [Ram21] Ramos, S.; Foroozandeh, Z.; Soares, J. et al.: Shared PV Production in Energy Communities and Buildings Context. In Renewable Energy and Power Quality Journal, 2021, 19; S. 459–464.
- [RES19a] RES legal: Renewable energy policy database and support. Net-metering. <http://www.res-legal.eu/search-by-country/greece/single/s/res-e/t/promotion/aid/net-metering-law-no34682006-amended-by-law-no42032013/lastp/139/>, 01/30/2022 09:06:12.
- [RES19b] RES legal: Renewable energy policy database and support. Feed-in-tariff I (Feed-In premium exemptions). <http://www.res-legal.eu/search-by-country/greece/single/s/res-e/t/promotion/aid/feed-in-tariff-iii-feed-in-premium-exemptions/lastp/139/>, 01/30/2022 09:00:47.
- [RES19c] RES legal: Renewable energy policy database and support. Feed-in tariff II (rooftop PV). <http://www.res-legal.eu/search-by-country/greece/single/s/res-e/t/promotion/aid/feed-in-tariff-ii-pv-on-rooftops/lastp/139/>, 01/30/2022 09:03:26.
- [Rob19] Roberts, J.; Frieden, D.; Stanislas D'Herbement: Energy Community Definitions, 2019.

- [Roc21] Rocha, R.; Mello, J.; Villar, J.; Saraiva, J. T.: Comparative Analysis of Self-Consumption and Energy Communities Regulation in the Iberian Peninsula: 2021 IEEE Madrid PowerTech. IEEE, 2021 - 2021; S. 1–6.
- [Rom16] Romera, D. M.: Analysis of the Energy Sector in Spain and future perspectives. Special focus in the Power and Natural Gas sectors, 2016.
- [Sch19] Schumann, K.: Entwicklung eines Modells zur Analyse von Nash-Gleichgewichten in lokalen Energiemärkten bei Teilnahmen von Smart Homes und virtuellen Kraftwerken. Masterarbeit, Aachen, 2019.
- [Sch22] Schumann, K.; Zocher, J.; Cramer, W.; Ulbig, A.: Impact of preference-based electricity products on local energy markets. [unpublished yet], Porto, Portugal, 2022.
- [Spo21] Sposato; Gennaro: Energy Community and Collective Self-Consumption – New Renewable Energy Business Opportunities in Italy.
<https://www.roedl.com/insights/renewable-energy/2021/may/new-renewable-energy-business-opportunities-italy>, 21.12.2021.
- [Tsa20] Tsagkari, M.: How Greece Undermined the Idea of Renewable Energy Communities: An Overview of the Relevant Legislation. In Law Environment and Development Journal, 2020.
- [Zat21] Zatti, M.; Moncecchi, M.; Gabba, M. et al.: Energy Communities Design Optimization in the Italian Framework. In Applied Sciences, 2021, 11; S. 5218.
- [Zin17] Zinaman, O.; Aznar, A.; Linvill, C. et al.: Grid-connected Distributed Generation: Compensation Mechanism Basics, Golden, 2017.
- [Zoc21] Zocher, J.; Trageser, M.; Schreck, S. et al.: Consideration of Power Line Capacity and Impact on Voltage Band Compliance in Local Energy Markets: 2021 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe). IEEE, 2021; S. 1–5.
- [Zul20a] Zulianello, M.; Angelucci, V.; Moneta, D. Hrsg.: Energy Community and Collective Self Consumption in Italy. Virtual conference, UPEC 2020 2020 55th International Universities Power Engineering Conference (UPEC) hosted by Politecnico di Torino, Torino, Italy, 1-4 September 2020 conference proceedings. IEEE, Piscataway, NJ, 2020a.

- [Zul20b] Zulianello, M.; Angelucci, V.; Moneta, D.: Energy Community and Collective Self Consumption in Italy: 2020 55th International Universities Power Engineering Conference (UPEC). IEEE, 2020b.

Anhang A Strompreise der untersuchten Länder

Die für die Analyse zugrunde liegenden Strompreise wurden von dem Statistischen Amt der Europäischen Union (EUROSTAT) bezogen. Der Datensatz „Electricity prices components for household consumers - annual data (from 2007 onwards)“ ist aus dem Literaturverzeichnis abrufbar [EUR22]. Für die Kategorisierung der Kosten wurden folgenden Posten verwendet:

- **Energiekosten:** Kosten der Erzeugung/Aggregation von elektrischer Energie, Bereitstellung von Regelleistung, Kosten für die Lieferung der Energie und sonstige Versorgungskosten
- **Netzentgelte:** Übertragungs- und Verteilungsentgelte, die Kosten für Übertragungs- und Verteilungsverluste, Betriebskosten des Netzes, Kundendienstkosten, Systemdienstleistungskosten sowie Stromzählermiete und Messkosten decken
- **EE-Abgaben:** Gebühren, Abgaben oder Entgelte im Zusammenhang mit der Förderung von erneuerbaren Energiequellen, Energieeffizienz und KWK-Erzeugung.
- **Umweltsteuern:** Steuern, Gebühren, Abgaben oder Entgelte im Zusammenhang mit der Luftqualität und für andere Umweltzwecke; Steuern auf die Emission von CO₂ oder anderen Treibhausgasen.
- **Kapazitätssteuern:** Steuern, Gebühren, Abgaben oder Entgelte im Zusammenhang mit Kapazitätzahlungen, Energiesicherheit und Angemessenheit der Stromerzeugung; Steuern auf die Umstrukturierung der Kohleindustrie; Steuern auf die Stromverteilung; nicht-gedeckte Kosten und Abgaben zur Finanzierung von Energieregulierungsbehörden oder Markt- und Netzbetreibern.
- **Steuern im Nuklearbereich:** Steuern, Gebühren, Abgaben oder Entgelte im Zusammenhang mit dem Nuklearsektor, einschließlich Stilllegung von Kernkraftwerken, Inspektionen und Gebühren für kerntechnische Anlagen.

Griechenland

Tabelle A.1 Zusammensetzung Strompreis für Endkunden 2019 – Griechenland [EUR22]

Strompreis (Endkunde):		0,1979 €/kWh
Energiekosten	0,0900 €/kWh	
Netzentgelte (Übertragung & Distribution)	0,0265 €/kWh	
Allg. Steuern und Abgaben	0,0622 €/kWh	
	kommunale Steuern/Gebühren/Abgaben und Entgelte	0,0407 €/kWh
	MwSt.	0,0125 €/kWh
	Sonstige	0,0090 €/kWh
EE-Umlagen	0,0192 €/kWh	
	EE-Abgaben	0,0170 €/kWh
	Umweltsteuern	0,0022 €/kWh
	Kapazitätssteuern	- €/kWh
	Steuern im Nuklearbereich	- €/kWh

Relevante Kosten im Zusammenhang mit Energy Sharing in Griechenland

- Energiekosten: Fallen nicht auf geteilte Energie an
- Netzentgelte: Geteilte Energie ist von Netzentgelten befreit, Betrag wird anhand des saldierten Verbrauchs berechnet
- Allg. Steuern und Abgaben
 - PSO („service of general interest) -Abgabe in Höhe von 0,0085 €/kWh auf gesamten Verbrauch (=Bezug aus Netz + Eigenverbrauch)
 - sonstige Steuern/Abgaben (Verbrauchssteuer – ED [2960/01], 5 %-Umlage [2093/1192], Grundsteuer [25/1975; 2130/1993], Abgabe für Hellenic Radio&Television [44A/2015]) werden anhand des saldierten Verbrauches berechnet
 - MwSt.: auf den Rechnungsbetrag
 - Sonstige: anhand saldierten Verbrauchs berechnet
- Energie-Steuern
 - EE-Steuer ETMEAR (Abgabe zur Treibhausgas-Reduktion) & Umweltsteuer wird anhand des saldierten Verbrauchs berechnet
 - wird anhand des saldierten Verbrauchs berechnet

Italien

Tabelle A.2 Zusammensetzung Strompreis für Endkunden 2019 – Italien [EUR22]

Strompreis (Endkunde):		0,3211 €/kWh
Energiekosten	0,0964 €/kWh	
Netzentgelte (Übertragung & Distribution)	0,0465 €/kWh	
Allg. Steuern und Abgaben	0,1133 €/kWh	
	kommunale Steuern/Gebühren/Abgaben und Entgelte	0,0891 €/kWh
	MwSt.	0,0212 €/kWh
	Sonstige	0,0030 €/kWh
EE-Umlagen	0,0649 €/kWh	
	EE-Abgaben	0,0460 €/kWh
	Umweltsteuern	0,0163 €/kWh
	Kapazitätssteuern	- €/kWh
	Steuern im Nuklearbereich	0,0026 €/kWh

Relevante Kosten im Zusammenhang mit Energy Sharing in Italien

- Energiekosten: fallen auf geteilte Energie an, zur finanziellen Kompensation wird aber Prämie von staatlicher Behörde GSE ausgezahlt
 - 0,11 €/kWh bei Energy Sharing innerhalb eines Wohnblocks und Nutzung des öffentlichen Netzes
 - 0,10 €/kWh bei Energy Sharing innerhalb des gleichen Gebäudes über Nutzung eines privaten Netzes
- Netzentgelte: geteilte Energie ist nicht von Netzentgelten befreit, auf jede erzeugte Energieeinheit muss der Abnehmer die Netzentgelte in voller Höhe
 - **Aber:** Erstattung der verbrauchsabhängigen Netzentgelten in Höhe von 0,00822 €/kWh (2019), wenn die Energie innerhalb einer EC verbraucht wird
 - Erstattung von 0,00761 €/kWh der Entgelte für Übertragung
 - Erstattung von 0,00061 €/kWh der Entgelte für Distribution
- Allg. Steuern und Abgaben: fallen in voller Höhe auf verbrauchte Energie an, unabhängig ob geteilt oder nicht
- Energie-Steuern: fallen in voller Höhe auf verbrauchte Energie an, unabhängig ob geteilt oder nicht

[Jag19], [Eur20], [Fri20], [Zul20a], [Bir21], [Gia21], [Spo21], [Zat21]

Spanien

Tabelle A.3 Zusammensetzung Strompreis für Endkunden 2019 – Spanien [EUR22]

Strompreis (Endkunde):		0,3501 €/kWh
Energiekosten	0,0668 €/kWh	
Netzentgelte (Übertragung & Distribution)	0,0620 €/kWh	
Allg. Steuern und Abgaben	0,1750 €/kWh	
	kommunale Steuern/Gebühren/Abgaben und Entgelte	0,1107 €/kWh
	MwSt.	0,0415 €/kWh
	Sonstige	0,0228 €/kWh
EE-Umlagen	0,0463 €/kWh	
	EE-Abgaben	0,0335 €/kWh
	Umweltsteuern	0,0096 €/kWh
	Kapazitätssteuern	0,0032 €/kWh
	Steuern im Nuklearbereich	- €/kWh

Relevante Kosten im Zusammenhang mit Energy Sharing in Spanien

- Energiekosten: fallen seitens des EVU nicht auf geteilte Energie an
 - **Aber:** im sharing Abkommen kann ein Handelspreis zwischen dem Besitzer der Anlage und Endkunden festgelegt werden
 - Dieser Handelspreis entspricht Energiekosten, die sonst durch das EVU abrechnen würde
- Netzentgelte: nicht abschließend geklärt ob überhaupt welche anfallen (produktions- sowie verbrauchsseitig, aktueller state of the art: keine Entgelte müssen bezahlt werden)
- Allg. Steuern und Abgaben
 - MwSt.: auf den Differenzbetrag zwischen überschüssiger Energie und der verbrauchten Energie bei Anwendung der *Simplified Compensation* Vergütung
 - Kommunale Steuern/Gebühren/Abgaben und Entgelte: fallen nicht an
 - Sonstige: fallen nicht an
- Energie-Steuern: geteilte Energie ist befreit von Energie-Steuern

[Deu19], [Ban20], [Fri20], [Inê20], [Lóp20], [Bir21], [Deu21], [Gal21], [Roc21]

Anhang B Mathematischer Beweis Erhöhung Lokalrate

$$\text{zz.: } LKR_{ver,1} = \frac{E_{ES} + E_{EV} + x}{\sum_{n \in N} E_{ver,n} + x} \geq \frac{E_{ES} + E_{EV}}{\sum_{n \in N} E_{ver,n}} = LKR_{ver,2} \quad \forall x \in \mathbb{R}^{\geq 0}$$

Es sei $A := E_{ES} + E_{EV}$ und $B := \sum_{n \in N} E_{ver,n}$.

$$\text{Rzz.:} \quad \frac{A+x}{B+x} \geq \frac{A}{B} \quad \forall x \in \mathbb{R}^{\geq 0}$$

$$\text{Beweis:} \quad \frac{A+x}{B+x} \geq \frac{A}{B}$$

$$\frac{A+x}{B+x} * \frac{B}{B} \geq \frac{A}{B} * \frac{B+x}{B+x}$$

$$\frac{AB + xB}{B^2 + xB} \geq \frac{AB + Ax}{B^2 + Bx}$$

$$\frac{xB}{B^2 + xB} \geq \frac{Ax}{B^2 + Bx}$$

$$\frac{B}{B^2 + xB} \geq \frac{A}{B^2 + Bx}$$

$$A \leq B \quad \forall x \in \mathbb{R}^{\geq 0} \quad \text{q.e.d.}$$

Es gilt für jede Zeitschritt $A \leq B \quad \forall x \in \mathbb{R}^{\geq 0}$, da:

$$A = E_{ES} + E_{EV} \leq E_{ES} + E_{EV} + \sum_{n \in N} E_{ver,n_{Rest}} = \sum_{n \in N} E_{ver,n} = B$$

Anhang C Sensitivitätsanalyse Energy Sharing-Mengen

Exemplarisch wurde eine Sensitivitätsanalyse anhand drei ähnlicher Teilnehmer für die spanische Regulierung durchgeführt. Diese Teilnehmer besitzen keine flexiblen Lasten und weisen ähnliche Grundlastprofile auf. Sie unterscheiden sich durch unterschiedliche Strompreise oder aufsummiertem Verbrauch. Die Ergebnisse lassen sich der Tabelle C.1 entnehmen.

Tabelle C.1 Bezogene Energy Sharing-Mengen von SH mit ähnlichen Verbräuchen bei spanischer Parametrierung

	SH₂₇	SH₂₈	SH₃₅
Verbrauch [kWh]	2.481	2.499	3.012
Strompreis [€/kWh]	0,3468	0,3587	0,3587
Mengen Energy Sharing [kWh]	649	1.000	1.483

Aus dieser Tabelle lassen sich die oben aufgeführten Effekte erkennen. Für die SH₂₇ und SH₂₈ liegt ein ähnliches Grundlastprofil vor, nur der Stromtarif unterscheidet sich. Das resultiert für SH₂₈ in höheren durch Energy Sharing bezogenen Energiemengen. Der Vergleich der bezogenen Energiemengen von SH₂₉ mit denen von SH₃₅ zeigt auf, dass auch der Verbrauch diese Mengen beeinflusst.

Anhang D Untersuchung zu Umverteilungen im Elektrizitätsversorgungssystem

Für die drei Länder sind die Daten aus dem jeweiligen Referenzszenario in der untenstehenden Tabelle zusammengestellt. Ausgehend von diesen Daten werden die Einbußen des jeweiligen Untersuchungsszenarios bestimmt.

Tabelle D.1 Ökonomische Kenndaten der Referenzszenarien

	SP	IT	GR
Σ Netzentgelte [€]	38,48	28,86	16,46
Σ Stromsteuer [€]	108,6	70,31	38,62
Σ EE-Umlage [€]	28,73	40,28	19,22
Marktvolumen BU [€]	213,9	196,2	121,0
Umsatz EVU [€]	42,09	56,75	46,7

Im Folgenden werden die Umverteilungen mittels Sankey-Diagramme visualisiert. Dabei wird jeweils der individuelle Fall für Spanien und Italien betrachtet; in Griechenland der kollektive Fall. Die drei nachfolgenden Abbildungen sind analog aufgebaut.

Am linken Rand der Abbildung ist das gesamte BU-Marktvolumen des Referenzszenario ohne Durchführung von Energy Sharing abgetragen. Ausgehend davon wird das neue Marktvolumen der BU-Instanz bei Durchführung von Energy Sharing betrachtet. Dieses Marktvolumen lässt sich weiter in angefallene Netzentgelte, Stromsteuern und EE-Umlagen auftrennen. Der verbleibende Posten repräsentiert die Energiekosten, an denen das jeweilige EVU verdient. Hier wird die Annahme getroffen, dass alle vier Posten separiert voneinander erfasst sind. In der Realität werden diese aggregiert auf der Stromrechnung abgerechnet.

Zwischen der Benchmark und dem neuen Marktvolumen auf der BU-Instanz liegt eine Differenz vor. Diese resultiert aus den Förderungen für Energy Sharing. Außerdem wird insgesamt weniger Energie von der BU bezogen. Der untere Strang der Abbildung zeigt jeweils den Ursprung dieser Differenz in den jeweiligen Posten im Vergleich zur Benchmark auf. Für Italien existiert zwischen den beiden Strängen ein weiterer Strang für Energy Sharing (ES). Damit werden die Netzentgelte, EE-Umlagen und Stromsteuern auf geteilte Energie in dieser Betrachtung erfasst.

Spanien

Das erste Diagramm bezieht sich auf die spanische Parametrierung und ist in Abbildung D.1 dargestellt.

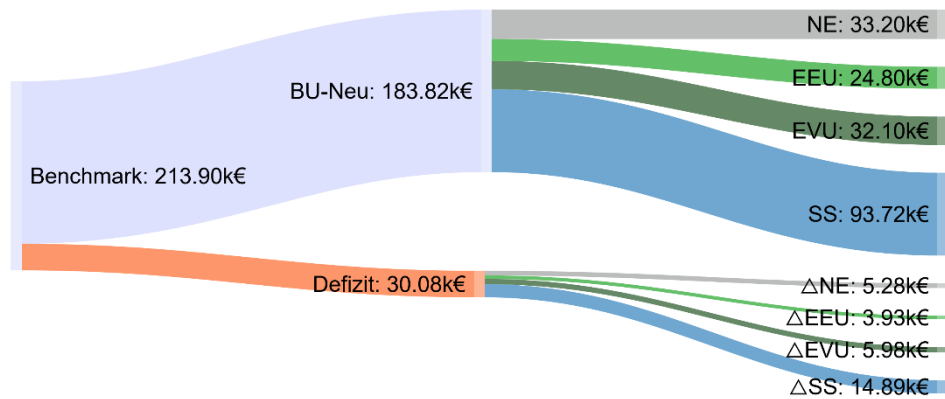


Abbildung D.1 Sankey-Diagramm der Umverteilung – SP ind.

In Spanien fallen keine Netzentgelte für Energy Sharing an. Von dem ursprünglichen BU-Marktvolumen in Höhe von 213.900 € bleibt nach Durchführung von Energy Sharing nur 86 % erhalten. In der spanischen Parametrierung ist durch den Wegfall von Abgaben, Umlagen und Steuern ein Defizit von 30.080 € entstanden. Dieses lässt sich vor allem auf die entfallenen Netzentgelte zurückführen. In Spanien machen die Stromsteuern den größten Anteil der Stromkosten aus, wodurch dieses Ergebnis zu erklären ist. Für das EVU resultiert ein Defizit in Höhe von 5.980 €, was durch einen geringer Energiebezug am BU erklärt wird. Es werden 105 MWh Energie geteilt, was multipliziert mit dem durchschnittlichen Energiepreis in Höhe von ungefähr 0,06 €/kWh dieses Defizit ergibt. Hierbei ist zu beachten, dass die Energiepreise für jeden Teilnehmer individuell festgelegt worden sind, was in einer Abweichung von Überschlagsrechnung und der Zahl im Sankey-Diagramm führt.

Um die Defizite, die aus Energy Sharing resultieren, abzufangen, ließe sich der BU-Preis um eine kompensierende Abgabe erhöhen. Legt man das gesamte Defizit auf den BU-Bezug um, ergibt sich eine kompensierende Abgabe in Höhe von $30.080 \text{ €} / 620.000 \text{ kWh} = 0,0497 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$. Mit dieser 14 %tigen Erhöhung des Strompreises würden die aus Energy Sharing resultierende Umverteilung kompensiert werden.

Italien

Das zweite Sankey-Diagramm gibt die Umverteilung im individuellen Fall für die italienische Parametrierung wieder. Aus der Abbildung D.2 lässt sich erkennen, dass die Umverteilung für die italienische Parametrierung nicht so stark wie im spanischen Fall ausgeprägt ist. Das auftretende Defizit liegt bei lediglich 8.940 € und betrifft den Posten Netzentgelte und das EVU. Dieser Umstand lässt sich auf die Höhe der Förderungen für Energy Sharing in Italien zurückführen. Dort wird nur eine Reduktion der Netzentgelte auf geteilte Energie zugelassen, die vom Staat zurückerstattet werden. Die restlichen Kosten fallen in voller Höhe an. Auch fällt für den jeweiligen EVU keine Umsatzeinbuße an, da die geteilte Energie mit dem vollen Energiepreis bezogen werden muss. Das Defizit resultiert nur für den Staat, der eine direkte Förderung auf geteilte Energie gewährt.

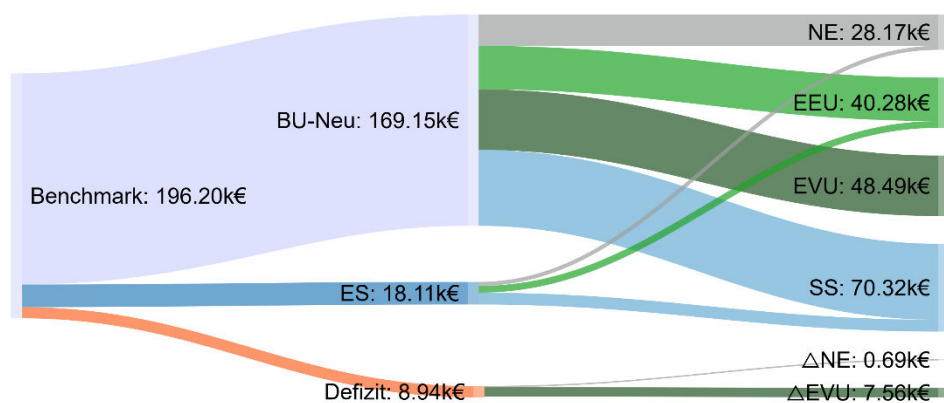


Abbildung D.2 Sankey-Diagramm der Umverteilung – IT ind.

Die Höhe der benötigten Subventionen beträgt für den gesamten Zeitraum $S = \sum_{n \in N} p_{ES,n} \cdot 0,11 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} = 83.600 \text{ kWh} \cdot 0,11 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} = 9196 \text{ €}$. In der Abbildung weicht der Posten 946 € davon ab. Das ist auf den Umstand zurückzuführen, dass die direkte Förderung im Modell auf einen durchschnittlichen Energiepreis der Teilnehmer festgelegt worden ist. Die Teilnehmer besitzen aber alle individuelle Energiepreise, wodurch sich das Ergebnis des Diagramms ermittelt hat.

Zusätzlich lassen sich in diesem Diagramm die Kosten für Energy Sharing für die italienische Parametrierung ablesen. Auf die Menge von 83,6 MWh geteilter Energie fallen insgesamt Kosten in Höhe von 18.110 € für Netzentgelte, Stromsteuer und EE-Umlage an.

Griechenland

Abgeschlossen wird diese Untersuchung mit der Betrachtung des kollektiven, griechischen Untersuchungsfalls. Es ergibt sich ein analoges Bild wie schon in Abbildung D.1 bei der spanischen Untersuchung. Die Förderung in Griechenland und Spanien erfolgen analog, nur dass es in Griechenland zusätzlich noch die Möglichkeit der virtuellen Speicherung gibt. Im vorliegenden Untersuchungsszenario übersteigen die Verbräuche die Erzeugung in jedem Zeitschritt. Diese Erkenntnis hat sich aus der Untersuchung der Lokalraten offenbart. Es bedarf im kollektiven Fall keine virtuellen Batterien, mit denen Überschüsse für spätere Zeitschritte gespeichert werden.

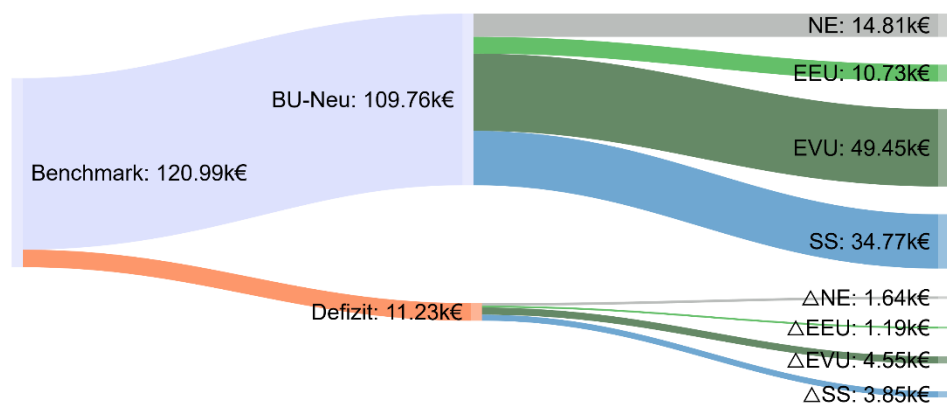


Abbildung D.3 Sankey-Diagramm der Umverteilung – GR kol.

Die Eigenverbrauch-Abgabe wird in dieser Abbildung nicht berücksichtigt. Diese ist nur von der Erzeugungsmenge der PV-Anlage und nicht von Verwendungsart abhängig. Die Erzeugungsmenge bleibt zwischen Benchmark und kollektivem Fall gleich, so dass sich hier keine Veränderungen ergeben.