

Peer-to-Peer Stromhandel in einem Verteilnetz mit lokaler Photovoltaik-Stromerzeugung unter Berücksichtigung verschiedener Zahlungsbereitschaften

Diplomarbeit

Lukas Wachter, BSc

Technische Universität Wien
Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe
Energy Economics Group

Betreuer: Priv.-Doz. Dipl.-Ing. Dr. Johann Auer
Assistent: Dipl.-Ing. Andreas Fleischhacker, BSc

Wien, November 2018

Danksagung

An dieser Stelle möchte ich mich ausdrücklich bei Priv.-Doz. Dipl.-Ing. Dr. Hans Auer und Dipl.-Ing. Andreas Fleischhacker bedanken, die immer ein offenes Ohr für mich hatten. Die Zusammenarbeit beim Erstellen dieser Diplomarbeit war wirklich zu jedem Zeitpunkt konstruktiv, persönlich und ausgezeichnet.

Ganz herzlich möchte ich meiner Familie danken. Meinen beiden Schwestern Elisabeth und Marianne Wachter die mir stets mit gutem Beispiel vorgegangen sind. Vor allem möchte ich auch meinen Eltern Heidi und Ernst Wachter danken ohne die dieses Studium nie möglich gewesen wäre. Neben ihrer finanziellen Unterstützung haben sie mich immer bestärkt und sind mir mit Rat und Tat zur Seite gestanden.

Besonderer Dank geht auch an meine Freundin Natalia Kowalska, die mich durch sämtliche Höhen und Tiefen des Studiums begleitet hat. Geduldig und verständnisvoll hat sie mich dabei immer wieder aufs Neue motiviert.

Außerdem möchte ich noch meinen engsten Freunden danken, die mir immer eine besondere Stütze waren. Ausdrücklichen Dank hierbei an Jennifer Jagatits und Martin Nikodim, denen ich viele schöne Erinnerungen während der Studienzzeit verdanke.

Abstract

In order to exploit the potential of local electricity generation from photovoltaic systems on multi-family houses or in urban areas, the first pilot projects of tenant electricity models (“Mieterstrommodell“) are currently being implemented. The logical next step is the extension of this concept to several buildings, the so-called energy community. Thereby resulting synergy effects through holistic consideration of individual load profiles can be increasingly exploited. This diploma thesis does therefore deal with the peer-to-peer electricity trading within an energy community under consideration of different ecological and economical preferences of the participants. For this purpose, an optimization model is developed in Matlab, which optimally distributes the locally generated electricity (from photovoltaics) through peer-to-peer trading within the energy community. An optimum for the individual participants is achieved when electricity is purchased at minimum cost or sold with maximum income. Furthermore the prosumers are modelled with different willingness to pay. These are influenced by an individual weighting factor accounting for emissions in the interconnected electricity grid as well as the spatial distance between two potential trading partners. According to the results, the internal electricity trade leads to a similarly high local self-consumption within the entire energy community as battery storages do. The individual preferences of the prosumers, expressed by their willingness to pay, determine the traded electricity. For example, particularly ecologically motivated participants can obtain a larger share of internally traded electricity than exclusively economically motivated participants. In addition, case studies show that differences in electricity demands, load profiles or the distribution and size of photovoltaic systems within the energy community contribute positively to the total volume of electricity traded. If, for example, businesses with high electricity consumption are integrated into the energy community, both the local electricity producers and the companies themselves benefit and more locally generated electricity is traded overall. However, the legal basis for such peer-to-peer electricity trading must first be created.

Kurzfassung

Um das Potenzial lokaler Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen auch in Mehrfamilienhäusern oder im urbanen Raum zu nutzen, werden derzeit erste Pilotprojekte von Mieterstrommodellen umgesetzt. Der logische nächste Schritt ist die Erweiterung dieses Konzepts auf mehrere Gebäude, der sogenannten Energy Community. Dadurch können resultierende Synergieeffekte durch die gesamtheitliche Betrachtung von einzelnen Lastprofilen vermehrt genutzt werden. Diese Diplomarbeit beschäftigt sich daher mit dem Peer-to-Peer Stromhandel innerhalb einer Energy Community unter der Berücksichtigung unterschiedlicher ökologischer und ökonomischer Präferenzen der Teilnehmer. Dazu wird in Matlab ein Optimierungsmodell entwickelt, das den lokal erzeugten Strom (aus Photovoltaik) durch Peer-to-Peer Stromhandel optimal innerhalb der Energy Community verteilt. Ein Optimum für die einzelnen Teilnehmer wird erzielt, wenn mit minimalen Kosten Strom gekauft beziehungsweise mit maximalen Erträgen verkauft wird. Weiters werden die Prosumer mit grundsätzlich unterschiedlichen Zahlungsbereitschaften abgebildet. Diese werden dabei von einem individuellen Gewichtungsfaktor bezüglich der Emissionen im Stromverbundnetz sowie der räumlichen Distanz zwischen zwei potentiellen Handelspartnern beeinflusst. Den Ergebnissen zufolge führt der interne Stromhandel zu einem ähnlich hohen lokalen Eigenverbrauch innerhalb der gesamten Energy Community wie Batteriespeicher. Dabei bestimmen die individuellen Präferenzen der Prosumer, ausgedrückt durch deren Zahlungsbereitschaft, die gehandelten Strommengen. So können beispielsweise besonders ökologisch motivierte Teilnehmer einen größeren Anteil am intern gehandelten Strom beziehen, als ausschließlich ökonomisch motivierte Teilnehmer. Darüber hinaus zeigen Fallstudien, dass Unterschiede bezüglich des Strombedarfs, der Lastprofile oder der Verteilung und Größe von Photovoltaikanlagen innerhalb der Energy Community positiv zur gesamten gehandelten Strommenge beitragen. Sind zum Beispiel Gewerbebetriebe mit hohem Stromverbrauch in die Energy Community eingebunden, profitieren sowohl die lokalen Stromerzeuger als auch die Betriebe selbst, und es wird insgesamt mehr lokal erzeugter Strom gehandelt. Die rechtlichen Grundlagen für derartigen Peer-to-Peer Stromhandel müssen allerdings erst geschaffen werden.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
1.1	Motivation	1
1.2	Fragestellung und Methode	1
1.3	Aufbau der Arbeit	2
2	Aktueller Stand der Entwicklungen	5
2.1	Energiapolitische und regulatorische Rahmenbedingungen	5
2.2	Praktische Umsetzungsbeispiele	6
2.3	Wissenschaftliche Publikationen	7
3	Methode	11
3.1	Nomenklatur	11
3.2	Basismodell ohne Peer-to-Peer Stromhandel	13
3.2.1	Modell ohne lokale Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen	13
3.2.2	Modellerweiterung mit lokaler Stromerzeugung aus Photovoltaik- anlagen	15
3.2.3	Zusätzliche Modellerweiterung mit Batteriespeicher	17
3.3	Modell eines Peer-to-Peer Stromhandels	21
3.3.1	Einführung der Zahlungsbereitschaft der Prosumer bzw. Verbraucher	22
3.3.2	Beschreibung des Peer-to-Peer Modells	24
4	Daten und Annahmen	29
4.1	Netztopologie nach IEEE 33	29
4.2	Last- und Erzeugungsprofile	31
4.3	Batteriespeicher	32
4.4	Preise und Emissionen	33
5	Ergebnisse	35
5.1	Jährliche mengenmäßige und monetäre Bilanzen	36
5.2	Ausgewähltes Zeitfenster im Detail	40
5.3	Sensitivitätsanalysen	47
5.3.1	Einfluss unterschiedlicher Lastprofile sowie Photovoltaik- und Batteriespeicher - Zuordnungen	48
5.3.2	Einfluss unterschiedlicher Zahlungsbereitschaften der Prosumer bzw. Verbraucher	54
6	Schlussfolgerungen	61

Inhaltsverzeichnis

Literatur	63
Anhang	67

1 Einleitung

1.1 Motivation

Historisch basiert die Stromversorgung zu großen Teilen auf fossilen Energieträgern, die in einzelnen großen Kraftwerken zu Strom umgewandelt werden und mit Hilfe von Übertragungs- und Verteilnetzen die Verbraucher versorgen. Damit einher gehen allerdings ökologische Probleme, die immer deutlicher sichtbar werden und eine geringe Akzeptanz in der Bevölkerung. Ein Lösungsansatz ist folglich der Übergang hin zu erneuerbaren Energiequellen, die vermehrt dezentral in das Stromnetz einspeisen. Sonnenenergie und ihre technische Nutzung, die Photovoltaik, ist dabei von großer Bedeutung. So besitzen immer mehr private Haushalte lokale Stromerzeugungsanlagen und tragen zur "Demokratisierung der Energieversorgung" bei.

Um dieses Potenzial auch bei Mehrfamilienhäusern oder im urbanen Raum zu nutzen, werden seit 2017 Mieterstrommodelle in ersten Pilotprojekten umgesetzt. Damit sind Geschäftsmodelle möglich, in denen zum Beispiel mehrere Mieter von einer gemeinschaftlichen Photovoltaikanlage profitieren. Durch die gesamtheitliche Betrachtung der Einzellastprofile der Teilnehmer können sich zusätzliche Synergieeffekte ergeben [Fina et al., 2018].

Der logische nächste Schritt ist daher die Erweiterung dieses Konzepts auf mehrere Gebäude oder Haushalte, der sogenannten Energy Community. Neben den erwähnten Synergieeffekten könnte der Peer-to-Peer Stromhandel zwischen den Prosumern¹ und Verbrauchern innerhalb dieser Gemeinschaft wesentlich zur Attraktivität lokaler Stromerzeugung sowie deren effizienten Nutzung beitragen. Um dabei die Akzeptanz und Machbarkeit solcher Konzepte zu gewährleisten, ist es von essentieller Bedeutung, unterschiedliche Präferenzen und Motivationen der Teilnehmer zu berücksichtigen, so dass tatsächlich ein möglichst "demokratisches" Energiesystem entstehen kann.

1.2 Fragestellung und Methode

Das zentrale Ziel dieser Diplomarbeit ist es, das Potenzial von Energy Communities mit internem Peer-to-Peer Stromhandel zu analysieren. Dabei wird individuell der ökologische

¹Mit "Prosumern" sind Personen gemeint, die gleichzeitig Produzent (Producer) und Verbraucher (Consumer) sind.

1 Einleitung

und ökonomische Antrieb der Teilnehmer in ihrer Zahlungsbereitschaft berücksichtigt. Die zwischen den Prosumern gehandelten Energiemengen und deren Auswirkungen auf den Netzbezug bzw. die Netzeinspeisung der gesamten Gemeinschaft werden folglich im Detail betrachtet. Darüber hinaus wird der Einfluss der Präferenzen der Teilnehmer auf die individuellen Ergebnisse dieses Konzepts analysiert.

Hierfür wird in Matlab ein Optimierungsmodell erstellt, das unter Berücksichtigung einiger Nebenbedingungen den lokal erzeugten Strom durch Peer-to-Peer Stromhandel optimal innerhalb der Energy Community verteilt. Ein Optimum für die einzelnen Teilnehmer wird erzielt, wenn mit minimalen Kosten Strom gekauft beziehungsweise mit maximalen Erträgen verkauft wird. Die Zahlungsbereitschaften der Prosumer werden dabei von einem individuellen Gewichtungsfaktor bezüglich der Emissionen im Stromverbundnetz sowie der räumlichen Distanz zwischen zwei potentiellen Handelspartnern beeinflusst. Dies stellt auch das Novum im Vergleich zu bereits existierenden Studien und Projekten (siehe Kapitel 2) dar.

1.3 Aufbau der Arbeit

In Kapitel 2 wird ein kurzer Überblick über die aktuellen energiepolitischen und regulatorischen Rahmenbedingungen, praktischen Umsetzungsbeispiele und wissenschaftlichen Publikationen zur Thematik der Energy Communities gegeben.

Kapitel 3 beschreibt die verwendete Methode und geht dabei auf die mathematische Formulierung der Optimierungsmodelle ein. Ausgehend von einem Basismodell werden schrittweise lokale Photovoltaikanlagen, Batteriespeicher und schlussendlich der Peer-to-Peer Stromhandel hinzugefügt. Dabei wird insbesondere auf die Definition der unterschiedlichen Zahlungsbereitschaft der Prosumer/Verbraucher eingegangen.

Kapitel 4 geht auf die verwendeten Daten und Annahmen der durchgeführten Berechnungen näher ein.

In Kapitel 5 werden, basierend auf den beschriebenen Optimierungsmodellen, fünf Fallstudien vorgestellt und berechnet. Im ersten Abschnitt dieses Kapitels werden sämtliche Berechnungen für ein gesamtes Jahr durchgeführt und die mengenmäßigen und monetären Bilanzen analysiert. Im zweiten Abschnitt wird ein einzelnes Zeitfenster im Detail betrachtet. Dabei wird vor allem der in diesem Zeitintervall stattfindende Peer-to-Peer Stromhandel analysiert. Im dritten Abschnitt werden verschiedene Sensitivitätsanalysen durchgeführt. Dabei wird der Einfluss folgender Parameter und Annahmen untersucht:

- Variation der Technologie-Zuordnungen
 - Anteil an lokalen PV-Stromerzeugungsanlagen
 - Anteil an lokalen Batteriespeichern
 - Stromverbrauch bzw. Lastprofile von Gewerbebetrieben

- Unterschiedliche Zahlungsbereitschaften
 - Variation der räumlichen Entfernung zwischen den Prosumern
 - Variation der Emissionen des Strommix im Stromverbundnetz

In Kapitel 6 werden abschließend Schlussfolgerungen anhand der erzielten Ergebnisse getroffen sowie ein Ausblick auf noch offene Fragestellungen gegeben, die in zukünftigen Arbeiten aufgegriffen werden können.

2 Aktueller Stand der Entwicklungen

2.1 Energiepolitische und regulatorische Rahmenbedingungen

Bereits im November 2016 wurden im Rahmen des sogenannten “Winter Packages“ acht Gesetzesvorlagen für den Übergang hin zu einem “System der sauberen Energien für alle europäische Bürger“ von der Europäischen Kommission vorgelegt [European Commission, 2016b]. Wesentlicher Bestandteil darin ist die Stärkung der Verbraucher als aktive Teilnehmer in den Energiemärkten der Zukunft. Dabei wird insbesondere auf das Potenzial lokaler Energy Communities eingegangen. Diese sollen dazu beitragen, lokale Stromerzeugung zu fördern, sowie deren Verteilung und Speicherung effizienter zu gestalten. Die EU Kommission definiert eine Energy Community dabei wie folgt [European Commission, 2016a]:

“local energy community’ means: an association, a cooperative, a partnership, a non-profit organisation or other legal entity which is effectively controlled by local shareholders or members, generally value rather than profit-driven, involved in distributed generation and in performing activities of a distribution system operator, supplier or aggregator at local level, including across borders;“

Diese Definition muss jedoch erst von den Mitgliedsstaaten übernommen und in die nationalen Gesetzgebungen überführt werden.

In Deutschland ermöglicht das Mieterstromgesetz bereits seit dem Sommer 2017 die Nutzung lokaler Stromerzeugung durch mehrere Verbraucher (Mieter innerhalb eines Wohnhauses mit einer gemeinsamen Photovoltaikanlage)[PV Financing, 2017]. Bei diesem Geschäftsmodell wird der dezentral erzeugte Strom von einem Lieferanten (der auch Betreiber der Photovoltaikanlage sein kann) an Dritte (den Mietern vor Ort) geliefert. Dieser als “Direktstrom“ vermarktete Strom wird dabei vom Erzeugungs- zum Verbrauchsort nicht durch ein öffentliches Stromnetz geleitet. Die Anwendung des Mieterstrommodells ist prinzipiell nicht auf ein einzelnes Gebäude beschränkt, sofern beim Direktverbrauchsanteil keine Nutzung des öffentlichen Netzes erfolgt. Der deutsche Gesetzgeber hat die Förderung jedoch speziell auf Wohngebäude begrenzt.

In Österreich wurde ebenfalls 2017 das Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (EIWOG) novelliert. Paragraph 16a dieser Novelle behandelt die so genannten “gemeinschaftlichen Erzeugungsanlagen“ [Nationalrat, 2017]. Derartige Anlagen sind jedoch explizit nur im Nahbereich des jeweiligen Gebäudes zulässig. Darüber hinaus ist eine Durchleitung

von Energie der gemeinschaftlichen Erzeugungsanlage an teilnehmende Berechtigte durch Leitungsanlagen des öffentlichen Verteilernetzbetreibers nicht erlaubt.

2.2 Praktische Umsetzungsbeispiele

Einen eigenen Ansatz des Peer-to-Peer Stromhandels verfolgt das Stromversorgungsunternehmen *Good Energy* in Großbritannien. In einem Pilotprojekt bietet das Unternehmen Geschäftskunden die Möglichkeit, über einen Online-Marktplatz namens "Selectricity", Strom direkt von Erzeugern zu beziehen [Good Energy, 2016]. Die Verbraucher können dabei auswählen, aus welcher erneuerbaren Energiequelle (Photovoltaik, Wind- oder Wasserkraft) und von welcher konkreten Erzeugungsanlage sie ihren Strombedarf decken wollen. Dadurch ist es auch möglich, den Strom von lokalen Stromerzeugern (zum Beispiel innerhalb der Nachbarschaft) zu beziehen. Grundsätzlich steht dabei aber nicht der Gedanke einer abgeschlossenen Energy Community im Vordergrund, sondern die Möglichkeit des direkten Peer-to-Peer Stromhandels zwischen Verbraucher und Erzeuger. Eine geografische Nähe zueinander ist dabei nicht unbedingt erforderlich.

Vandebrom in den Niederlanden ist ebenfalls eine Online-Plattform, bei der die Verbraucher Strom direkt von unabhängigen Erzeugern, beispielsweise Landwirten mit Windkraftanlagen, kaufen können [Energy Networks Association, 2014]. Ähnlich zu *Good Energy* fungiert hier *Vandebrom* als Stromlieferant, der durch spezielle Tarife Anreize für den direkten Stromhandel bietet. Prosumer, die Überschussstrom an *Vandebrom* verkaufen, haben die Möglichkeit, Energie von *Vandebrom* zu einem geringeren Tarif als bei andere Stromlieferanten zu kaufen.

Das von der EU finanzierte Projekt "PV-Prosumers4Grid" (PVP4Grid) beschäftigt sich seit Oktober 2017 mit der Machbarkeit neuer Management- und Geschäftsmodelle zur Kombination von Photovoltaik und anderen Technologien. Hauptziel ist dabei eine bessere Integration von Photovoltaikanlagen in das Energiesystem [PVP4Grid, 2018]. Die gemeinsame PV-Nutzung wird dabei in zwei PVP-Konzepte unterteilt:

- Lokale Kollektivnutzung: Gemeinsame PV-Nutzung in größeren Gebäuden
- Quartiersmodelle: Gemeinsame PV-Nutzung in einem abgegrenzten Netzbereich auf gleicher Spannungsebene (z.B. gleicher Strang des Ortsnetztrafos)

Bei der Kollektivnutzung wird darüber hinaus noch zwischen lokaler kollektiver Nutzung innerhalb desselben Gebäudes, und der Nutzung im Rahmen eines lokalen privaten Netzes (z.B. Industriepark) unterschieden. In Österreich ist zur Zeit allerdings nur die gemeinschaftliche Nutzung in einem Mehrparteienhaus mit öffentlichem Anschluss möglich. Unterschiedliche Varianten gibt es dabei jedoch hinsichtlich der Eigentümerschaft der Erzeugungsanlage sowie der Zahlungsmodalitäten. Als Mehrwert solcher Modelle wird die Aufwertung der Immobilie für den Immobilien- und den Anlageneigentümer identifiziert. Je nach konkretem Geschäftsmodell kann auch das Energieversorgungsunternehmen profitieren. Für Prosuming-Modelle, die über einzelne Gebäude hinausgehen, bestehen

elektrizitätsrechtlich derzeit kaum Barrieren. Es fallen durch die Nutzung des öffentlichen Stromnetzes jedoch entsprechende Netzentgelte an. Diese nehmen keine Rücksicht auf einen räumlichen Zusammenhang zwischen dem Ort der Erzeugung und jenem des Verbrauchs. Darüber hinaus müssen alle durch das Netz geleiteten Strommengen im Bilanzgruppenmodell gemäß ElWOG 2010 abgebildet werden. Die dazu notwendigen Marktdienstleistungsrollen müssten vom Betreiber des Modells entweder selbst etabliert, oder an geeignete Dienstleister vergeben werden.

In der "Smart City" in Aspern, im Nordosten Wiens, sind bereits drei Gebäudekomplexe mit Photovoltaikanlagen, die in einem Pilot-Gemeinschaftsmodell zusammenarbeiten, ausgestattet [Aspern Smart City Research, 2018]. Zusätzlich sind insgesamt sechs Speicher (einer im Gebäude, fünf im Smart Grid) eingebunden. Das angeschlossene Niederspannungsnetz ist dabei im Besitz einer Forschungsgesellschaft, und wird durch den lokalen Netzbetreiber betrieben. Dadurch ist es im Rahmen dieses Projektes möglich, entgegen der beschriebenen aktuellen Gesetzeslage, PVP-Gemeinschaftsmodelle zu testen. Die Bewohner dieser Gebäudeanlagen sind dabei jedoch noch nicht aktiv eingebunden und zahlen den Standardpreis für Strom und Wärme. Aus den Erfahrungen des Projekts zeigt sich die Möglichkeit, dass Gebäude(-verbünde) am Energiemarkt aktiv teilnehmen und weitere Geschäftsmodelle entwickelt werden können [PVP4Grid, 2018].

Um Unsicherheiten bezüglich dieser neuen Geschäftsmodelle abzubauen, bietet PV Austria eine Plattform mit einer Übersicht über weitere Pilotprojekte gemeinschaftlicher Erzeugungsanlagen [Bundesverband Photovoltaic Austria, 2018]. Die dort aufgeführten Projekte reichen von 2 Parteien bis zu 48 Wohneinheiten, sind jedoch aus den erwähnten rechtlichen Gründen auf einzelne Gebäude beschränkt.

2.3 Wissenschaftliche Publikationen

In vielen wissenschaftlichen Publikationen wurden bereits unterschiedliche Mechanismen zur Modellierung von Peer-to-Peer Stromhandel entwickelt und analysiert. Sie lassen sich grob in drei Kategorien einteilen:

- Auktionsmodelle: hier wird der Preis im Wesentlichen durch den Schnittpunkt der aufsteigenden Angebote und der Nachfrage bestimmt
- Multi-Agenten-Modelle: die Prosumer handeln hier unabhängig in einem Wettbewerbsmarkt um den größten Nutzen zu erzielen
- Analytische Modelle: hierbei wird der Preis für den lokal erzeugten Strom anhand konkreter Regeln oder Berechnungsmethoden bestimmt

Shamsi et al. stellen beispielsweise ein auf Auktionen basierendes Community-Marktmodell vor [Shamsi et al., 2016]. Dabei gibt jeder Akteur in jedem Zeitintervall bekannt, ob er Strom benötigt (er ist Käufer), oder überschüssigen Strom verkaufen will (er ist Verkäufer). Die passiven Käufer geben die benötigte Strommenge bekannt, Verkäufer dagegen ihre verfügbare Kapazität und den dazugehörigen Preis. Die Angebote werden

2 Aktueller Stand der Entwicklungen

aufsteigend anhand des Strompreises sortiert. Ein einfacher Market-Clearing-Prozess basierend auf dem Schnittpunkt zwischen Angebot und Nachfrage bestimmt dann den Spot-Preis. Das Marktmodell funktioniert dabei ähnlich zum Merit-Order-Modell der Strombörse. Der Unterschied ist jedoch das Vorhandensein des Versorgungsnetzes, welches die Höhe der Gebote nach oben durch den Stromendkudentarif, bzw. nach unten durch den Preis für PV-Überschusseinspeisung begrenzt. Dabei wird auch ein Lernmechanismus, basierend auf dem Recursive-Least-Squares-Algorithmus genutzt, um den Spot-Preis und die Nachfrage für die Teilnehmer zu schätzen.

Ein auf Multi-Agenten basierendes spieltheoretisches Rückwärtsauktionsmodell (mehrere Verkäufer, einzelner Käufer; d.h. sinkende Preise) wird in Cintuglu et al., 2015 gezeigt. Dabei wird ein kompetitiver lokaler Markt in einem Microgrid mit Anbindung ans Verbundstromnetz geschaffen. Das Modell verfolgt den Ansatz, eine Stunde im Voraus den Einsatz der lokalen Stromerzeugungsanlagen zu planen. Die gesamte Nachfrage wird aufgrund des kompetitiven Verhaltens der Besitzer der lokalen Stromerzeugungsanlagen dadurch zum niedrigsten Preis gedeckt.

In analytischen Modellen wird der Preis des Stroms aus lokaler Erzeugung, durch bestimmte Regeln oder Berechnungsmethoden festgelegt. Liu et al. nutzen beispielsweise das Angebot-und-Nachfrage-Verhältnis (Supply and Demand Ratio, SDR) für ein dynamisches internes Preismodell [Liu et al., 2017]. Der Preis ist dabei indirekt proportional zum Verhältnis der gesamten zum Verkauf stehenden Energiemenge und der gesamten Nachfrage in einem Zeitfenster. Ist dieser Verhältnis größer 1, muss das Überangebot an lokal erzeugtem Strom zum Preis der PV-Überschusseinspeisung verkauft werden. Ist es gleich 0, das heißt kein Prosumer verkauft Strom, muss die benötigte Energie um den Standardendkudentarif vom Stromlieferanten bezogen werden. Bei einem SDR zwischen 0 und 1 ergibt sich dynamisch ein Preis zwischen diesen beiden Tarifen.

Fleischhacker et al. berücksichtigen in ihrem Modell zusätzlich individuelle Präferenzen der einzelnen Akteure [Fleischhacker et al., 2018]. Sie beschreiben darin die Ressourcenzuteilung und Preissetzung in einem Mehrfamilienhaus mit Photovoltaikanlage. Darin werden zwei Faktoren innerhalb der Zahlungsbereitschaft der Verbraucher eingeführt. Diese gewichten Emissionen im Stromnetz und Strom aus lokaler Erzeugung individuell unterschiedlich stark. Die Gewichtungsfaktoren weisen dabei den ökologischen Interessen (Emissionsvermeidung, Strom aus lokaler Erzeugung) einen monetären Wert zu. In einer pay-as-bid-Auktion entspricht der Preis, den Verbraucher für den lokal erzeugten Strom zahlen, genau ihrer Zahlungsbereitschaft. Verbraucher mit einer hohen Zahlungsbereitschaft zahlen dadurch einen höheren Preis, erhalten aber auch zuerst den Zuschlag für den lokal erzeugten Strom. Der Profit des Besitzers der Photovoltaikanlage wird dabei maximiert.

Einen weiteren Beitrag zu lokalen Präferenzen liefert McKenna et al., 2018. In Workshop-Diskussionen werden dabei drei Werte/Motivationen identifiziert, die kleinen Gemeinden bei der Umsetzung von Energiekonzepten wichtig sind:

- Wirtschaftliche Nachhaltigkeit: Minimierung der Gesamtkosten der Energieversorgung
- Ökologische Nachhaltigkeit: Minimierung der gesamten CO_2 Emissionen und Minimierung der Primärenergieimporte
- Lokale Energieunabhängigkeit: Minimierung der Nettoimporte von Energie

Darauf basierend werden acht unterschiedliche Optimierungsziele definiert und mittels Multikriterien-Entscheidungsanalysen modelliert und untersucht. Die besten Gesamtergebnisse erzielen dabei Optimierungen nach maximaler ökologischer Nachhaltigkeit, unter bestimmten Einschränkungen der ökonomischen Nachhaltigkeit und lokalen Energieunabhängigkeit. Die ausschließliche Maximierung der ökonomischen Nachhaltigkeit oder lokalen Energieunabhängigkeit schneidet dabei am schlechtesten ab.

Aufbauend auf den genannten Entwicklungen und Studien ist der wissenschaftliche Beitrag dieser Arbeit die Kombination eines analytischen Modells einer Energy Community mit unterschiedlichen Zahlungsbereitschaften der Prosumer/Verbraucher. Wie zuvor beschrieben, wird ein Gewichtungsfaktor bezüglich der Emissionen im Stromverbundnetz eingesetzt, um die Zahlungsbereitschaft von Akteuren mit unterschiedlichen Präferenzen abzubilden. Dadurch können ökologisch oder rein ökonomisch getriebene Prosumer/Verbraucher individuell im Model berücksichtigt werden. Zusätzlich wird erstmals die räumliche Entfernung zwischen zwei Marktteilnehmern, in deren Zahlungsbereitschaft dem anderen gegenüber, aufgenommen. Dies ermöglicht es einerseits, Stromhandel zwischen unmittelbaren Nachbarn zu fördern bzw. zu bevorzugen. Gleichzeitig wird damit auch die Attraktivität des Eigenverbrauchs dynamisch (mit-)bestimmt. Andererseits kann dadurch das Modell der Energy Community, unter Berücksichtigung der Distanzen, in einfacher Weise auf eine größeres geografisches Gebiet hochskaliert werden.

3 Methode

Im Rahmen dieser Arbeit werden unterschiedliche Fallstudien des Peer-to-Peer Stromhandels innerhalb einer Nachbarschaft, der so genannten Energy Community, untersucht. Dazu wird zunächst ein Basismodell der Stromversorgung mehrerer Verbraucher, beziehungsweise Prosumer, mathematisch formuliert (Kapitel 3.2). Es wird darin eine Gruppe von Haushalten beschrieben, die ihren Strombedarf direkt vom Stromlieferanten decken (3.2.1). Erweitert wird dieses Modell anschließend durch lokale Stromerzeugung mittels Photovoltaikanlagen (3.2.2). In einem weiteren Schritt werden lokale Batteriespeicher zur Erhöhung des Eigenverbrauchs in das Basismodell integriert (3.2.3).

Darauf aufbauend wird im zweiten Abschnitt dieses Kapitels der Peer-to-Peer Stromhandel zwischen den Prosumern der Energy Community eingeführt und mathematisch als Optimierungsmodell beschrieben (3.3). Insbesondere wird in 3.3.1 das Konzept der Zahlungsbereitschaften vorgestellt und in 3.3.2 das Gesamtmodell beschrieben.

Sämtliche Optimierungen werden in *Matlab R2016b* mit dem Optimierer *Yalmip* durchgeführt. Als Solver für die linearen Optimierungsmodelle wird *Gurobi* herangezogen. Einzige Ausnahme stellt hier das nichtlineare Optimierungsmodell bei variablem Stromtarif (siehe Anhang) dar. Dieses wurde mit dem Solver *fmincon* gelöst.

3.1 Nomenklatur

Die Nomenklatur der Optimierungsmodelle ist in Tabelle 3.1 gegeben.

3 Methode

Tabelle 3.1: Nomenklatur der Optimierungsmodelle

Name	Bezeichnung	Einheit
CS	Verbraucher	[1]
CW	Wohlfahrt der Energy Community	[€]
$d_{i,j}$	Entfernung zwischen Prosumer i und j	[m]
e_t^{grid}	Grenzemissionen im Verbundstromnetz	[kg/MWh]
η_{bat}	Ent-/Ladewirkungsgrad der Batterie	[1]
N	Anzahl der betrachteten Prosumer	[1]
$p^{retailer}$	Tarif des Stromlieferanten	[€/kWh]
PS	Prosumer	[1]
PW	Wohlfahrt der einzelnen Prosumer	[€]
$p^{wholesale}$	Preis für die (Überschuss-) Einspeisung	[€/kWh]
$q_{t,i}^{directOwnConsumption}$	direkter Eigenverbrauch	[kWh]
$q_{t,i}^{fromBat}$	Energieentnahme aus dem Batteriespeicher	[kWh]
$q_{t,i}^{generation}$	lokale Stromerzeugung	[kWh]
$q_{t,i}^{toBat}$	Energieeinspeisung in den Batteriespeicher	[kWh]
$q_{t,i}^{wholesale}$	Netzeinspeisung	[kWh]
q_{max}^{Bat}	maximale Batterieleistung	[kW]
$q_{t,i}^{load}$	Stromverbrauch	[kWh]
$q_{t,i}^{retailer}$	Netzbezug	[kWh]
$q_{i,j,t}^{share}$	intern gehandelter Strom	[kWh]
$s^{distance}$	Skalierungsfaktor der Distanz	[1]
$SOC_{t,i}$	Ladezustand der Batterie	[kWh]
SOC_{max}	maximaler Ladezustand der Batterie	[kWh]
SOC_{min}	minimaler Ladezustand der Batterie	[kWh]
T	Anzahl betrachteter Zeitintervalle	[1]
TW	Gesamte Wohlfahrt	[€]
$w_i^{emissions}$	individueller Emissionsgewichtungsfaktor	[1]
$wtp_{i,j,t}$	Zahlungsbereitschaft	[€/kWh]

3.2 Basismodell ohne Peer-to-Peer Stromhandel

3.2.1 Modell ohne lokale Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen

Die "Energy Community" besteht in diesem Fall nur aus Verbrauchern (CS_i). Jeder Verbraucher wird durch sein individuelles Lastprofil (q_i^{load}) repräsentiert. Dieser Strombedarf wird ausschließlich vom Stromlieferant gedeckt ($q_i^{retailer}$). Der Energiefluss ist, wie in Abbildung 3.1 zu sehen, somit unidirektional vom Versorgungsnetz hin zu den Endkunden.

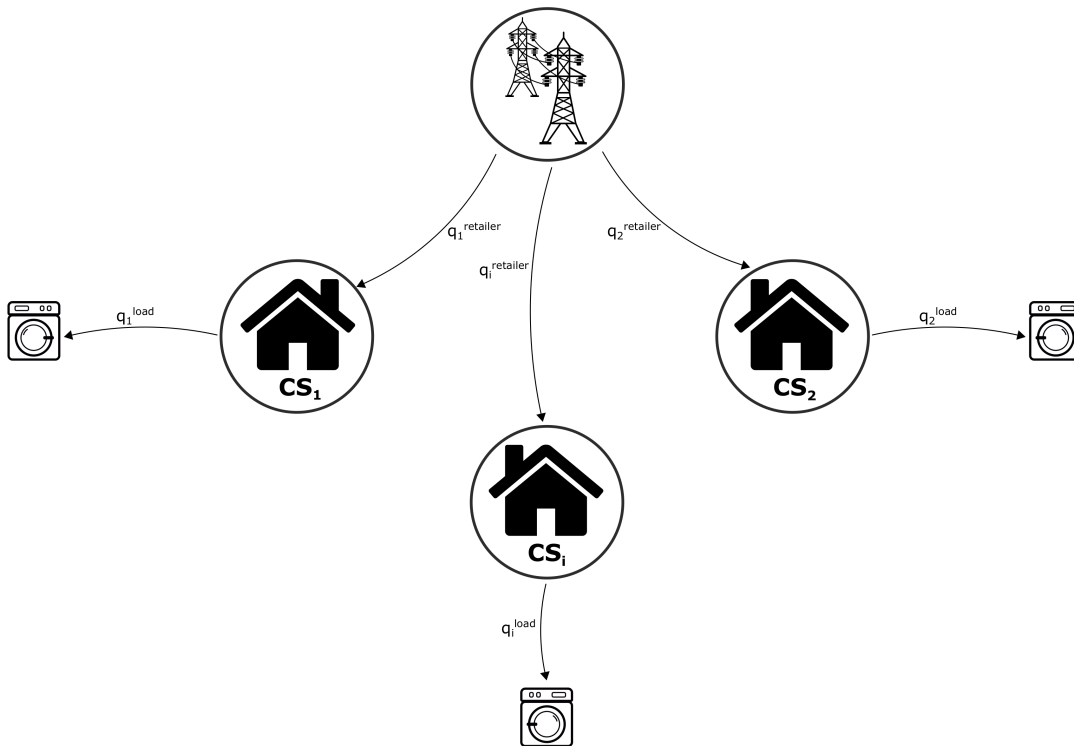


Abbildung 3.1: Energieflüsse der "Energy Community" im Basismodell ohne lokale Stromerzeugung.

Mathematisch geht die Lastdeckung als folgende Nebenbedingung in das Modell ein.

$$q_{t,i}^{load} = q_{t,i}^{retailer} \quad (3.1)$$

mit

- $q_{t,i}^{load}$ – Strombedarf des Prosumers/Verbrauchers i zum Zeitpunkt t in [kWh]
- $q_{t,i}^{retailer}$ – Vom Stromlieferant bezogene Energie des Prosumers/Verbrauchers i zum Zeitpunkt t in [kWh]

3 Methode

Ohne lokale Stromerzeugung oder Batteriespeicher besitzen die Verbraucher noch keinerlei Flexibilität, um ihren Strombedarf möglichst kostengünstig zu decken. In der einfachsten Form sieht das entsprechende Basismodell demnach wie folgt aus:

Optimierungsmodell:

$$\max CW = \sum_t^T \sum_i^N \left(-q_{t,i}^{retailer} \cdot p^{retailer} \right) \quad (3.2)$$

unter den Nebenbedingungen

$$q_{t,i}^{load} = q_{t,i}^{retailer} \quad (3.3)$$

$$q_{t,i}^{retailer} \geq 0 \quad (3.4)$$

mit

- CW – Wohlfahrt der Energy Community in [€]
- $p^{retailer}$ – mengenabhängiger Tarif des Stromlieferanten in [€/kWh]
- T – Anzahl betrachteter Zeitintervalle
- N – Anzahl betrachteter Prosumer

Die Optimierung erfolgt nach folgender Optimierungsvariable:

$$q^{retailer} = \text{Optimierungsvariable}(T, N) \quad (3.5)$$

Für die Verbraucher besteht daher keine Möglichkeit, außer der Reduktion des eigenen Stromverbrauchs, die Kosten zur Deckung des Strombedarfs zu reduzieren. Die Lastprofile der Verbraucher werden in dieser Arbeit jedoch als exogene, unveränderliche Größen behandelt (siehe Kapitel 4). Erst der Einsatz von lokaler Stromerzeugung liefert deutliche Einsparungsmöglichkeiten.

3.2.2 Modellerweiterung mit lokaler Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen

Durch den vermehrten Einsatz von lokaler, erneuerbarer Stromerzeugung (Photovoltaikanlagen, Kleinwindkraftanlagen, etc.) kann sich der Energiefluss, zum Beispiel bei starker Sonneneinstrahlung, auch umkehren (Abbildung 3.2). Die Verbraucher sind nun ebenfalls Produzenten – sogenannte Prosumer (PS_i). Ihre Last wird nicht mehr ausschließlich von Stromlieferanten, sondern auch von der eigenen Photovoltaikanlage ($q_i^{generation}$) gedeckt. Ist die momentane Erzeugung größer als der momentane Verbrauch eines Prosumers, so wird die “überschüssige“ Strommenge ins Netz gespeist und an den Stromlieferanten verkauft ($q_i^{wholesale}$).

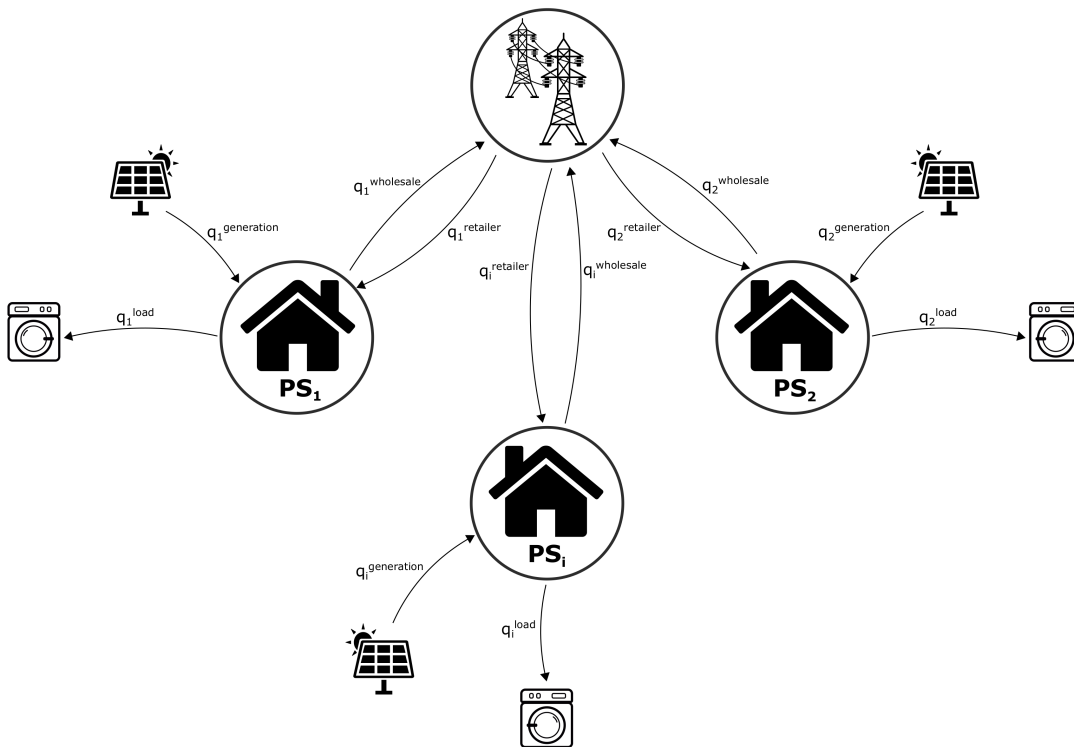


Abbildung 3.2: Energieflüsse der “Energy Community“ mit lokaler Stromerzeugung durch Photovoltaikanlagen.

3 Methode

Die Nebenbedingung zur Deckung der Last jedes Prosumers wird somit erweitert zu:

$$q_{t,i}^{load} = q_{t,i}^{retailer} + q_{t,i}^{directOwnConsumption} \quad (3.6)$$

mit

$$q_{t,i}^{directOwnConsumption} \quad - \quad \text{direkt selbst verbrauchte Energie des Prosumers } i \text{ zum Zeitpunkt } t \text{ in [kWh]}$$

Analog dazu wird nun eine Nebenbedingung zur Aufteilung des selbst erzeugten Stromes eingeführt.

$$q_{t,i}^{generation} = q_{t,i}^{wholesale} + q_{t,i}^{directOwnConsumption} \quad (3.7)$$

mit

$$\begin{aligned} q_{t,i}^{generation} & - \text{ Erzeugter Strom des Prosumers } i \text{ zum Zeitpunkt } t \text{ in [kWh]} \\ q_{t,i}^{wholesale} & - \text{ Energiemenge des Prosumers } i \text{ in [kWh], die zum Zeitpunkt } t \text{ an den} \\ & \text{ Stromlieferanten verkauft wird} \end{aligned}$$

Somit ergibt sich folgendes erweitertes Basismodell mit lokaler Stromerzeugung.

Optimierungsmodell:

$$\max CW = \sum_t^T \sum_i^N \left(q_{t,i}^{wholesale} \cdot p^{wholesale} - q_{t,i}^{retailer} \cdot p^{retailer} \right) \quad (3.8)$$

unter den Nebenbedingungen

$$q_{t,i}^{load} = q_{t,i}^{retailer} + q_{t,i}^{directOwnConsumption} \quad (3.9)$$

$$q_{t,i}^{generation} = q_{t,i}^{wholesale} + q_{t,i}^{directOwnConsumption} \quad (3.10)$$

$$q_{t,i}^{retailer}, q_{t,i}^{wholesale}, q_{t,i}^{directOwnConsumption} \geq 0 \quad (3.11)$$

mit

$$p^{wholesale} \quad - \quad \text{Preis für die (Überschuss-)Einspeisung in [€/kWh]}$$

Die Optimierung erfolgt nach folgenden Optimierungsvariablen:

$$q^{retailer} = \text{Optimierungsvariable}(T, N) \quad (3.12)$$

$$q^{wholesale} = \text{Optimierungsvariable}(T, N) \quad (3.13)$$

$$q^{directOwnConsumption} = \text{Optimierungsvariable}(T, N) \quad (3.14)$$

Die Vergütung der Einspeisung von PV-Überschussstrom liegt in der Regel deutlich unter den Einsparungsmöglichkeiten durch Eigenverbrauch. Der erzeugte Strom wird also, sofern möglich, selbst verbraucht. Erzeugt ein Prosumer in einem Moment mehr Strom als er selbst verbraucht, muss der überschüssige Strom jedoch an den Stromlieferanten verkauft werden. Erst durch Batteriespeicher oder Peer-to-Peer Stromhandel ergeben sich weitere Handlungsmöglichkeiten für die Prosumer.

3.2.3 Zusätzliche Modellerweiterung mit Batteriespeicher

Nun wird das bisherige Modell um lokale Batteriespeicher erweitert. Jeder Prosumer kann dadurch den selbst erzeugten Strom speichern, und zu einem späteren, passenden Zeitpunkt selbst verbrauchen, oder an den Stromlieferanten verkaufen (Abbildung 3.3). Die Prosumer können dadurch einen höheren Anteil der selbst erzeugten Energie auch selbst nutzen, und somit ihre Stromkosten deutlich reduzieren.

Die Nebenbedingungen zur Lastdeckung und der Verteilung des erzeugten Stroms werden um den Anteil erweitert, der von der Batterie bezogen ($q_i^{fromBat}$) und in die Batterie gespeichert wird (q_i^{toBat}).

$$q_{t,i}^{load} = q_{t,i}^{retailer} + q_{t,i}^{directOwnConsumption} + q_{t,i}^{fromBat} \quad (3.15)$$

$$q_{t,i}^{generation} = q_{t,i}^{wholesale} + q_{t,i}^{directOwnConsumption} + q_{t,i}^{toBat} \quad (3.16)$$

Zusätzlich muss eine Reihe weiterer Nebenbedingungen, die Batteriespeicher betreffend, formuliert werden.

Der Ladezustand der Batteriespeicher ($SOC_{t,i}$) unterliegt beispielsweise bestimmten Grenzen. Um eine Tiefentladung, welche sich negativ auf die Lebensdauer der Speicher auswirkt, zu verhindern, darf der Ladezustand nicht unter SOC_{min} fallen. Gleichzeitig darf der maximale Ladezustand SOC_{max} , welcher hauptsächlich von der Größe des verwendeten Batteriespeichers abhängt, nicht überschritten werden. Mathematisch ergibt sich somit die folgende Nebenbedingung.

$$SOC_{min} \leq SOC_{t,i} \leq SOC_{max} \quad (3.17)$$

3.2 Basismodell ohne Peer-to-Peer Stromhandel

Die letzte Restriktion, betrifft die maximale Ent-/Ladeleistung der Batterie. Die resultierende Differenz von Laden und Entladen der Batterie darf deren erlaubtes Maximum (q_{max}^{bat}) nicht überschreiten.

$$|q_{t,i}^{fromBat} - q_{t,i}^{toBat}| \leq q_{max}^{Bat} \quad (3.20)$$

Bei gleichbleibender Zielfunktion werden die Anforderungen an die Speicher in die Nebenbedingungen des Optimierungsmodells aufgenommen. Zusammen ergibt sich das folgende Basismodell mit lokaler Stromerzeugung und lokalen Batteriespeichern.

Optimierungsmodell:

$$\max CW = \sum_t^T \sum_i^N \left(q_{t,i}^{wholesale} \cdot p^{wholesale} - q_{t,i}^{retailer} \cdot p^{retailer} \right) \quad (3.21)$$

unter den Nebenbedingungen

$$q_{t,i}^{load} = q_{t,i}^{retailer} + q_{t,i}^{directOwnConsumption} + q_{t,i}^{fromBat} \quad (3.22)$$

$$q_{t,i}^{generation} = q_{t,i}^{wholesale} + q_{t,i}^{directOwnConsumption} + q_{t,i}^{toBat} \quad (3.23)$$

$$SOC_{t,i} = SOC_{t-1,i} + q_{t,i}^{toBat} \cdot \eta_{bat} - q_{t,i}^{fromBat} / \eta_{bat} \quad (3.24)$$

$$SOC_{t,i} = SOC_{min} \quad \forall t \in \{0, T\} \quad (3.25)$$

$$|q_{t,i}^{fromBat} - q_{t,i}^{toBat}| \leq q_{max}^{Bat} \quad (3.26)$$

$$SOC_{t,i} \geq SOC_{min} \quad (3.27)$$

$$SOC_{t,i} \leq SOC_{max} \quad (3.28)$$

$$q_{t,i}^{retailer}, q_{t,i}^{wholesale}, q_{t,i}^{directOwnConsumption}, q_{t,i}^{fromBat}, q_{t,i}^{toBat} \geq 0 \quad (3.29)$$

Die Optimierung erfolgt nach folgenden Optimierungsvariablen:

$$q^{retailer} = \text{Optimierungsvariable}(T, N) \quad (3.30)$$

$$q^{wholesale} = \text{Optimierungsvariable}(T, N) \quad (3.31)$$

$$q^{directOwnConsumption} = \text{Optimierungsvariable}(T, N) \quad (3.32)$$

$$SOC = \text{Optimierungsvariable}(T, N) \quad (3.33)$$

$$q^{fromBat} = \text{Optimierungsvariable}(T, N) \quad (3.34)$$

$$q^{toBat} = \text{Optimierungsvariable}(T, N) \quad (3.35)$$

$$(3.36)$$

3 Methode

Der Einsatz von Batteriespeichern ermöglicht es den Prosumern also, "überschüssige" Energie nicht (nur) zum niedrigen Preis für PV-Überschusseinspeisung an den Stromlieferanten zu verkaufen, sondern sie selbst zu speichern und zu einem späteren Zeitpunkt zu verbrauchen. Durch diese zusätzliche Flexibilität können Prosumer ihre Stromkosten deutlich senken.

3.3 Modell eines Peer-to-Peer Stromhandels

Das Modell wird nun durch die Möglichkeit des Peer-to-Peer Stromhandels erweitert. Die Prosumer können die erzeugte Energie, zusätzlich zu der bisher gezeigten Verwendung, nun auch innerhalb der Nachbarschaft verkaufen. Umgekehrt bietet es auch Verbrauchern mit kleiner oder überhaupt keiner eigenen Photovoltaikanlage die Möglichkeit, den eigenen Strombedarf durch lokal erzeugten Strom aus erneuerbaren Energiequellen zu decken und somit nicht bzw. weniger vom bisherigen Stromlieferanten zu beziehen. Dadurch sind nicht nur Energieflüsse zwischen Prosumern und dem Stromlieferanten, sondern auch zwischen den Prosumern selbst möglich (Abbildung 3.4). Der Peer-to-Peer Stromhandel soll deshalb dazu beitragen, Strom aus lokaler, erneuerbarer Erzeugung effizienter zu nutzen und gleichzeitig die Stromkosten der Prosumer in der Energy Community zu verringern.

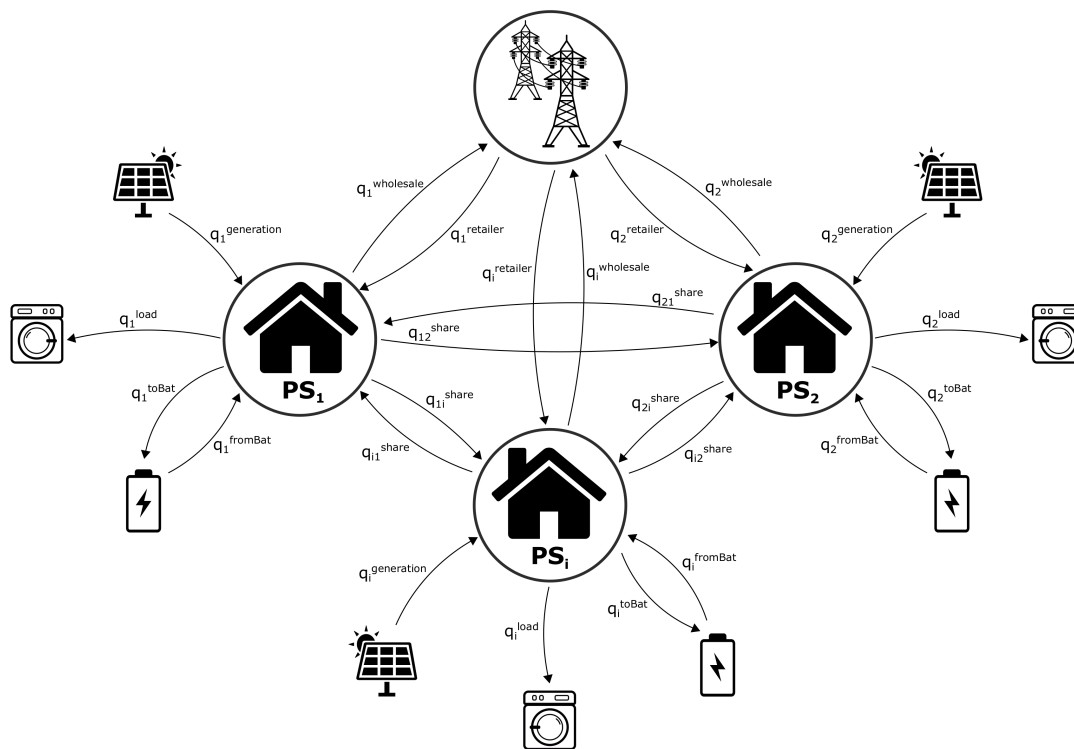


Abbildung 3.4: Energieflüsse der Energy Community mit lokaler Stromerzeugung, Batteriespeicher und Peer-to-Peer Stromhandel

Bei Stromhandel zwischen gleichrangigen Prosumern innerhalb einer Energy Community stellt sich die Frage, wie bestimmt werden soll, wer Energie von wem kaufen kann oder will. In dieser Arbeit wird zu diesem Zwecke die so genannte Zahlungsbereitschaft (Willingness to Pay) der verschiedenen Prosumer bzw. Verbraucher eingeführt.

3.3.1 Einführung der Zahlungsbereitschaft der Prosumer bzw. Verbraucher

Die Zahlungsbereitschaft bzw. Willingness to Pay beschreibt die finanzielle Bereitschaft eines Prosumers/Verbrauchers, Strom von einem anderen Prosumer/Erzeuger innerhalb der Energy Community zu kaufen. Sie bestimmt also den Preis, der bezahlt wird, wenn Verbraucher i Energie von Erzeuger j zum Zeitpunkt t kauft.

Die Zahlungsbereitschaft eines Prosumers/Verbrauchers wird in dieser Arbeit grundsätzlich basierend auf drei Faktoren modelliert:

- Stromtarif des Stromlieferanten
- momentane Grenzemissionen des Strommixes im gesamten Stromverbundnetz
- Räumliche Distanz zwischen lokalem Käufer und Verkäufer innerhalb der Energy Community

Stromtarif des Stromlieferanten

Voraussetzung für einen Peer-to-Peer Stromhandel innerhalb der Energy Community ist eine Zahlungsbereitschaft, die mindestens so hoch wie der mengenabhängige Stromtarif des Stromlieferanten ist. Wäre dies nicht der Fall, gäbe es für die Verbraucher keinerlei Anreiz, Energie von Erzeugern innerhalb der Energy Community anstatt vom Stromlieferanten zu beziehen. Die Willingness to Pay kann daher als Aufschlag auf den Stromtarif $p^{retailer}$ des Stromlieferanten verstanden werden. Dessen Höhe wird von den zwei weiteren Faktoren bestimmt.

Emissionen im Stromverbundnetz

In der Regel verursacht die lokale Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen (Photovoltaik- oder Windkraftanlagen) keine, beziehungsweise deutlich weniger Emissionen als der Erzeugermix im gesamten Stromnetz. Neben möglicher Kosteneinsparungen ist dies ein wesentlicher Anreiz für Prosumer, in lokale Stromerzeugung zu investieren. Die Emissionen, die im Stromnetz anfallen, sind daher für Verbraucher, denen es besonders wichtig ist ihren Strombedarf möglichst ökologisch zu decken, von großer Bedeutung.

Aus diesem Grund fließen die momentanen Grenzemissionen des österreichischen Stromverbundnetzes (e_t^{grid}) in die Berechnung der Zahlungsbereitschaft ein. Dabei handelt es sich um jene Emissionen die entstehen, wenn eine zusätzliche Einheit Energie (beispielsweise eine Kilowattstunde) verbraucht wird. Details zu den verwendeten Emissionsdaten sind in Abschnitt 4.4 zu finden.

Zusätzlich wird ein individueller Gewichtungsfaktor ($w_i^{emissions}$) eingeführt. Dieser repräsentiert die persönliche Gewichtung oder Präferenz eines Prosumers, Emissionen durch den (teureren) Bezug von Strom innerhalb der Energy Community zu vermeiden. Dadurch wird ermöglicht, unterschiedliche Prioritäten (ausschließlich Kostenminimierung oder Vermeidung von Emissionen) bei Prosumern innerhalb der Energy Community abzubilden.

Tabelle 3.7: Gewichtungsfaktoren der Prosumer bezüglich der Emissionen

Prosumer	$w_i^{emissions}$
1	0
2	0.25
3	0.5
4	0.75
5	1
6	0
7	0.25
8	0.5
9	0.75
10	1

Ein Gewichtungsfaktor von $w_i^{emissions} = 0$ bedeutet, der Prosumer hat keinerlei Interesse daran, mehr als den Stromtarif des Stromlieferanten für Strom aus Erzeugung innerhalb der Energy Community zu bezahlen. Dagegen beschreibt $w_i^{emissions} = 1$ ein maximales Interesse daran. Für die weiteren Berechnungen werden 10 Prosumer betrachtet (siehe Details dazu in Kapitel 4). Die gewählten Gewichtungen der Prosumer sind in Tabelle 3.7 zu sehen. Prosumer 1 und 6 sind gemäß den gewählten Gewichtungsfaktoren ausschließlich ökonomisch getrieben. Die momentanen Grenzemissionen im Stromnetz erhöhen ihre Zahlungsbereitschaft (WTP) überhaupt nicht. Dagegen sind die Prosumer 5 und 10 maximal stark an einer Emissionsreduktion interessiert. Die Grenzemissionen gehen zur Gänze in ihre Zahlungsbereitschaft ein. Die Präferenzen der restlichen Prosumer liegen zwischen diesen beiden Extrema und sind in 0.25 Schritten abgestuft.

Räumliche Distanz

Zusätzlich zum Stromtarif und den Emissionen im gesamten Stromnetz fließt auch die räumliche Distanz zwischen zwei Prosumern in deren Zahlungsbereitschaft ein. Die Distanz geht dabei negativ in die Berechnung ein. Dies führt dazu, dass der Handel zwischen Prosumern die sich geografisch nah beieinander befinden, gegenüber jenen, die weiter entfernt sind, bevorzugt wird.

Die entsprechende Skalierung erfolgt mit Hilfe des Faktors $s^{distance}$. Die verwendeten Daten basieren dabei auf der Netztopologie nach IEEE 33, welche in Abschnitt 4.1 beschrieben wird.

Die Berücksichtigung der Distanz in dieser Art und Weise führt zu einem flexiblen Modell. So wäre es beispielsweise möglich, die Energy Community über mehrere Verteilernetzab-

3 Methode

schnitte hinweg zu erweitern. Die größeren Entfernungen können dadurch unmittelbar im Modell (bei geeigneter Skalierung) berücksichtigt werden.

Mathematisch lässt sich die Zahlungsbereitschaft schließlich wie folgt beschreiben.

$$wtp_{i,j,t} = p^{retailer} \cdot \left(1 + w_i^{emissions} \cdot e_t^{grid} - s^{distance} \cdot d_{i,j} \right) \quad (3.37)$$

mit

$p^{retailer}$	–	Tarif des Stromlieferanten
$w_i^{emissions}$	–	Emissionsgewichtungsfaktor
e_t^{grid}	–	Grenzemissionen im Stromverbundnetz
$s^{distance}$	–	Skalierungsfaktor der Distanzen
$d_{i,j}$	–	Distanz zwischen den Prosumern i und j

Es handelt sich also um eine $N \times N \times T$ Matrix, welche für jeden Zeitpunkt die Zahlungsbereitschaft eines Verbrauchers (Spalte) Energie eines Erzeugers (Zeile) zu kaufen, beinhaltet.

3.3.2 Beschreibung des Peer-to-Peer Modells

Zur mathematischen Beschreibung des Peer-to-Peer Modells wird zunächst die Variable q^{share} , welche die Energieflüsse (siehe Abbildung 3.4) innerhalb der Energy Community beinhaltet, eingeführt. Es handelt sich dabei analog zur Zahlungsbereitschaft um eine $N \times N \times T$ Matrix. Der Eintrag $q^{share}(2, 5, 10)$ beinhaltet beispielsweise jene Energie, die von Erzeuger 2 zu Verbraucher 5, zum Zeitpunkt 10 fließt.

Darüber hinaus umfasst diese Variable auch den direkten Eigenverbrauch der Prosumer in der Energy Community. Verbraucht ein Erzeuger den Strom aus der eigenen Photovoltaikanlage sofort selbst, so sind Erzeuger und Verbraucher identisch. Aufgrund des Aufbaus der dreidimensionalen Matrix q^{share} sind deren Einträge in der Diagonale daher gleichbedeutend mit dem direkten Eigenverbrauch der Prosumer. Die Information der Variable $q^{directOwnConsumption}$ der Modelle ohne Peer-to-Peer Stromhandel ist also bereits in q^{share} enthalten.

$$q_{t,i}^{directOwnConsumption} = q_{i,i,t}^{share} \quad (3.38)$$

3.3 Modell eines Peer-to-Peer Stromhandels

Die Nebenbedingungen zur Last- und Erzeugungsdeckung müssen dementsprechend adaptiert werden.

$$q_{t,i}^{load} = q_{t,i}^{retailer} + q_{t,i}^{fromBat} + \sum_j^N q_{j,i,t}^{share} \quad (3.39)$$

$$q_{t,i}^{generation} = q_{t,i}^{wholesale} + q_{t,i}^{toBat} + \sum_j^N q_{i,j,t}^{share} \quad (3.40)$$

Die Summe über alle Prosumer j beinhaltet dabei jene Energie, die von allen Prosumern an Prosumer i verkauft wird (Nebenbedingung zur Lastdeckung) bzw. die von Prosumer i an alle anderen Prosumer verkauft wird (Nebenbedingung zur Erzeugungsdeckung). Zu beachten ist hier die unterschiedliche Reihenfolge der Indizes bei q^{share} , welche auf die oben beschriebene Struktur der Matrix zurückzuführen ist.

Bis auf eine zusätzliche Nichtnegativitätsbedingung für q^{share} bleiben die restlichen Nebenbedingungen gleich wie beim Basismodell ohne Peer-to-Peer Stromhandel.

Die ursprüngliche Maximierungsfunktion des bisherigen Modells bleibt ebenso unverändert. Für den Peer-to-Peer Handel wird allerdings eine weitere Optimierungsfunktion eingeführt, welche die Zahlungsbereitschaft berücksichtigt.

$$PW = \sum_t^T \sum_i^N \sum_j^N \left(q_{i,j,t}^{share} \cdot wtp_{i,j,t} \right) \quad (3.41)$$

Diese zusätzliche Zielfunktion sorgt dafür, dass die Erzeuger ihren Strom immer an denjenigen mit der höchsten Zahlungsbereitschaft verkaufen (Maximieren der einzelnen Prosumer Wohlfahrten (PW)).

Insgesamt ergibt sich daher folgendes Optimierungsmodell für die gesamte Wohlfahrt (TW) mit Peer-to-Peer Stromhandel innerhalb der Energy Community:

3 Methode

Optimierungsmodell:

$$\max TW = CW + PW \quad (3.42)$$

mit

$$CW = \sum_t^T \sum_i^N \left(q_{t,i}^{wholesale} \cdot p^{wholesale} - q_{t,i}^{retailer} \cdot p^{retailer} \right) \quad (3.43)$$

$$PW = \sum_t^T \sum_i^N \sum_j^N \left(q_{i,j,t}^{share} \cdot wtp_{i,j,t} \right) \quad (3.44)$$

unter den Nebenbedingungen

$$q_{t,i}^{load} = q_{t,i}^{retailer} + q_{t,i}^{fromBat} + \sum_j^N q_{j,i,t}^{share} \quad (3.45)$$

$$q_{t,i}^{generation} = q_{t,i}^{wholesale} + q_{t,i}^{toBat} + \sum_j^N q_{i,j,t}^{share} \quad (3.46)$$

$$SOC_{t,i} = SOC_{t-1,i} + q_{t,i}^{toBat} \cdot \eta_{bat} - q_{t,i}^{fromBat} / \eta_{bat} \quad (3.47)$$

$$SOC_{t,i} = SOC_{min} \quad \forall t \in \{0, T\} \quad (3.48)$$

$$|q_{t,i}^{fromBat} - q_{t,i}^{toBat}| \leq q_{max}^{Bat} \quad (3.49)$$

$$SOC_{t,i} \geq SOC_{min} \quad (3.50)$$

$$SOC_{t,i} \leq SOC_{max} \quad (3.51)$$

$$q_{t,i}^{retailer}, q_{t,i}^{wholesale}, q_{i,j,t}^{share}, q_{t,i}^{fromBat}, q_{t,i}^{toBat} \geq 0 \quad (3.52)$$

Die Optimierung erfolgt nach folgenden Optimierungsvariablen:

$$q^{retailer} = \text{Optimierungsvariable}(T, N) \quad (3.53)$$

$$q^{wholesale} = \text{Optimierungsvariable}(T, N) \quad (3.54)$$

$$q^{share} = \text{Optimierungsvariable}(N, N, T) \quad (3.55)$$

$$SOC = \text{Optimierungsvariable}(T, N) \quad (3.56)$$

$$q^{fromBat} = \text{Optimierungsvariable}(T, N) \quad (3.57)$$

$$q^{toBat} = \text{Optimierungsvariable}(T, N) \quad (3.58)$$

$$(3.59)$$

3.3 Modell eines Peer-to-Peer Stromhandels

Es werden also zwei Optimierungsziele (beschrieben durch CW (3.43) und PW (3.44) verfolgt:

- Zum einen wird die Wohlfahrt aller Prosumer gesamt maximiert. Das bedeutet, möglichst viel des Strombedarfs soll durch lokale Erzeugung innerhalb der Energy Community selbst gedeckt werden. Wer an wen wieviel Strom verkauft, ist hier noch nicht von Bedeutung. Es soll ausschließlich möglichst wenig Strom vom Stromlieferanten bezogen beziehungsweise an ihn verkauft werden.
- Die zweite Zielfunktion optimiert, das heißt maximiert, den Verkaufserlös der einzelnen Prosumer. Sie stellt also sicher, dass möglichst an jene Prosumer mit der höchsten Zahlungsbereitschaft verkauft wird.

Der lokal erzeugte Strom kann durch den Peer-to-Peer Handel also effizienter verwendet werden. Das führt dazu, dass insgesamt weniger Strom vom Stromlieferanten bezogen oder an ihn verkauft werden muss. Des weiteren bietet es Verbrauchern innerhalb der Energy Community mehr Möglichkeiten (bei entsprechender Präferenz), Emissionen zu vermeiden. Erzeuger können dagegen den Strom aus ihrer Photovoltaikanlage zu deutlich höheren Preisen als dem ursprünglichen für Überschussstrom (der vom Stromlieferanten abgenommen wird) an ihre Nachbarn verkaufen und profitieren somit ebenso.

4 Daten und Annahmen

4.1 Netztopologie nach IEEE 33

Das Ortsnetzwerk der Energy Community wird anhand der Netztopologie nach IEEE 33 modelliert (Abbildung 4.1). Es besteht aus 33 Knoten bzw. Prosumern, die über mehrere Zweige mit dem Ortsnetztransformator verbunden sind.

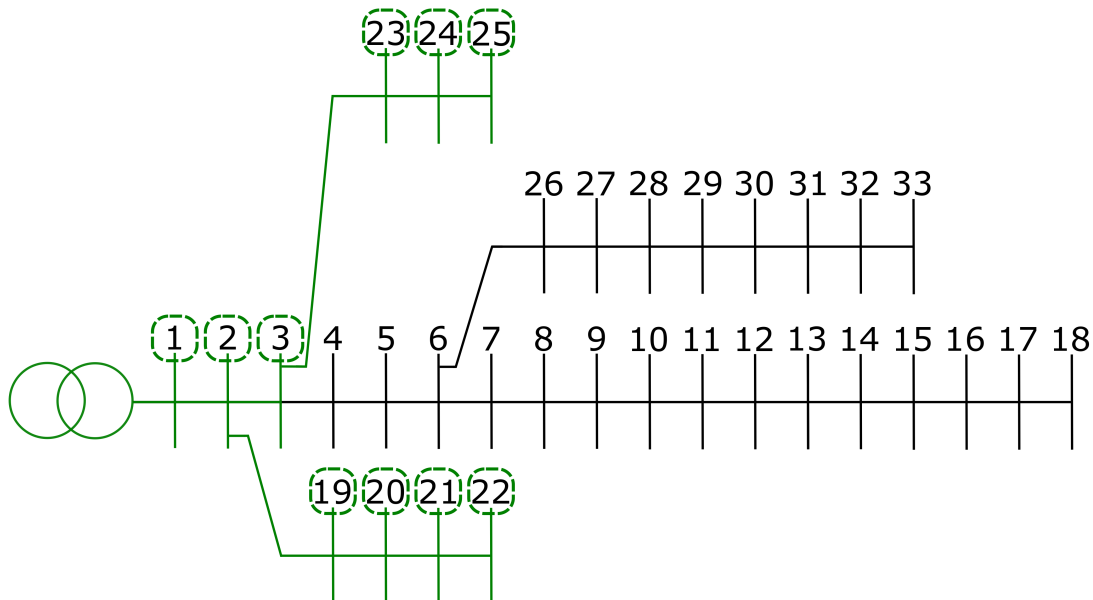


Abbildung 4.1: Standard IEEE 33 Bus System (ausgewählte Netzknoten/Prosumer und Netzabschnitte sind grün markiert)

Die Distanzen der Leitungen zwischen den einzelnen Knoten sind in Tabelle 4.1 angeführt.

Um den Rechenaufwand der Modellierung zu begrenzen, werden jedoch nicht sämtliche Knoten des IEEE Referenznetzes berücksichtigt. Stattdessen wird die Anzahl an Prosumer auf $N = 10$ festgelegt. Um dennoch Effekte durch die Entfernungen zueinander zu berücksichtigen, sind diese auf drei unterschiedliche Zweige verteilt. Die Positionierung der gewählten Prosumer innerhalb der IEEE 33 Netztopologie ist in Tabelle 4.2 und Abbildung 4.1 (grün markiert) ersichtlich.

4 Daten und Annahmen

Tabelle 4.1: Distanzen zwischen den Knoten/Prosumern [Ghasemi und Moshtagh, 2013]

Leitung	Knoten i	Knoten j	Länge [m]
1	1	2	100
2	2	3	500
3	3	4	350
4	4	5	350
5	5	6	800
6	6	7	200
7	7	8	700
8	8	9	1000
9	9	10	1000
10	10	11	200
11	11	12	350
12	12	13	1500
13	13	14	550
14	14	15	600
15	15	16	750
16	16	17	1300
17	17	18	700
18	2	19	150
19	19	20	1500
20	20	21	400
21	21	22	700
22	3	23	450
23	23	24	900
24	24	25	900
25	6	26	200
26	26	27	300
27	27	28	1000
28	28	29	800
29	29	30	500
30	30	31	950
31	31	32	300
32	32	33	350

Tabelle 4.2: Position der Prosumer im IEEE 33 Referenznetz

Prosumer	Knotennummer
1	1
2	2
3	3
4	19
5	20
6	21
7	22
8	23
9	24
10	25

4.2 Last- und Erzeugungsprofile

Den Prosumern werden Lastprofile (in 15-Minütiger Auflösung) von realen Einfamilienhäusern des Jahres 2010 zugewiesen. Die Daten wurden im Forschungsprojekt “ADRES-CONCEPT“ erstellt¹. Der gesamte Jahresstromverbrauch der zehn Prosumer reicht von 2392 kWh/a bis 5739 kWh/a und ist in Abbildung 4.2 zu sehen.

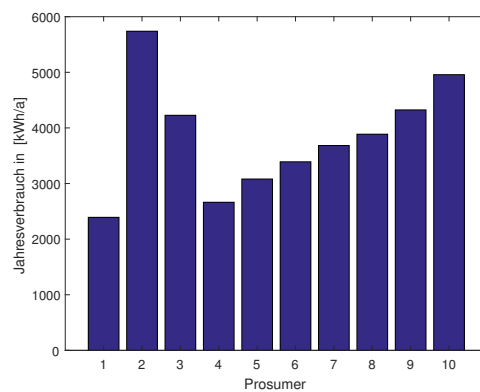


Abbildung 4.2: Jahresverbrauch der Prosumer

¹EZ-IF: Konzeptentwicklung für ADRES – Autonome Dezentrale Regenerative Energie-Systeme, Projekt Nr.: 815 674. Dieses Projekt wurde aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „ENERGIE DER ZUKUNFT“ durchgeführt [TU Wien, 2012].

4 Daten und Annahmen

Analog zu den Lastprofilen sind allen Prosumern Erzeugungsprofile zugewiesen. Dabei handelt es sich um in 15 Minuten Intervallen gemessene Einstrahlungswerte aus Wien [SoDa, 2016]. Diese Daten werden mit der installierten Photovoltaikleistung der einzelnen Prosumer (Abbildung 4.3) multipliziert. Aufgrund der geografischen Nähe der Prosumer zueinander wird auf eine detailliertere Unterscheidung der Einstrahlungsdaten verzichtet. Des weiteren werden identische Module und eine gleiche Aufstellung (Orientierung, Neigungswinkel, etc.) der Photovoltaikanlagen aller Prosumer angenommen.

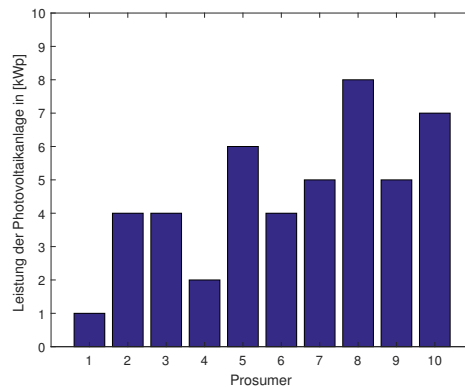


Abbildung 4.3: Installierte Photovoltaikleistung der Prosumer

4.3 Batteriespeicher

Zur Modellierung der Batteriespeicher werden folgende Daten angenommen:

<i>maximale Ladekapazität</i>	– 6 kWh
<i>minimale Ladekapazität</i>	– 7 %
<i>maximale Ent-/Ladeleistung</i>	– 4 kW
<i>Ent-/Ladewirkungsgrad</i>	– 95 %

Als Vereinfachung gelten diese Parameter für die Speichersysteme aller Prosumer gleichermaßen.

4.4 Preise und Emissionen

Preise

Der Endkumentarif des Stromlieferanten setzt sich aus drei Teilen zusammen [E-CONTROL, 2018c]. Die gewählten Annahmen sind angelehnt an Referenzwerte der E-Control [E-CONTROL, 2018b]:

<i>Strom-Verbrauchspreis</i>	–	0.05 €/kWh
<i>Netznutzungs-Arbeitspreis</i>	–	0.05 €/kWh
<i>Steuern</i>	–	0.05 €/kWh

In Summe ergeben sich dadurch folgende Preise, die für die Berechnung des Modells verwendet werden:

<i>gesamter Stromendkumentarif</i>	–	0.15 €/kWh
<i>Preis für PV-Überschusseinspeisung</i>	–	0.03 €/kWh ²

Emissionen

Zur Berechnung der Zahlungsbereitschaft werden die marginalen Emissionen im österreichischen Stromverbundnetz herangezogen. Damit sind jene Emissionen gemeint, die vom Grenzkraftwerk verursacht werden wenn eine zusätzliche Stromeinheit abgefragt wird. Beim Grenzkraftwerk handelt es sich um jenes Kraftwerk, das bei einer bestimmten Nachfrage entsprechend der Merit Order (Abbildung 4.4a) gerade noch zum Einsatz kommt und somit den Preis bestimmt. In Abbildung 4.4b sind die Emissionen die pro erzeugter Kilowattstunde entstehen (empfohlene Werte der E-Control [E-CONTROL, 2018a]) für die unterschiedlichen Kraftwerkstypen dargestellt. Beim aktuellen Strommix in Österreich (Abbildung 4.5) schwanken diese Werte zwischen 0 kg/MWh und 490 kg/MWh. Preissetzendes Kraftwerk ist demnach entweder eine Stromerzeugungsanlage aus erneuerbaren Energiequellen (zum Beispiel Wasser- oder Windkraft) oder ein Gaskraftwerk (GuD- bzw. Gasturbinenkraftwerk). Die Daten liegen in einer 15-minütigen Auflösung vor und stammen vom österreichischen Übertragungsnetzbetreiber APG [Austrian Power Grid, 2016].

²mittlerer Großhandelspreis an den Strombörsen im Jahr 2017 (EPEX, EXAA)[EPEX Spot, 2017, Energy Exchange Austria, 2017]

4 Daten und Annahmen

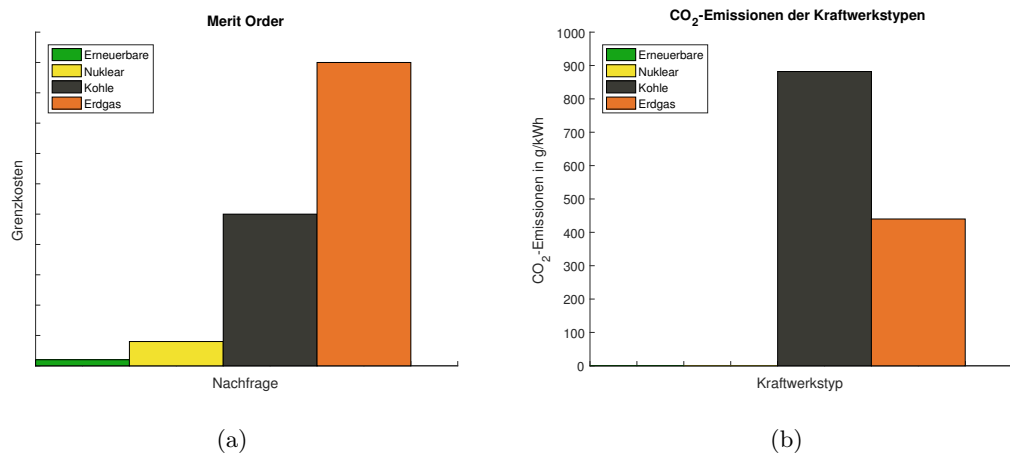


Abbildung 4.4: Merit Order (symbolhaft) (a) und CO₂-Emissionen unterschiedlicher Kraftwerkstypen (b) nach Primärenergieträger (empfohlene Werte der E-Control [E-CONTROL, 2018a])

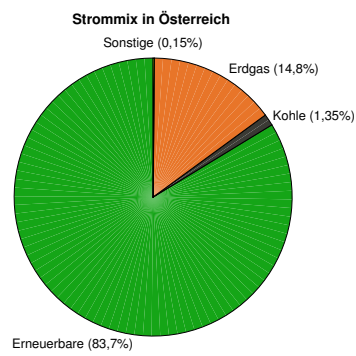


Abbildung 4.5: Strommix (Stromkennzeichnung) in Österreich 2017 [E-CONTROL, 2018a]

5 Ergebnisse

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der in Abschnitt 3 vorgestellten Optimierungsmodelle dargestellt und diskutiert. Sämtliche Berechnungen werden dabei, sofern nicht anders angegeben, für fünf unterschiedliche Fallstudien und mit den Daten und Annahmen aus Kapitel 4 durchgeführt. Die in den Grafiken verwendeten Abkürzungen für die Fallstudien, sowie eine Übersicht über deren Merkmale, sind in Tabelle 5.1 dargestellt.

Tabelle 5.1: Ausgewählte Fallstudien und deren Merkmale

Abkürzung	Photovoltaik-anlagen	Peer-to-Peer Stromhandel	Batteriespeicher
P0 S0 B0	-	-	-
P1 S0 B0	✓	-	-
P1 S1 B0	✓	✓	-
P1 S0 B1	✓	-	✓
P1 S1 B1	✓	✓	✓

Im ersten Abschnitt 5.1 werden sämtliche Berechnungen für ein gesamtes Jahr durchgeführt und verglichen. Dabei wird insbesondere auf die Energieflüsse innerhalb der Energy Community, sowie den gesamten Netzbezug bzw. die gesamte Netzeinspeisung eingegangen. Um die Rechenzeit der beiden Fallstudien mit Batteriespeicher (P1|S0|B1 und P1|S1|B1) zu verkürzen, werden hier fünf Wochen einzeln berechnet und auf das Gesamtjahr hochgerechnet. Dafür wird für jede Jahreszeit jeweils die dritte Woche eines repräsentativen Monats herangezogen. Die genauen Daten der ausgewählten Wochen sind Tabelle 5.2 zu entnehmen.

Tabelle 5.2: Ausgewählte Wochen zur Berechnung der Fallstudien mit Batteriespeicher

Jahreszeit	Beginn	Ende
Winter	18. Jänner	24. Jänner
Frühling	19. April	25. April
Sommer	19. Juli	25. Juli
Herbst	18. Oktober	24. Oktober

5 Ergebnisse

Im darauffolgenden Abschnitt 5.2 wird ein ausgewähltes Zeitintervall im Detail betrachtet. Dabei handelt es sich um den Zeitraum von 11:15 - 11:30 Uhr am 23. Jänner. Grund für die Auswahl dieses konkreten Zeitabschnittes ist der ausgeprägte Peer-to-Peer Handel zu dieser Zeit. Die Zahlungsbereitschaft der Prosumer sowie deren Einfluss auf den Strom, der zwischen den einzelnen Prosumern gehandelt wird, werden hier näher betrachtet.

Im letzten Abschnitt dieses Kapitels (5.3) wird der Einfluss von unterschiedlichen Lastprofilen sowie des Anteils an lokaler Stromerzeugung und Batteriespeichern innerhalb der Energy Community untersucht. Darüber hinaus werden Sensitivitätsanalysen bezüglich unterschiedlicher Zahlungsbereitschaften der Prosumer durchgeführt.

5.1 Jährliche mengenmäßige und monetäre Bilanzen

In Abbildung 5.1a ist der jährliche Netzbezug der gesamten Energy Community zu sehen. Für die Fallstudie ohne lokale Stromerzeugung (P0|S0|B0) werden erwartungsgemäß 100% des gesamten Strombedarfs, rund 38 MWh, vom Stromlieferanten bezogen. Durch den Einsatz von Photovoltaikanlagen kann diese Energie um 32% reduziert werden. Wird zusätzlich der Peer-to-Peer Stromhandel ermöglicht, können weitere 4% des Strombedarfs innerhalb der Energy Community gedeckt werden. Ein ähnliches Verhältnis zeigt sich beim Einsatz von Batteriespeichern. Bei gleichzeitig erlaubtem internen Stromhandel kann der notwendige Netzbezug der gesamten Energy Community auf etwas über ein Drittel des Gesamtstrombedarfs reduziert werden.

Ein vergleichbares Bild zeigt sich für die gesamte jährliche Netzeinspeisung (Abbildung 5.1b). Ohne Speicher- oder interne Handelsmöglichkeiten kann nur zirka ein Viertel des erzeugten Stroms selbst verbraucht werden. Die restliche Energie („Überschussstrom“) muss, zum relativ niedrigen Preis für PV-Überschusseinspeisung, an den Stromlieferanten verkauft werden. Im bestmöglichen Fall, der Fallstudie mit Batteriespeicher und Peer-to-Peer Stromhandel (P1|S1|B1), kann die Hälfte des erzeugten Stroms innerhalb der Energy Community verbraucht werden.

5.1 Jährliche mengenmäßige und monetäre Bilanzen

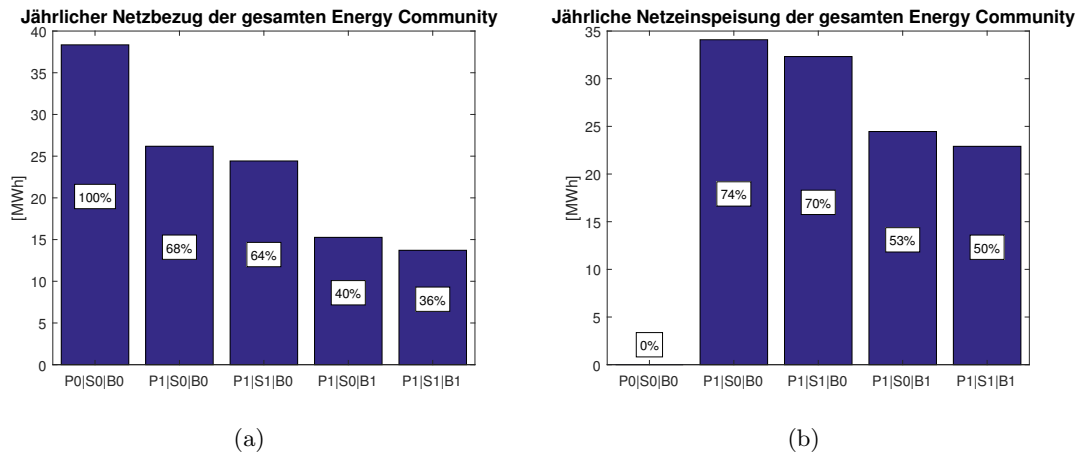


Abbildung 5.1: Jährliche Energiemengen, die insgesamt vom Stromlieferanten bezogen (a), oder an ihn verkauft werden (b). Die Prozentzahlen beziehen sich auf den gesamten Strombedarf (a) bzw. die gesamte Stromerzeugung (b) der Energy Community.

Die deutlichste Verbesserung wird also durch den Einsatz von Batteriespeichern erzielt. Die Hälfte des in der Energy Community erzeugten Stroms kann dadurch von den Besitzern der Photovoltaikanlage selbst verbraucht werden (Abbildung 5.2a). Der direkte Eigenverbrauchsanteil sinkt natürlich, wenn die Erzeuger die Möglichkeit haben, den selbst erzeugten Strom an andere Verbraucher innerhalb der Energy Community zu verkaufen. So kann es beispielsweise für einen Erzeuger ökonomisch sinnvoller sein, die erzeugte Energie an einen anderen Verbraucher zu verkaufen, wenn dieser eine höhere Zahlungsbereitschaft als er selbst aufweist. Wie in Abbildung 5.2b zu sehen, werden aber insgesamt nur 6% respektive 8% (mit Batteriespeicher) des erzeugten Stroms innerhalb der Energy Community gehandelt.

Grund dafür ist die Vielzahl an Photovoltaikanlagen innerhalb der Energy Community und deren relativ hohe installierte Leistung. In den betrachteten Fallstudien (außer P0|S0|B0) verfügt jeder der zehn Prosumer über eine Photovoltaikanlage mit mindestens 1 kW_p welche aufgrund der geografischen Nähe (und den in Kapitel 4 beschriebenen Vereinfachungen) auch alle zur gleichen Zeit Strom erzeugen. Wie in Kapitel 5.3.1 gezeigt wird, findet deutlich mehr Peer-to-Peer Stromhandel statt, wenn einzelne Prosumer keine Photovoltaikanlage besitzen oder einen deutlich höheren Strombedarf aufweisen.

5 Ergebnisse

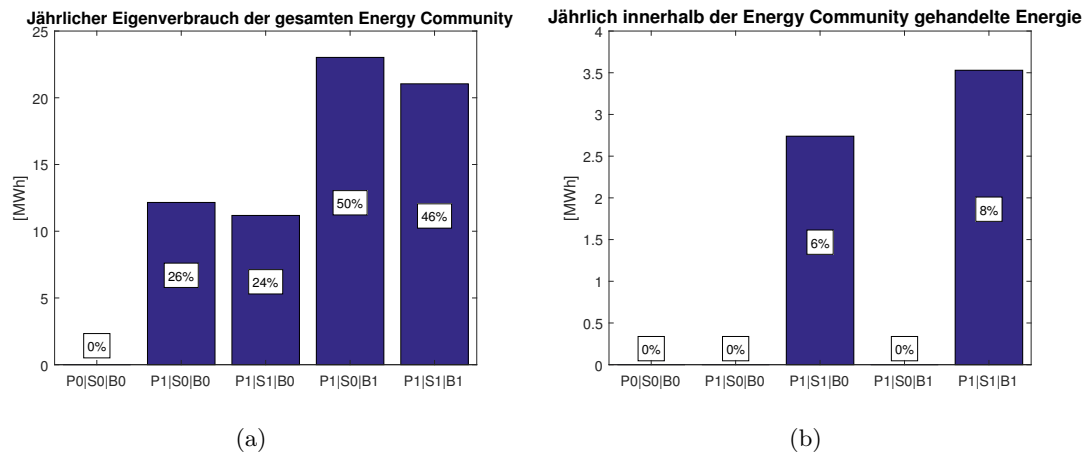


Abbildung 5.2: Jährliche Energiemengen, die insgesamt von Photovoltaikstromerzeugern selbst verbraucht (a), oder an andere Verbraucher innerhalb der Energy Community verkauft werden (b). Die Prozentzahlen beziehen sich auf die gesamte Stromerzeugung der Energy Community.

Ein ähnliches Bild ergibt sich beim finanziellen Jahressaldo, welcher in Abbildung 5.3 zu sehen ist. Er ist das Ergebnis der Differenz aus Erlösen und Aufwänden durch den Verkauf bzw. Kauf von Strom. Die Erlöse setzen sich aus Verkäufen an den Stromlieferanten (zum Preis für PV-Überschusseinspeisung) und an andere Verbraucher (zur Zahlungsbereitschaft des Käufers) innerhalb der Energy Community zusammen. Als Aufwand gilt der Kauf von Strom vom Stromlieferanten (zum Endkundentarif) und lokalen Erzeugern (wiederum zur Zahlungsbereitschaft des Käufers). Investitionskosten oder Wartungskosten der Photovoltaikanlagen und Batteriespeicher werden in dieser Betrachtung nicht berücksichtigt.

Für das Basismodell ohne lokale Stromerzeugung oder Speicher ergeben sich Kosten von rund 5750 Euro pro Jahr für die gesamte Energy Community. Der Einsatz von Photovoltaikanlagen senkt diesen Betrag um zirka die Hälfte und zusätzliche Batteriespeicher führen zu einer nochmaligen Halbierung auf ungefähr 1550 Euro pro Jahr. Peer-to-Peer Stromhandel resultiert, aus den bereits erwähnten Gründen, nur in einer zusätzlichen Reduktion um jeweils 3% der ursprünglichen Kosten.

5.1 Jährliche mengenmäßige und monetäre Bilanzen

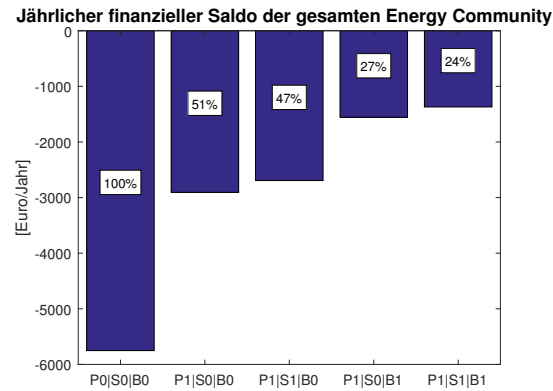


Abbildung 5.3: Jährlicher finanzieller Saldo (Erlöse minus Aufwände) der gesamten Energy Community

Dabei wird die Energy Community bisher jedoch immer nur als Gesamtheit betrachtet. Sieht man sich den finanziellen Jahressaldo der einzelnen Prosumer an, zeigen sich deutliche Unterschiede bei den verschiedenen Fallstudien (Abbildung 5.4).

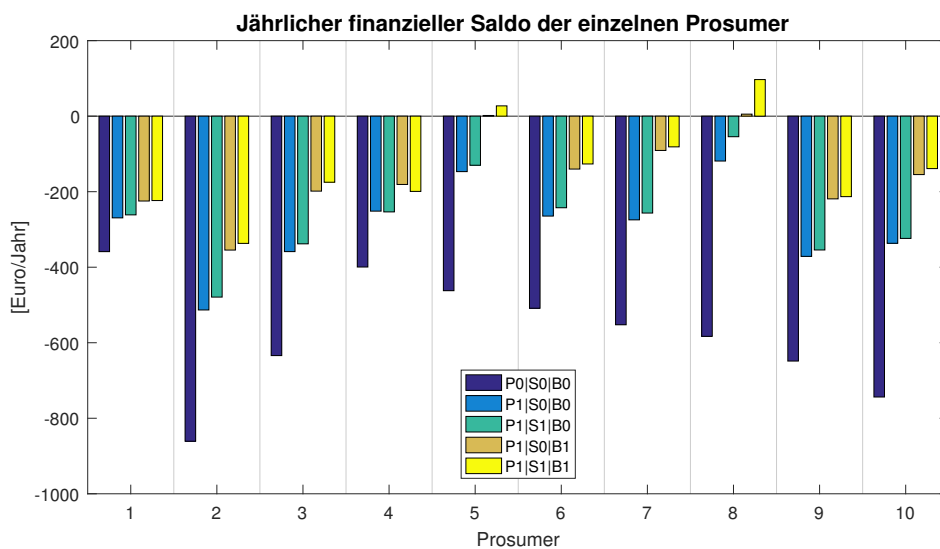


Abbildung 5.4: Jährlicher finanzieller Saldo (Erlöse minus Aufwände) jedes einzelnen Prosumers innerhalb der Energy Community für unterschiedliche Fallstudien

Aus diesem Grund werden im Folgenden zwei Prosumer näher diskutiert (Prosumer 4 und 8).

5 Ergebnisse

Prosumer 4

Jahrestromverbrauch: 2663 kWh

installierte Photovoltaikleistung: 2 kWp

Emissionsgewichtungsfaktor: 0.75

Prosumer 4 “verliert“ aus rein ökonomischer Sicht in beiden Fallstudien mit Peer-to-Peer Stromhandel. Dessen finanzielle Bilanz verschlechtert sich von -252 auf -254 Euro pro Jahr, beziehungsweise von -181 auf -199 Euro pro Jahr mit Batteriespeichern. Der Grund dafür ist die relativ hohe Gewichtung von Emissionen im Stromnetz sowie die geringe eigene Photovoltaikleistung. Dafür kann Prosumer 4 jedoch seinen Netzbezug vom Stromlieferanten um zirka 400 kWh im Jahr durch den Kauf von Strom innerhalb der Energy Community verringern. Somit kann Prosumer 4 mehr Emissionen durch den internen Stromhandel einsparen, was auch, ausgedrückt durch seinen hohen Emissionsgewichtungsfaktor, seiner individuellen Präferenz entspricht.

Prosumer 8

Jahrestromverbrauch: 3887 kWh

installierte Photovoltaikleistung: 8 kWp

Emissionsgewichtungsfaktor: 0.5

Wie in der Abbildung 5.4 ersichtlich, zählt Prosumer 8 eindeutig zu den finanziellen Profiteuren durch Peer-to-Peer Stromhandel. Dies liegt vor allem daran, dass er die größte Photovoltaikanlage innerhalb der Energy Community besitzt. Durch seinen gleichzeitig durchschnittlichen Jahresstromverbrauch ist es ihm möglich, relativ viel der selbst erzeugten Energie an seine Nachbarn zu verkaufen. Ohne Batteriespeicher kann er allein durch den Stromhandel seine Kosten von -119 auf -54 Euro mehr als halbieren. Für die Fallstudie mit Batteriespeicher (P1|S1|B1) bilanziert er mit +97 Euro/Jahr sogar positiv.

5.2 Ausgewähltes Zeitfenster im Detail

In diesem Abschnitt wird aus der bisherigen Berechnung des Gesamtjahres ein einzelnes Zeitfenster im Detail betrachtet. Sämtliche Daten und Annahmen bleiben dabei unverändert. Aufgrund des ausgeprägten Peer-to-Peer Stromhandels zu dieser Zeit wurde das Zeitintervall zwischen 11:15 - 11:30 Uhr am Samstag, den 23. Jänner ausgewählt.

In Abbildung 5.5 ist der Verbrauch sowie die Erzeugung der einzelnen Prosumer in diesem Zeitfenster zu sehen. Der Strombedarf der Prosumer ist in diesem Zeitfenster offensichtlich äußerst unterschiedlich.

5.2 Ausgewähltes Zeitfenster im Detail

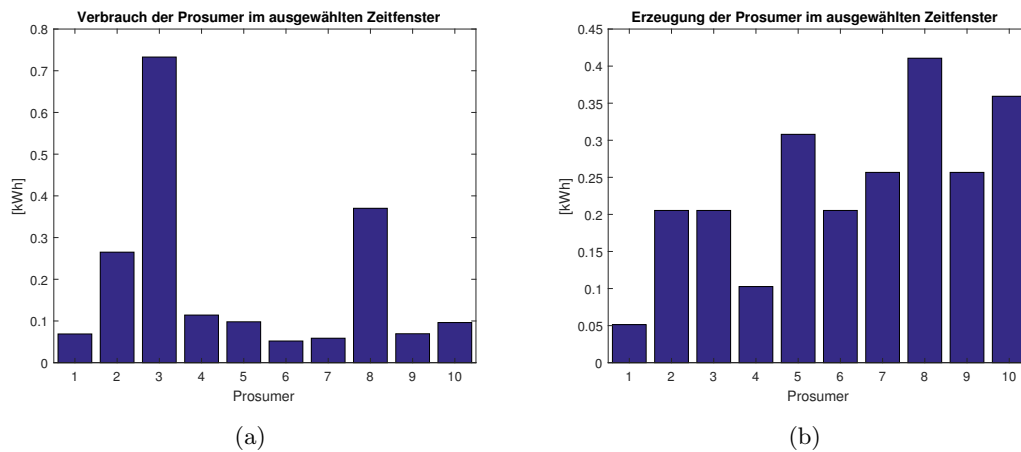


Abbildung 5.5: Verbrauch (a) und Erzeugung (b) der Prosumer am Samstag den 23.1. zwischen 11:15 Uhr und 11:30 Uhr.

Die Grenzemissionen im österreichischen Verbundnetz betragen zu dieser Zeit 490 kg/MWh, was einem Grenzkraftwerk mit Erdgas als Brennstoff (siehe Abschnitt 4.4) entspricht. Dadurch ergeben sich die Zahlungsbereitschaften der Prosumer wie sie in Abbildung 5.6 zu sehen sind.

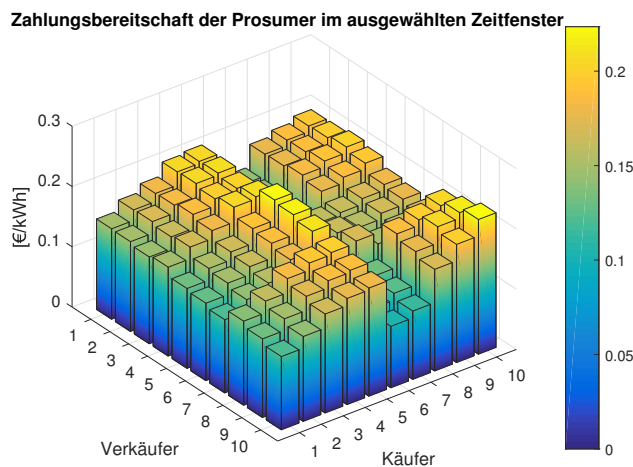


Abbildung 5.6: Zahlungsbereitschaft der Prosumer am Samstag den 23.1. von 11:15 - 11:30 Uhr.

In dieser dreidimensionalen Grafik sind auf der x-Achse die Verkäufer und auf der y-Achse die Käufer bei lokalem Stromhandel aufgetragen. Die Höhe der Balken in z-Richtung repräsentiert die Zahlungsbereitschaft eines Verbrauchers, Strom eines Erzeugers innerhalb der Energy Community zu kaufen. Bei den Diagonaleinträgen sind Käufer und Verkäufer

5 Ergebnisse

ident. Sie stellen daher die Zahlungsbereitschaft der Erzeuger dar, den eigenen Strom zu "kaufen".

Man erkennt hier deutlich den treppenartigen Anstieg bei Prosumer 1 bis 5 bzw. 6 bis 10. Dies ist auf die gewählten Emissionsgewichtungsfaktoren (siehe Tabelle 3.7) zurückzuführen

Mit 10,2 Cent/kWh stellt die Zahlungsbereitschaft des Prosumers 6, Energie von Prosumers 10 zu kaufen, das Minimum dar. Dieser Betrag ist sogar deutlich geringer als der angenommene Tarif des Stromlieferanten (15 Cent/kWh). Grund dafür ist unter anderem die geringe Präferenz von Prosumer 6, Emissionen zu vermeiden ($w_6^{emissions} = 0$). Darüber hinaus wirkt sich auch die relativ große Entfernung von 4800 Metern zwischen diesen beiden Prosumern negativ auf die Zahlungsbereitschaft aus.

Die höchste Zahlungsbereitschaft weist mit 22,35 Cent/kWh Prosumer 5 bei Eigenverbrauch auf. Dieser ist mit einem Emissionsgewichtungsfaktor von $w_5^{emissions} = 1$ ein stark ökologisch getriebener Prosumer. Aus diesem Grund ist auch die Zahlungsbereitschaft an seinen unmittelbaren Nachbarn, Prosumer 6, sehr hoch (21,95 Cent/kWh).

Im Folgenden werden die spezifischen Energieflüsse zwischen den einzelnen Prosumern im Detail betrachtet. Der Begriff "Energiefluss" ist in diesem Zusammenhang nicht physikalisch zu verstehen. Die tatsächliche physikalische Stromverteilung ist einzig und allein durch die Kirchhoff'schen Gesetze bestimmt. Es sind damit daher lediglich die gehandelten Energiemengen gemeint.

Analog zur Zahlungsbereitschaft handelt es sich bei den folgenden Abbildungen wieder um dreidimensionale Grafiken mit Käufer und Verkäufer bzw. Verbraucher und Erzeuger in der Grundfläche. Die Höhe der Balken repräsentiert hier jedoch die gehandelte Strommenge von einem Erzeuger an einen Verbraucher. Die Diagonalwerte bilden erneut den unmittelbaren Eigenverbrauch ab, und sind rot hervorgehoben. Für die Fallstudien mit Batteriespeicher wird zum unmittelbaren Eigenverbrauch auch die Speicherung des erzeugten Stroms in der Batterie des Erzeugers gezählt.

Die ersten zwei Grafiken (Abbildung 5.7 und 5.8) zeigen die beiden Fallstudien ohne Peer-to-Peer Stromhandel ((P1|S0|B0 und (P1|S0|B1). Ohne internen Stromhandel tritt hier natürlich nur Eigenverbrauch auf. Die Höhe des direkten Eigenverbrauchs ist vor allem durch die jeweils installierte Photovoltaikleistung und den momentanen Stromverbrauch der Prosumer bestimmt. Durch die zusätzlichen Batteriespeicher kann deutlich mehr des erzeugten Stroms (zu einem späteren Zeitpunkt) selbst verbraucht werden.

5.2 Ausgewähltes Zeitfenster im Detail

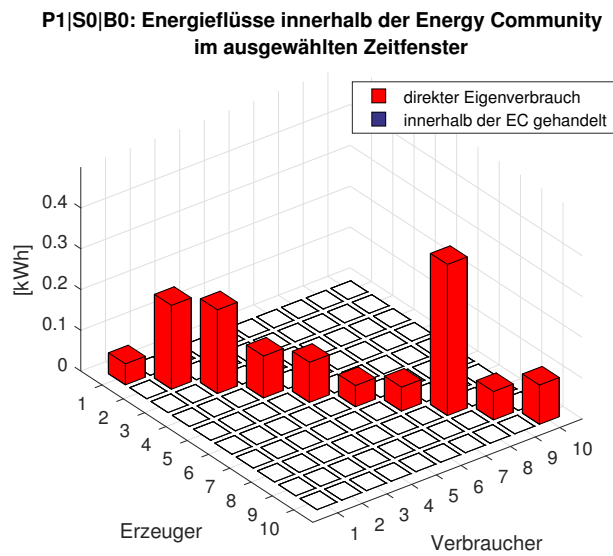


Abbildung 5.7: Energieflüsse innerhalb der Energy Community am Samstag den 23.1. zwischen 11:15 Uhr und 11:30 Uhr für die Fallstudie P1|S0|B0

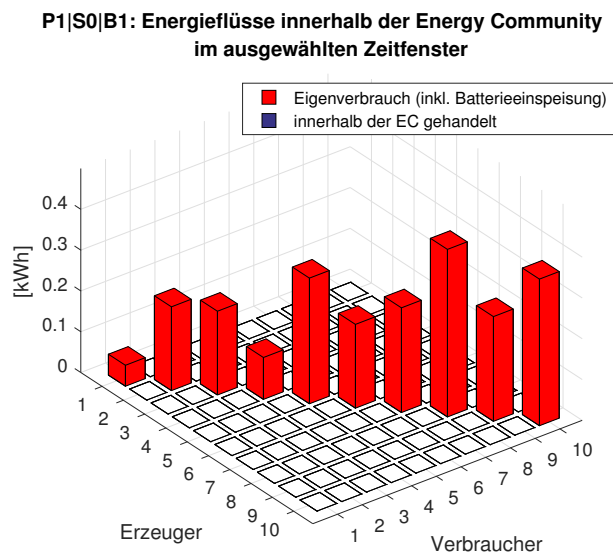


Abbildung 5.8: Energieflüsse innerhalb der Energy Community am Samstag den 23.1. zwischen 11:15 Uhr und 11:30 Uhr für die Fallstudie P1|S0|B1

5 Ergebnisse

Die folgenden beiden Grafiken (Abbildung 5.9 und 5.10) zeigen die gleiche Situation wie zuvor, jedoch mit der Möglichkeit des Peer-to-Peer Stromhandels innerhalb der Energy Community. Die blauen Balken repräsentieren hier die gehandelte Energie zwischen zwei Prosumern. Für die Fallstudie ohne Batteriespeicher erkennt man deutlich, dass der Eigenverbrauch von Prosumer 8 von ursprünglich 0,37 kWh (Maximum in Abbildung 5.7) auf 0,004 kWh sinkt. Statt den selbst erzeugten Strom auch selbst zu verbrauchen, verkauft ihn Prosumer 8 größtenteils an Prosumer 3. Den eigenen Strombedarf deckt er hauptsächlich durch Strom, den er von Prosumer 9 und 10 kauft.

Prosumer 5 deckt dagegen nach wie vor seinen Strombedarf zur Gänze durch seine eigene Photovoltaikanlage. Der interne Stromhandel ermöglicht es ihm nun jedoch, die "überschüssige" Energie an Prosumer 3 und 4, anstatt an den Stromlieferanten, zu verkaufen.

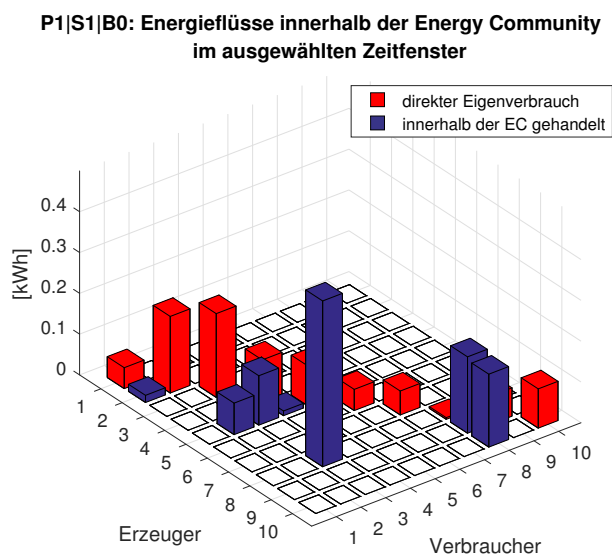


Abbildung 5.9: Energieflüsse innerhalb der Energy Community am Samstag den 23.1. zwischen 11:15 Uhr und 11:30 Uhr für die Fallstudie P1|S1|B0

Beim Einsatz von Batteriespeichern zeigt sich ein etwas anderes Bild. Die meisten Prosumer verbrauchen ihre erzeugte Energie selbst und/oder speichern sie in der eigenen Batterie. Erst darüber hinaus wird Strom intern verkauft. Dadurch sinkt die Gesamtsumme des peer-to-peer gehandelten Stroms, und der Handel findet auch zwischen anderen Prosumern statt als vorher. So kauft in dieser Fallstudie Prosumer 3, im Vergleich zu P1|S1|B0, Energie von Prosumer 9 und 10, jedoch deutlich weniger von Prosumer 8.

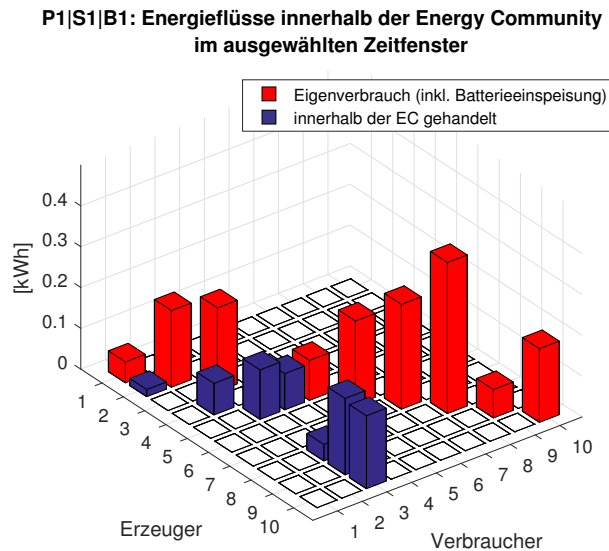


Abbildung 5.10: Energieflüsse innerhalb der Energy Community am Samstag den 23.1. zwischen 11:15 Uhr und 11:30 Uhr für die Fallstudie P1|S1|B1

Der restliche Strombedarf, der nicht durch lokal erzeugten Strom, ob mit oder ohne Peer-to-Peer Stromhandel, gedeckt werden kann, muss von den einzelnen Prosumern weiterhin vom Stromlieferanten bezogen werden (Abbildung 5.11). Man sieht, dass bereits durch den Einsatz von Photovoltaikanlagen (ohne Batteriespeicher oder internem Handel) nur die ersten vier Prosumer in diesem Zeitintervall Strom vom Stromlieferanten kaufen müssen. Durch internen Stromhandel innerhalb der Energy Community kann erreicht werden, dass bei allen Prosumern kein Netzbezug vom Stromlieferanten mehr erforderlich ist. Dabei profitiert besonders Prosumer 3, der in diesem Zeitintervall den größten Strombedarf aufweist.

Ähnlich verhält es sich bei der Netzeinspeisung der Prosumer (Abbildung 5.12). Analog zu vorhin sind es hier erneut die Prosumer 1 bis 4, die für alle fünf Fälle keinen lokal erzeugten Strom ins Netz einspeisen müssen. Darüber hinaus führt der Einsatz von Batteriespeichern zum Wegfall sämtlicher Netzeinspeisung. Interner Stromhandel führt ebenso zu einer deutlichen Reduktion bei Prosumer 10, sowie dem kompletten Verschwinden der Netzeinspeisung von PV-Überschussstrom bei Prosumer 5, 8 und 9.

5 Ergebnisse

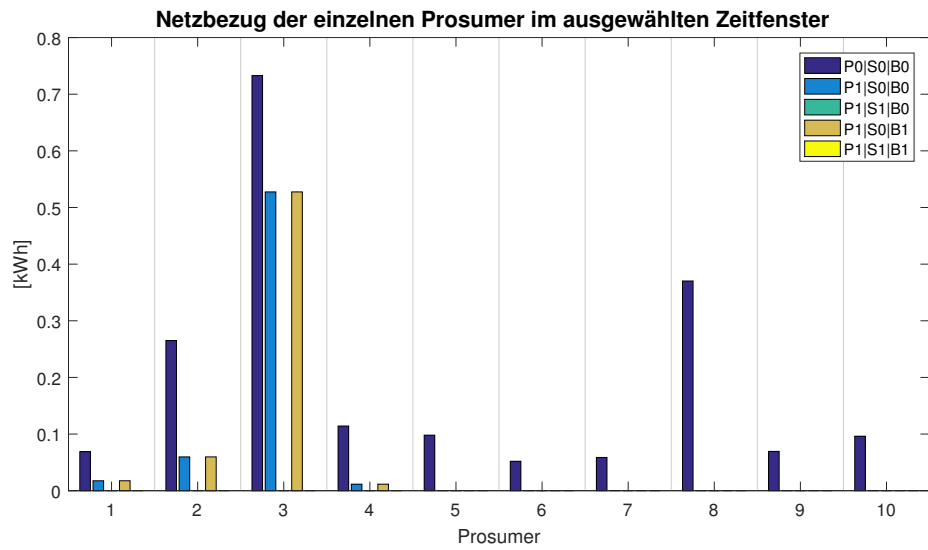


Abbildung 5.11: Netzbezug der Prosumer am Samstag den 23.1. zwischen 11:15 Uhr und 11:30 Uhr.

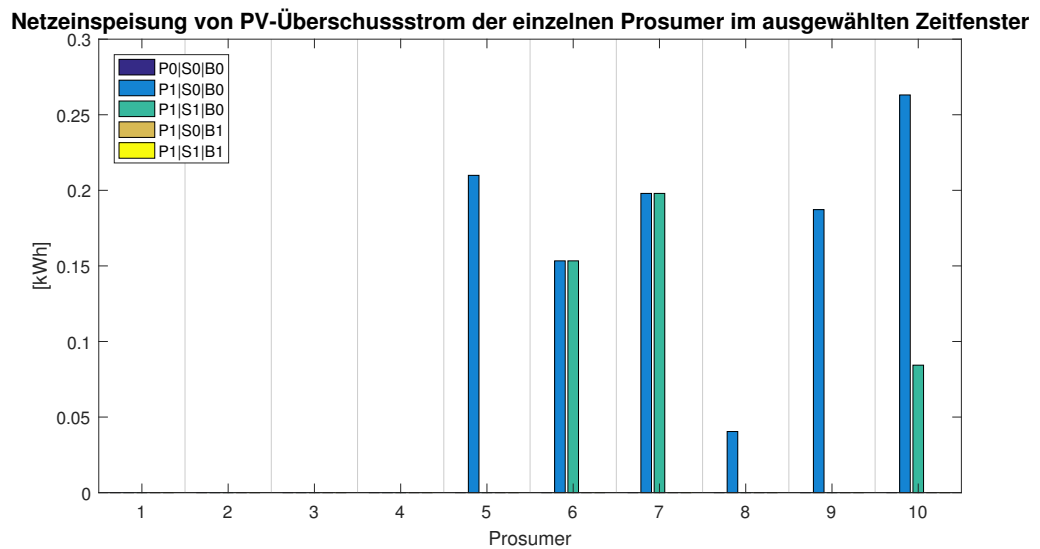


Abbildung 5.12: Netzeinspeisung von PV-Überschussstrom der Prosumer am Samstag den 23.1. zwischen 11:15 Uhr und 11:30 Uhr

5.3 Sensitivitätsanalysen

In diesem Kapitel wird der Einfluss unterschiedlicher Parameter auf die Optimierungsmodelle analysiert. Verglichen werden die Ergebnisse anhand der Berechnung der bereits beschriebenen fünf Fallstudien (siehe Tabelle 5.1) für 7 Tage im Sommer (19.7. bis 25.7.). Die dritte Woche im Juli wurde dabei wegen der hohen PV-Erzeugung gewählt.

Grundlage für diese Analyse bilden die Daten und Annahmen, wie sie für die Berechnung des Gesamtjahres (siehe Kapitel 4) getroffen wurden. Um die Auswirkungen des Anteils an Photovoltaikanlagen und Batteriespeichern innerhalb der Energy Community, sowie von unterschiedlichen Lastprofilen zu untersuchen, wird jedoch die Zuordnung der Technologien verändert (Tabelle 5.3). Den verschiedenen Allokationen werden dabei Nummern (erste Spalte) zugewiesen, um die weitere Beschreibung zu erleichtern.

Tabelle 5.3: Technologie-Zuordnungen für die Sensitivitätsanalysen

Nr.	Bezeichnung	Photovoltaik-anlagen	Batterie-speicher	Lastprofile
0	Standard	unverändert	unverändert	unverändert
1	PS 1-5 ohne PV	Prosumer 1-5 besitzen keine Photovoltaikanlage	unverändert	unverändert
2	PS 1-5 ohne PV; nur PS 3, 6 und 10 mit Batt.	Prosumer 1-5 besitzen keine Photovoltaikanlage	nur die Prosumer 3, 6 und 10 besitzen einen Batteriespeicher	unverändert
3	PS 1 und 7 mit gewerb. Last	unverändert	unverändert	Prosumer 1 und 7 weisen ein gewerbliches Lastprofil auf
4	PS 1 und 7 mit gewerb. Last; nur PS 3, 6 und 10 mit Batt.	unverändert	nur die Prosumer 3, 6 und 10 besitzen einen Batteriespeicher	Prosumer 1 und 7 weisen ein gewerbliches Lastprofil auf

Bei den gewerblichen Lastprofilen der Zuordnungen Nr. 3 und 4 handelt es sich um die folgenden Standardlastprofile.

- Prosumer 1: G5 Standardlastprofil einer Bäckerei mit 30 000 kWh Jahresstromverbrauch
- Prosumer 7: G7 Standardlastprofil eines Büros bzw. einer Arztpraxis mit 15 000 kWh Jahresstromverbrauch

5 Ergebnisse

Diese beiden Lastprofile unterscheiden sich deutlich in ihrer Verteilung über den Tag. Während der Strombedarf der Bäckerei zwischen 3 und 11 Uhr vormittags am Größten ist, verteilt er sich für die Arztpraxis bzw. das Bürogebäude gleichmäßiger über die Öffnungszeiten von 7 bis 17 Uhr.

5.3.1 Einfluss unterschiedlicher Lastprofile sowie Photovoltaik- und Batteriespeicher - Zuordnungen

In Abbildung 5.13 ist der gesamte Netzbezug der Energy Community abgebildet. Auf der Abszisse sind dabei die bereits bekannten fünf Fallstudien aufgetragen. Bei der Fallstudie P1|S0|B0 ist für die Zuordnungen 1 und 2, mit weniger Photovoltaikanlagen, sowie jenen mit gewerblichen Lastprofilen (3 und 4) bereits der höhere Bedarf an Strom vom Stromlieferanten ersichtlich.

Wird nun der Peer-to-Peer Stromhandel ermöglicht, sinkt dieser Bedarf in allen Fällen. Im Vergleich zu den Standardzuordnungen ergibt sich für die beiden Allokationen 1 und 2 sogar der gleiche Netzbezug. Die geringere lokale Stromerzeugung kann hier also, im Hinblick auf den Netzbezug, vollständig durch lokalen Handel kompensiert werden.

Der Einsatz von Batteriespeichern in Fallstudie P1|S0|B1 führt bei den Standardannahmen zu einer Verringerung des Netzbezugs. Für die Zuordnungen 1, 2 und 3 bleibt der Netzbezug ähnlich hoch wie mit internem Stromhandel, bzw. steigt nur leicht. Der Peer-to-Peer Handel ist also hinsichtlich des Netzbezugs mit dem Einsatz von Speichern vergleichbar.

Wird der interne Stromhandel mit Batteriespeichern kombiniert, ergibt sich erwartungsgemäß der niedrigste Netzbezug für alle Allokationen. Sind Gewerbebetriebe in die Energy Community integriert (3 und 4), sind die dadurch erzielten Einsparungen am Größten.

Vergleichbare Effekte sieht man bei der Betrachtung der gesamten Netzeinspeisung in Abbildung 5.14. Der interne Stromhandel führt hier erneut zu einer ähnlichen Einsparung wie der Einsatz von Batteriespeichern.

Darüber hinaus erkennt man in beiden Grafiken, dass bei Standardzuordnungen der Peer-to-Peer Stromhandel nur zu geringen Auswirkungen führt. Grund dafür ist wie bereits erwähnt der sehr hohe Anteil an lokaler Stromerzeugung bei gleichzeitig moderatem Stromverbrauch innerhalb der Energy Community. Dies hat zur Folge, dass zu Zeiten mit hoher Sonneneinstrahlung bei allen Prosumern relativ viel Strom lokal erzeugt wird. Auch durch internen Handel innerhalb der Energy Community kann dieser jedoch nicht verbraucht werden und muss somit an den Stromlieferanten verkauft werden.

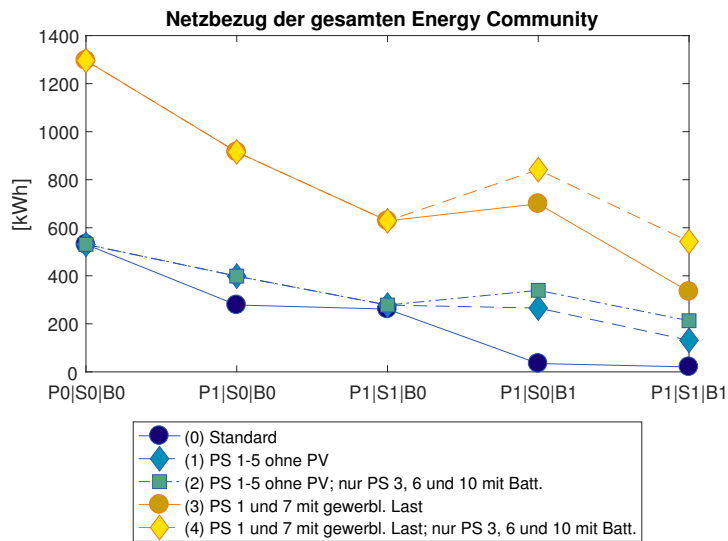


Abbildung 5.13: Netzbezug der Prosumer für unterschiedliche Fallstudien und Technologie-Zuordnungen

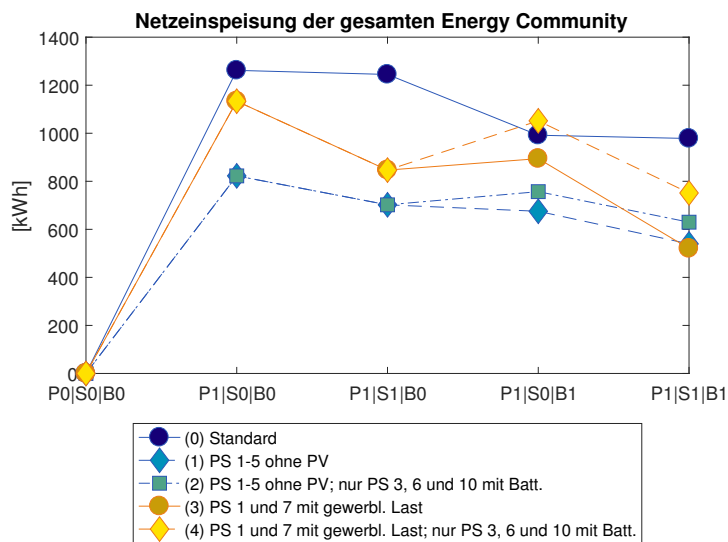


Abbildung 5.14: Netzeinspeisung von PV-Überschussstrom der Prosumer für unterschiedliche Fallstudien und Technologie-Zuordnungen

5 Ergebnisse

In Abbildung 5.15 ist der Eigenverbrauch in der Energy Community abgebildet. Die größte Steigerung wird für alle unterschiedlichen Technologie-Zuordnungen durch die Batteriespeicher erzielt. Durch den erwähnt sehr hohen Anteil an lokaler Stromerzeugung bei den Standardallokationen fällt hier die Verbesserung am deutlichsten auf. Bei allen Zuordnungen ändert sich der Eigenverbrauch durch Peer-to-Peer Stromhandel nur geringfügig. Dies lässt darauf schließen, dass die erzeugte Energie auch bei der Möglichkeit des internen Handels, vorwiegend selbst verbraucht wird.

Die Summe der innerhalb der Energy Community gehandelten Energie ist in Abbildung 5.16 dargestellt. Obwohl bei den Zuordnungen 1 und 2 weniger Strom für den internen Handel zur Verfügung steht, steigt deren Summe im Vergleich zu den Standardzuordnungen deutlich. Dies ist ein weiterer Indikator dafür, dass zu viel lokal erzeugter Strom innerhalb der Energy vorhanden ist, um einen effizienten Peer-to-Peer Stromhandel zu ermöglichen. Sind dagegen große, gewerbliche Verbraucher in die Energy Community integriert (Allokationen 3 und 4), kann die gehandelte Summe noch zusätzlich mehr als verdoppelt werden.

Die Batteriespeicher in der Fallstudie P1|S1|B1 führen nur zu einem geringen Anstieg der gehandelten Energie. Vergleicht man die beiden Gesamtsummen der Allokationen 1 und 2, ist ebenfalls nur ein kleiner Unterschied zu sehen. Erst bei großen Verbrauchern (Technologie-Zuordnungen 3 und 4) machen sich weniger Batteriespeicher in der Energy Community deutlicher bemerkbar.

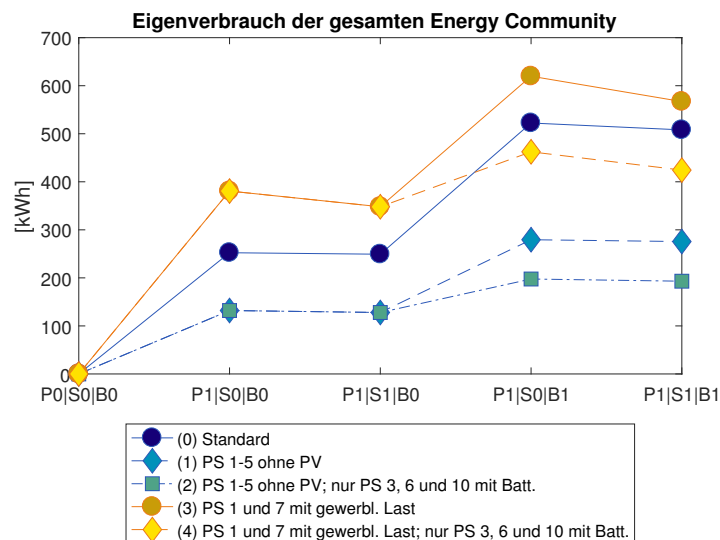


Abbildung 5.15: Eigenverbrauch der Prosumer für unterschiedliche Fallstudien und Technologie-Zuordnungen

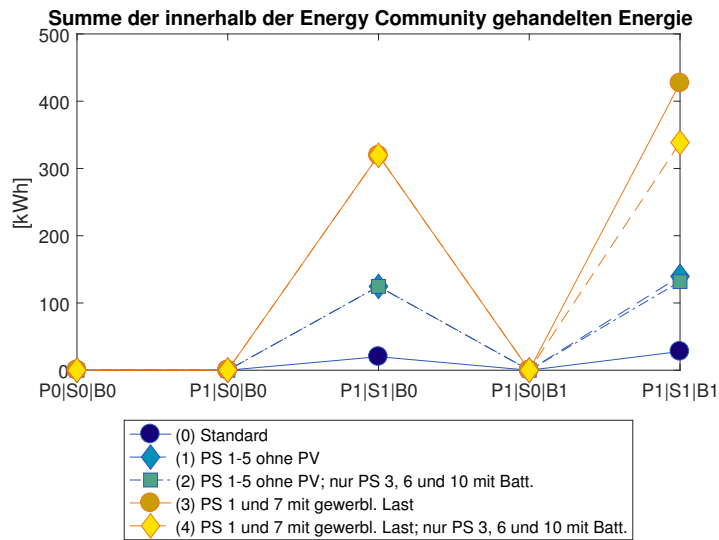


Abbildung 5.16: Intern gehandelter Strom der Prosumer für unterschiedliche Fallstudien und Technologie-Zuordnungen

Die folgenden vier Grafiken (5.17 bis 5.20) zeigen den finanziellen Saldo einzelner Prosumer für unterschiedliche Fallstudien und Technologie-Allokationen.

- Die Kosten von Prosumer 4 (Abbildung 5.17) bleiben für die Zuordnungen 1 und 2 bei sämtlichen Fallstudien relativ konstant. Prosumer 4 besitzt in diesen Fällen keine eigene Photovoltaikanlage und kann offensichtlich nicht durch den internen Stromhandel profitieren. Auch bei den Standardzuordnungen ändert sich durch den Peer-to-Peer Handel der finanzielle Saldo kaum. Wenn allerdings Gewerbebetriebe mit hohem Stromverbrauch an der Energy Community partizipieren, überwiegen bei Prosumer 4 sogar die Erlöse aus dem internen Stromhandel. Prosumer 4 kann demnach den selbst erzeugten Strom effizienter nutzen bzw. gewinnbringend verkaufen.
- Im Unterschied dazu kann Prosumer 6 bereits positiv bilanzieren, wenn weniger lokale Stromerzeugung in der Energy Community vorhanden ist (Abbildung 5.18). Da Prosumer 6 selbst, im Gegensatz zu den Prosumern 1-5, nach wie vor über eine Photovoltaikanlage verfügt, bietet sich die Möglichkeit, durch den internen Stromhandel zusätzliche Erträge zu erwirtschaften. Wie zuvor bereits Prosumer 4, kann auch Prosumer 6 durch das Vorhandensein großer Verbraucher noch positiver bilanzieren.

5 Ergebnisse

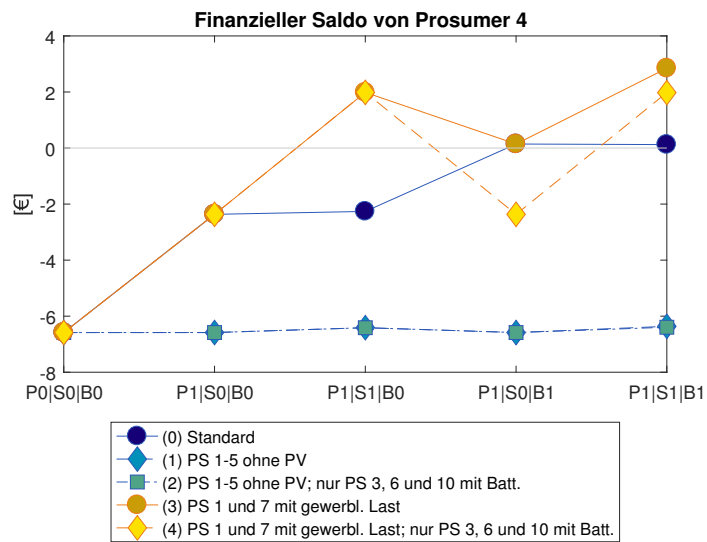


Abbildung 5.17: Finanzieller Saldo von Prosumer 4 für unterschiedliche Fallstudien und Technologie-Zuordnungen

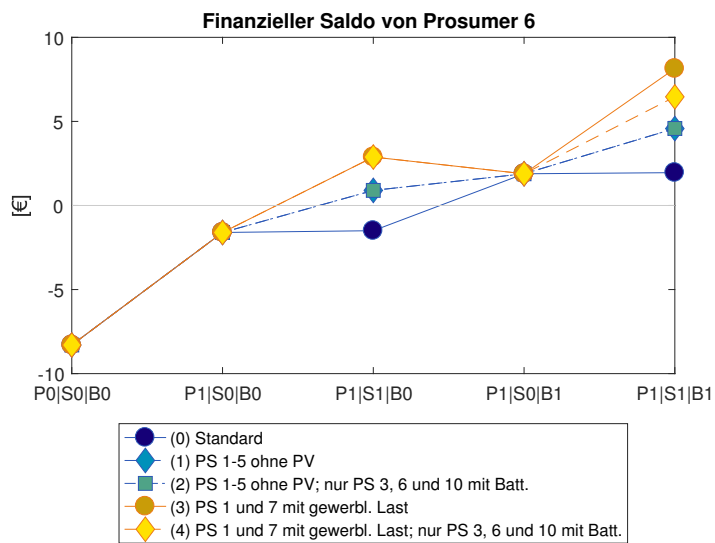


Abbildung 5.18: Finanzieller Saldo von Prosumer 6 für unterschiedliche Fallstudien und Technologie-Zuordnungen

- In nächsten beiden Abbildungen ist der finanzielle Saldo der Prosumer 1 (Abb. 5.19) und 7 (Abb. 5.20) dargestellt. Hier sind vor allem die Allokationen 3 und 4 von Interesse. Dabei weist Prosumer 1 das Lastprofil einer Bäckerei und Prosumer 2 jenes einer Arztpraxis, jeweils mit entsprechendem Jahresstromverbrauch, auf. Wie zu sehen, bleibt für Prosumer 1 die Bilanz über alle Fallstudien hinweg relativ unverändert. Prosumer 7 profitiert dagegen deutlich durch den Einsatz von Photovoltaikanlagen in Fallstudie P1|S0|B0. Peer-to-Peer Stromhandel oder Batteriespeicher beeinflussen das Ergebnis darüber hinaus hingegen kaum.

Während also die beiden Gewerbebetriebe weder wesentliche finanzielle Vor- noch Nachteile durch den internen Stromhandel erlangen, profitieren Prosumer 4 und 6 dagegen deutlich.

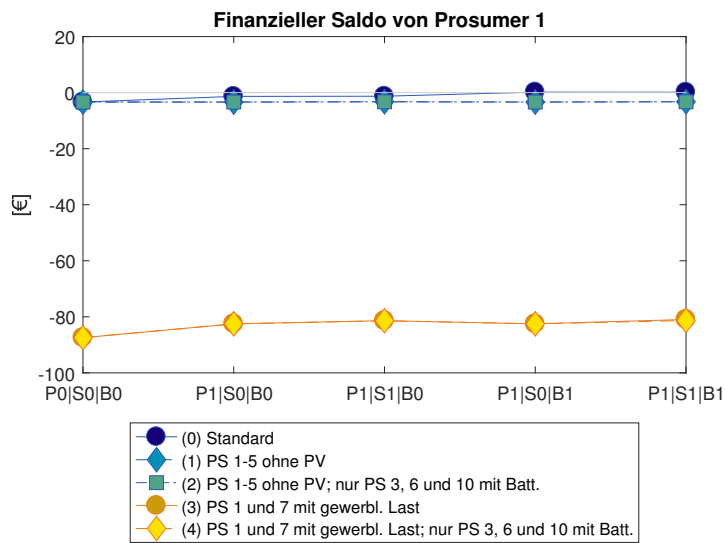


Abbildung 5.19: Finanzieller Saldo von Prosumer 1 für unterschiedliche Fallstudien und Technologie-Zuordnungen

5 Ergebnisse

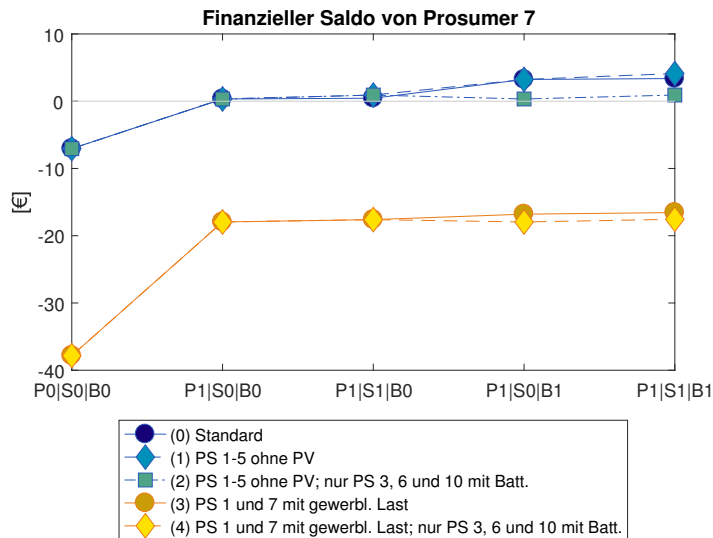


Abbildung 5.20: Finanzieller Saldo von Prosumer 7 für unterschiedliche Fallstudien und Technologie-Zuordnungen

5.3.2 Einfluss unterschiedlicher Zahlungsbereitschaften der Prosumer bzw. Verbraucher

In diesem Abschnitt wird der Einfluss unterschiedlicher Zahlungsbereitschaften untersucht. Dazu werden die beiden dafür wesentlichen Faktoren, die räumliche Distanz zwischen den Prosumern, sowie die Emissionen des Strommix im Verbundstromnetz variiert, und die Ergebnisse der Optimierungsmodelle analysiert.

Sämtliche Berechnungen erfolgen im Modell mit lokaler Stromerzeugung und der Möglichkeit des Peer-to-Peer Stromhandels (Fallstudie P1|S1|B0). Um den internen Handel zu fördern wird von einem geringeren Anteil an Photovoltaikanlagen (Technologie-Zuordnung 3) ausgegangen. Betrachtungszeitraum ist wie in Abschnitt 5.3.1 eine Woche im Sommer von 19.7. bis 25.7.

5.3.2.1 Variation der Entfernungen zwischen den Prosumern

Wie in Abbildung 5.21 zu sehen, nimmt die Menge der innerhalb der Energy Community gehandelten Energie mit zunehmender Distanz zwischen den Prosumern erwartungsgemäß ab. Die Entfernungen werden dabei über den Skalierungsfaktor $s^{distance}$ schrittweise variiert.

Der Zusammenhang zwischen der gehandelten Energiemenge und den Distanzen ist dabei, wie dargestellt, nicht linear. Vielmehr "fallen" einzelne Prosumer bei Überschreitung einer

gewissen Entfernung für den Handel sozusagen weg. Grund dafür ist die mathematische Definition der Zahlungsbereitschaft (siehe Kapitel 3.3.1). Eine zunehmende räumliche Distanz geht hier negativ in die Berechnung ein. Wird die Entfernung zwischen zwei Prosumern groß genug, so wird auch die entsprechende Zahlungsbereitschaft negativ, und der Handel zwischen ihnen nicht mehr attraktiv.

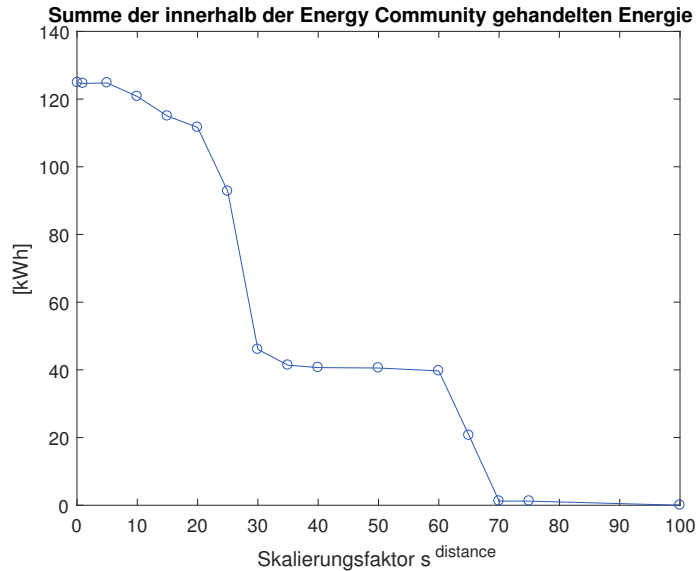


Abbildung 5.21: Einfluss der räumlichen Distanz zwischen den Prosumern auf die innerhalb der Energy Community gehandelte Energiemenge

Die folgenden fünf Abbildungen (5.22 - 5.26) zeigen die Energiesummen des Peer-to-Peer Stromhandels für unterschiedliche Entfernungen im Detail.

Werden die räumlichen Distanzen auf 10% des Ursprungswertes reduziert (Abbildung 5.22), zeigt der Vergleich mit Abbildung 5.23, dass kaum Änderungen in der gehandelten Energiemenge auftreten. Eine Verringerung der Entfernungen hat demnach keinen wesentlichen Einfluss auf die Ergebnisse der Modelle.

5 Ergebnisse

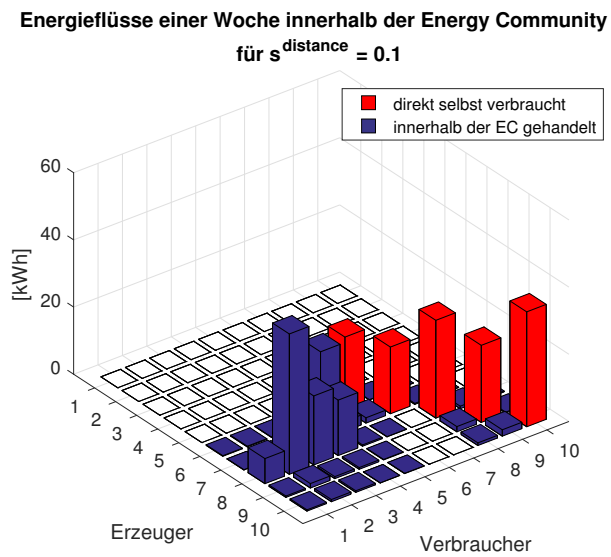


Abbildung 5.22: Energieflüsse innerhalb der Energy Community für räumliche Distanzen, die 10% ($s^{distance} = 0.1$) des Ursprungswerts betragen

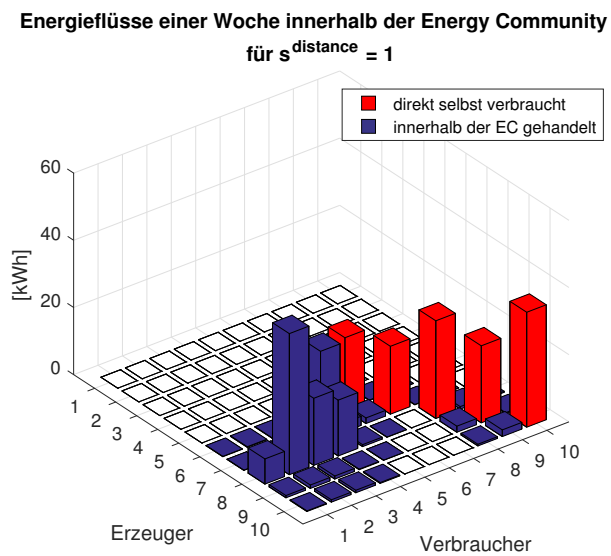


Abbildung 5.23: Energieflüsse innerhalb der Energy Community für die ursprünglichen Distanzen ($s^{distance} = 1$)

Bei den 25-fachen Distanzen (Abb. 5.24) wird bereits in deutlich geringerem Maße intern gehandelt. Vor allem die Prosumer 6 und 7 verkaufen weniger der selbst erzeugten Energie innerhalb der Energy Community. Diese beiden Prosumer sind den Positionen 21 und 22 der Netztopologie nach IEEE 33 (siehe Abbildung 4.1 bzw. Tabelle 4.2) zugeordnet. Sie befinden sich, räumlich gesehen, am Rand der Energy Community. Durch das Vergrößern der räumlichen Distanzen zwischen den Prosumern hören diese beiden Prosumer also zuerst auf, am internen Stromhandel zu partizipieren.

Wie in Abbildung 5.25 zu sehen, findet bei 50-fachen Entfernungen interner Stromhandel nur mehr zwischen vier Prosumern statt. Prosumer 6 verkauft Energie an Prosumer 5, und Prosumer 8 an Prosumer 3. Dabei handelt es sich in beiden Fällen um direkte Nachbarn mit relativ geringer Distanz zueinander.

Werden die Entfernungen auf das 75-fache erhöht (Abbildung 5.26), findet so gut wie kein Peer-to-Peer Stromhandel mehr statt.

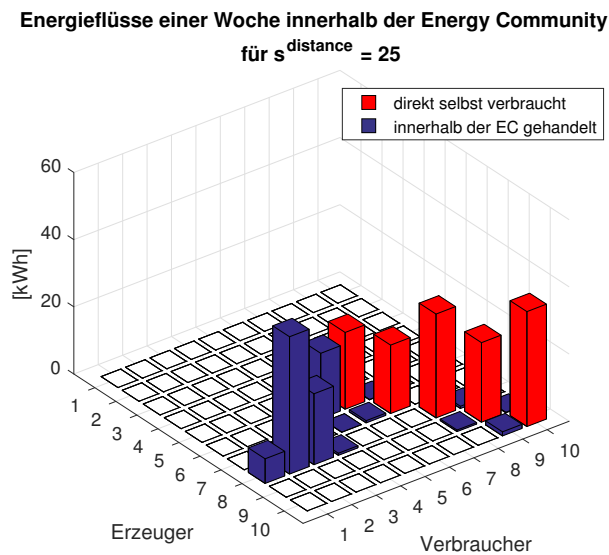


Abbildung 5.24: Energieflüsse innerhalb der Energy Community für räumliche Distanzen, die das 25-fache ($s^{distance} = 25$) des Ursprungswerts betragen

5 Ergebnisse

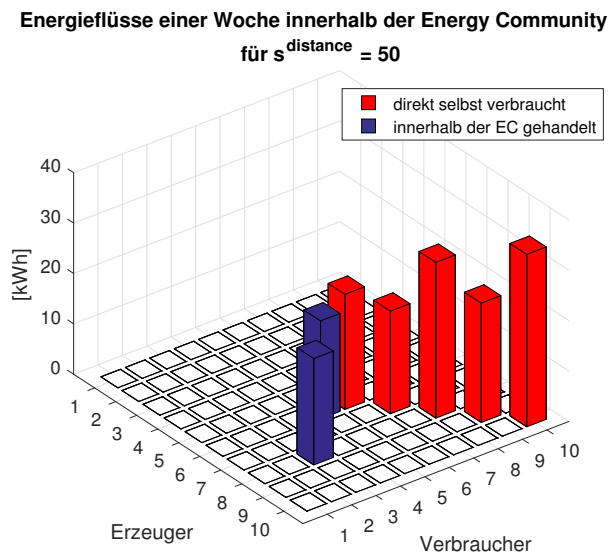


Abbildung 5.25: Energieflüsse innerhalb der Energy Community für räumliche Distanzen, die das 50-fache ($s^{distance} = 50$) des Ursprungswerts betragen

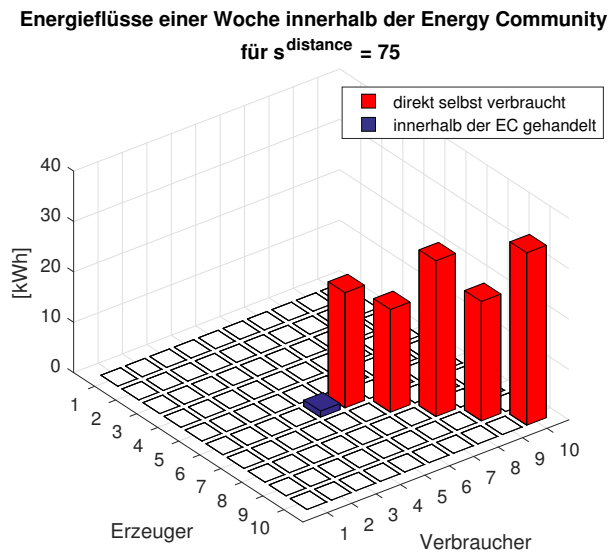


Abbildung 5.26: Energieflüsse innerhalb der Energy Community für räumliche Distanzen, die das 75-fache ($s^{distance} = 75$) des Ursprungswerts betragen

5.3.2.2 Variation der Emissionen des Strommix im Verbundstromnetz

In diesem Abschnitt wird der Einfluss unterschiedlicher Emissionen im (österreichischen) Verbundstromnetz bzw. unterschiedlicher Emissionsgewichtungsfaktoren auf die Ergebnisse der Optimierungsmodelle untersucht. Da jeder Prosumer, unabhängig von den vorherrschenden Emissionen, ohnehin versucht möglichst wenig Energie vom Stromlieferanten zu beziehen oder an ihn zu verkaufen, ändert sich an der Gesamtsumme der innerhalb der Energy Community gehandelten Energie nichts. Die individuelle Gewichtung der Emissionen kann daher lediglich innerhalb dieser Energiesumme zu Verschiebungen führen. So besitzt beispielsweise ein Prosumer mit hoher ökologischer Präferenz, bei hohen Emissionen, auch eine deutlich höhere Zahlungsbereitschaft. Diese führt dazu, dass der Prosumer potenziell einen größeren Anteil der intern zur Verfügung stehenden Energie (zu einem höheren Preis) kaufen kann.

Aus diesem Grund wird in Abbildung 5.27 der finanzielle Saldo der einzelnen Prosumer für unterschiedliche Emissionen verglichen. Grundlage für diese Analyse bilden die gleichen Annahmen wie in Kapitel 5.3.2.1 für dieselbe Woche im Sommer. Es werden dabei vier Fälle mit unterschiedlichen Emissionsgewichtungsfaktoren der einzelnen Prosumer (Tabelle 5.4) untersucht. Die Erhöhung dieses Faktors ist dabei aufgrund des mathematischen Aufbaus der Zahlungsbereitschaft (siehe Kapitel 3.3.1) gleichbedeutend mit der Erhöhung der tatsächlichen Emissionen im Verbundstromnetz.

Tabelle 5.4: Emissionsgewichtungsfaktoren der Prosumer $w^{emissions}$ für vier unterschiedliche Fälle

PS	Alle $w^{emissions}$ gleich 0	Alle $w^{emissions}$ verzehnfacht	Alle $w^{emissions}$ gleich 10	Alle $w^{emissions}$ verzehnfacht und gespiegelt
1	0	0	10	10
2	0	2.5	10	7.5
3	0	5.0	10	5.0
4	0	7.5	10	2.5
5	0	10	10	0
6	0	0	10	10
7	0	2.5	10	7.5
8	0	5.0	10	5.0
9	0	7.5	10	2.5
10	0	10	10	0

5 Ergebnisse

Wie in der Abbildung 5.27 ersichtlich, sind die Auswirkungen durch unterschiedliche Emissionsgewichtungsfaktoren relativ gering. Die größten Unterschiede sind bei den Prosumern 2 und 8 zu sehen, da diese einen höheren Strombedarf (Prosumer 2) bzw. eine größere Photovoltaikanlage (Prosumer 8) aufweisen. Sie nehmen dadurch verstärkt am internen Stromhandel teil. Prosumer 8 profitiert deshalb von den höheren Zahlungsbereitschaften, während Prosumer 2 höhere Kosten dadurch verzeichnet.

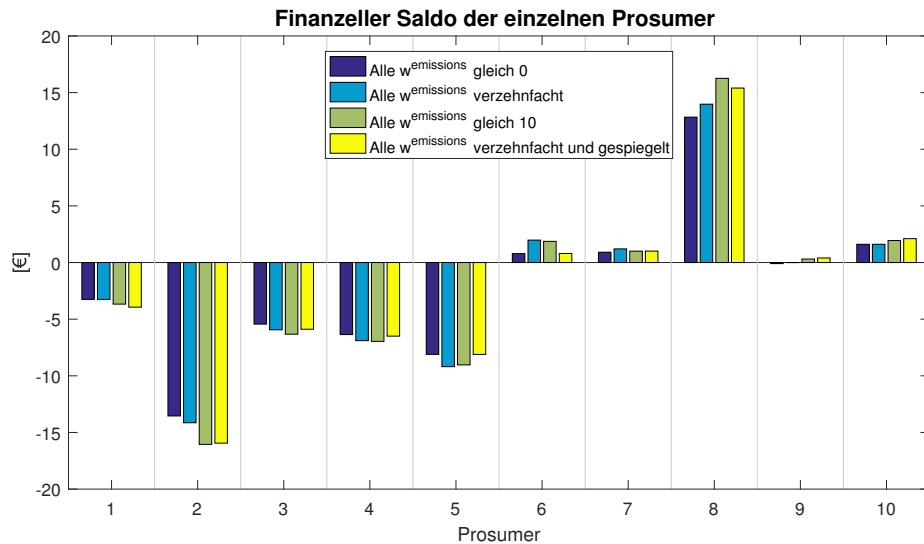


Abbildung 5.27: Finanzieller Saldo der einzelnen Prosumer für unterschiedliche Emissionsgewichtungsfaktoren

Ein ähnliches Resultat liefert das Einführen eines variablen Stromtarifs des Stromlieferanten. Dabei wird der Tarif an die momentane Residuallast angepasst. Die Ergebnisse dieser Analysen sind der Vollständigkeit halber im Anhang zusammengefasst.

6 Schlussfolgerungen

Die Ergebnisse des Optimierungsmodells dieser Arbeit zeigen eindeutig das große Potenzial lokaler Energy Communities. Individuelle Präferenzen der Prosumer, die in diesem Modell miteinbezogen werden, haben dabei einen signifikanten Einfluss darauf, wer mit wem wieviel lokal erzeugten Strom handelt.

Der Peer-to-Peer Stromhandel kann wesentlich zur Attraktivität erneuerbarer lokaler Stromerzeugung (Photovoltaik) beitragen. Betrachtet man die Energy Community in ihrer Gesamtheit, kann der interne Handel zu ähnlichen Ergebnissen hinsichtlich des Eigenverbrauchs beziehungsweise der Reduktion von Netzeinspeisung und -bezug führen wie lokale Batteriespeicher. Die derzeit gängige Definition des Begriffs "Eigenverbrauch" muss dafür jedoch noch auf örtlich lokale Komponenten ausgeweitet werden. Wird der erzeugte Strom nicht nur unmittelbar vom Erzeuger selbst am eigenen Zählpunkt verbraucht, sondern innerhalb der Energy Community, so kann das bei einem funktionierenden internen Handelssystem gleichbedeutend mit dem ursprünglich gemeinten Begriff des Eigenverbrauchs sein. So ein Ansatz entspricht auch sehr gut den physikalischen Gegebenheiten. Darüber hinaus ist es mit einem derartigen System möglich, Flexibilitäten der Teilnehmer der Energy Community (bspw. Energiespeicher) optimal einzusetzen.

Individuell unterschiedliche Zahlungsbereitschaften der Prosumer in der Energy Community führen zu keiner signifikanten Erhöhung der gesamten intern gehandelten Energiemenge. Die Prosumer versuchen grundsätzlich möglichst viel des lokal erzeugten Stroms innerhalb der Energy Community zu handeln bzw. ihren Strombedarf damit zu decken. Die Ergebnisse dieser Arbeit zeigen aber, dass stark ökologisch motivierte Teilnehmer durch ihre erhöhte Zahlungsbereitschaft mehr bezahlen, und dadurch einen größeren Anteil an der intern gehandelten Strommenge beziehen können. Durch das beschriebene pay-as-bid-Auktionsmodell erzielen die Besitzer von Photovoltaikanlagen dadurch auch höhere Einnahmen.

Aus den Ergebnissen der Fallstudien geht zudem hervor, dass Unterschiede bezüglich des Strombedarfs, der Lastprofile oder der Verteilung und Größe von Photovoltaikanlagen innerhalb der Energy Community positiv zur intern gehandelten Strommenge beitragen. Sind große Stromverbraucher wie beispielsweise Gewerbebetriebe eingebunden, können diese den lokal erzeugten Strom in einem hohen Ausmaß kaufen. Die Kosten zur Deckung des Strombedarfs können für die Betriebe dabei sogar gleich hoch ausfallen wie ohne internem Stromhandel. Die (privaten) Besitzer der Photovoltaikanlagen müssen dagegen keinen, oder deutlich weniger Strom zum Preis der PV-Überschusseinspeisung an den Stromlieferanten verkaufen, und können damit finanziell profitieren. Ähnliches gilt für

6 Schlussfolgerungen

Energy Communities, bei denen der Anteil an Besitzern von Photovoltaikanlagen und einfachen Verbrauchern ausgewogen ist. Der interne Stromhandel führt dabei dazu, dass alle am lokal erzeugten Strom profitieren können - egal ob Besitzer einer PV-Anlage (finanziell) oder reine Verbraucher (ökologisch).

Verlierer derartiger Peer-to-Peer Stromhandelssysteme sind allerdings die Stromlieferanten. Diese können deutlich weniger Strom an die Konsumenten verkaufen bzw. lokal erzeugten Strom günstig ankaufen. Um auch den Stromlieferanten eine Möglichkeit zur Beteiligung an Energy Communities zu bieten, können dahingehend Geschäftsmodelle entwickelt werden, wie sie bei Mieterstrommodellen schon (konzeptuell) existieren. Um solche Geschäftsmodelle tatsächlich umzusetzen, muss allerdings zuerst die rechtliche Basis dafür geschaffen werden. Das aktuelle Clean Energy Package liefert hierbei schon eine gute Grundlage. Es besteht jedoch vor allem bei der Nutzung des öffentlichen Netzes, samt anfallender Netzentgelte, noch Klärungsbedarf.

Energy Communities stellen grundsätzlich ein erfolgversprechendes Konzept mit großem Potenzial dar, das in vielen Modellen und Studien bereits bestätigt wurde. Es ermöglicht Personen mit unterschiedlichen individuellen Präferenzen von lokaler Stromerzeugung zu profitieren und so aktive Teilnehmer der Energiewende zu werden. Die rechtlichen Rahmenbedingungen, aber auch technische Anforderungen wie eine umfassende Implementierung von Smart Metern¹, beschränken derzeit jedoch die tatsächliche Umsetzung auf (noch) wenige Pilotprojekte. Der Trend hin zu mehr gemeinschaftlich genutzten Photovoltaikanlagen ist jedoch beispielsweise durch das Mieterstrommodell bereits eindeutig sichtbar. Zukünftige Arbeiten könnten sich mit möglichen Synergieeffekten durch Demand Side Management innerhalb der Energy Community befassen, und damit zusätzliche Anreize und Konzepte, vor allem für Stromlieferanten, bieten. Darüber hinaus sind vermehrt die Sozialwissenschaften gefordert, Konzepte zu schaffen, um Teilnehmer optimal und individuell in Energy Communities einzubinden und partizipieren zu lassen. Zusätzlich können spieltheoretische Untersuchungen zeigen, wie die Teilnehmer im jeweiligen Design (bspw. Pay-as-Bid) ihr Verhalten ändern.

¹Mit "Smart Meter" werden intelligente Stromzähler bezeichnet, die den bidirektionalen Energiefluss in kurzen Zeitintervallen messen und die Daten fern übertragen.

Literatur

- Aspern Smart City Research (2018). *Smart Building*. URL: <https://www.ascr.at/smart-building/> (besucht am 17. 10. 2018) (siehe S. 7).
- Austrian Power Grid (2016). *Datenbank zur Markttransparenz*. URL: <https://www.apg.at/de/markt/Markttransparenz> (besucht am 22. 10. 2018) (siehe S. 33).
- Bundesverband Photovoltaic Austria (2018). *Gemeinschaftliche Erzeugungsanlage - Best Practice Beispiele*. URL: <http://pv-gemeinschaft.at/best-practice-beispiele/> (besucht am 15. 10. 2018) (siehe S. 7).
- Cintuglu, Mehmet Hazar, Harold Martin und Osama A. Mohammed (2015). »Real-Time Implementation of Multiagent-Based Game Theory Reverse Auction Model for Microgrid Market Operation«. In: *IEEE Transactions on Smart Grid* 6.2, S. 1064–1072. ISSN: 1949-3053. DOI: 10.1109/TSG.2014.2387215 (siehe S. 8).
- E-CONTROL (2018a). *Stromkennzeichnungsbericht 2018*. URL: <https://www.e-control.at/documents/20903/388512/e-control-Stromkennzeichnungsbericht-2018.pdf/ddefad7a-219f-9360-0806-b26458b0ff6b> (besucht am 20. 10. 2018) (siehe S. 33, 34).
- E-CONTROL (2018b). *Was kostet eine kWh Strom?* URL: https://www.e-control.at/konsumenten/strom/strompreis/was-kostet-eine-kwh/-/asset_publisher/AGb0fFV4c3H1/content/was-kostet-eine-kwh-strom-?inheritRedirect=false&redirect=https%3A%2F%2Fwww.e-control.at%2Fkonsumenten%2Fstrom%2Fstrompreis%2Fwas-kostet-eine-kwh%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_AGb0fFV4c3H1%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-1%26p_p_col_pos%3D1%26p_p_col_count%3D2 (siehe S. 33).
- E-CONTROL (2018c). *Zusammensetzung des Strompreises*. URL: <https://www.e-control.at/konsumenten/strom/strompreis/preiszusammensetzung> (besucht am 10. 11. 2018) (siehe S. 33).
- Energy Exchange Austria (2017). *EXAA Market Analysis*. URL: https://www.exaa.at/exaa/docs/marketanalysis/EXAA_market_analysis-2017.pdf (besucht am 10. 11. 2018) (siehe S. 33).
- Energy Networks Association (2014). *Network business model evolution: an investigation of the impact of current trends on DNSP business model planning*. URL: http://www.ena.asn.au/sites/default/files/network_business_model_evolution_ena_final_2015.pdf (besucht am 23. 10. 2018) (siehe S. 6).
- EPEX Spot (2017). *Market Data - Day-Ahead Auction*. URL: <https://www.epexspot.com/en/market-data/dayaheadauction/chart/auction-chart/2017-04-30/DE> (besucht am 10. 11. 2018) (siehe S. 33).

Literatur

- European Commission (2016a). *Proposal for a directive of the European Parliament and of the Council on common rules for the internal market in electricity*. IEM Directive. URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM:2016:0864:FIN> (siehe S. 5).
- European Commission (2016b). *Winter Package: Clean energy for all Europeans*. URL: <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/energy-strategy-and-energy-union/clean-energy-all-europeans> (besucht am 14.10.2018) (siehe S. 5).
- Fina, Bernadette, Andreas Fleischhacker, Hans Auer und Georg Lettner (2018). »Economic Assessment and Business Models of Rooftop Photovoltaic Systems in Multiapartment Buildings: Case Studies for Austria and Germany«. In: *Journal of Renewable Energy* 2018. PII: 9759680, S. 1–16. ISSN: 2314-4386. DOI: 10.1155/2018/9759680 (siehe S. 1).
- Fleischhacker, Andreas, Hans Auer, Georg Lettner und Audun Botterud (2018). »Sharing solar PV and energy storage in apartment buildings: resource allocation and pricing«. In: *IEEE Transactions on Smart Grid*, S. 1. ISSN: 1949-3053. DOI: 10.1109/TSG.2018.2844877 (siehe S. 8).
- Ghasemi, Sasan und Jamal Moshtagh (2013). »Radial distribution systems reconfiguration considering power losses cost and damage cost due to power supply interruption of consumers«. In: *International Journal on Electrical Engineering and Informatics* 5.3, S. 297–315. ISSN: 20856830. DOI: 10.15676/ijeei.2013.5.3.5 (siehe S. 30).
- Good Energy (2016). *Selectricity*. URL: <https://www.goodenergy.co.uk/selectricity/> (besucht am 16.10.2018) (siehe S. 6).
- Liu, Nian, Xinghuo Yu, Cheng Wang, Chaojie Li, Li Ma und Jinyong Lei (2017). »Energy-Sharing Model With Price-Based Demand Response for Microgrids of Peer-to-Peer Prosumers«. In: *IEEE Transactions on Power Systems* 32.5, S. 3569–3583. ISSN: 0885-8950. DOI: 10.1109/TPWRS.2017.2649558 (siehe S. 8).
- McKenna, R., V. Bertsch, K. Mainzer und W. Fichtner (2018). »Combining local preferences with multi-criteria decision analysis and linear optimization to develop feasible energy concepts in small communities«. In: *European Journal of Operational Research* 268.3. PII: S0377221718300729, S. 1092–1110. ISSN: 03772217. DOI: 10.1016/j.ejor.2018.01.036 (siehe S. 8).
- Nationalrat (2017). *Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010*. BGBl. I Nr. 108/2017. Version Novelle 2017. URL: <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20007045> (besucht am 15.10.2018) (siehe S. 5).
- PV Financing (2017). *Geschäftsmodelle mit PV-Mieterstrom*. 2. aktualisierte Auflage. URL: http://www.pv-financing.eu/wp-content/uploads/2016/11/D4.1_Germany.pdf (besucht am 14.10.2018) (siehe S. 5).
- PVP4Grid (2018). *Bericht zu PVP4Grid Konzepten und Barrieren*. URL: https://www.pvp4grid.eu/wp-content/uploads/2018/08/1.-PVP4Grid_D2.4_Report_Final_AT.pdf (besucht am 16.10.2018) (siehe S. 6, 7).
- Shamsi, Pourya, Huaiqi Xie, Ayomide Longe und Jhi-Young Joo (2016). »Economic Dispatch for an Agent-Based Community Microgrid«. In: *IEEE Transactions on*

Smart Grid 7.5, S. 2317–2324. ISSN: 1949-3053. DOI: 10.1109/TSG.2015.2487422 (siehe S. 7).

SoDa (2016). *Time Series of Solar Radiation Data*. URL: http://www.soda-is.org/eng/services/services_radiation_free_eng.php (besucht am 22.10.2018) (siehe S. 32).

TU Wien (2012). *ADRES-Concept - Autonome Dezentrale Regenerative Energie Systeme*. Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe. URL: https://www.ea.tuwien.ac.at/projekte/adres_concept/ (besucht am 22.10.2018) (siehe S. 31).

Anhang

Netzzustandsabhängiger Stromtarif

In diesem Abschnitt wird kurz die Einführung eines netzzustandsabhängigen Stromtarifs diskutiert. Der Tarif des Stromlieferanten soll dabei in Abhängigkeit der Residuallast sinken bzw. steigen. Die Residuallast ist in diesem Fall als Differenz des Netzbezugs und der Netzeinspeisung der gesamten Energy Community definiert. Die mathematische Beschreibung sieht daher wie folgt aus:

$$p_t^{retailer} = p_{fixed}^{retailer} + e \cdot \left(\sum_i q_{t,i}^{retailer} - \sum_i q_{t,i}^{wholesale} \right) \quad (\text{A.1})$$

mit

- $p_t^{retailer}$ – Netzzustandsabhängiger Tarif des Stromlieferanten
- $p_{fixed}^{retailer}$ – fixierter Tarif des Stromlieferanten
- e – Elastizität

Der Verlauf des variablen Stromtarifs (Abbildung A.1) wird dabei im Wesentlichen vom fixen Stromtarif ($p_{fixed}^{retailer}$) und der Elastizität bestimmt. Der fixe Stromtarif ist jener Tarif, der sich einstellt, wenn die Summe des Netzbezugs und die Summe der Netzeinspeisung gleich hoch ist. Er ist für die folgenden Ergebnisse auf 0.15 €/kWh festgelegt. Der Einfluss der Residuallast wird durch den Elastizitätsfaktor (e) beeinflusst, und wird mit 0.05 angenommen.

Grundlage für die Berechnungen bildet hier die Fallstudie P1|S1|B0 unter Standardallokation der Technologien für die Woche vom 19.7. bis 25.7.

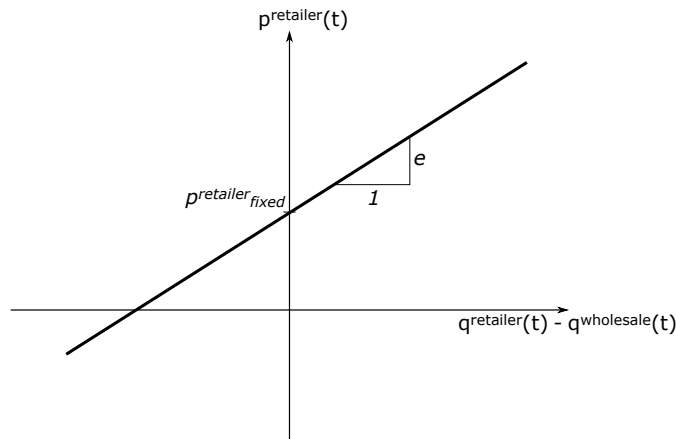


Abbildung A.1: Verlauf des netzzustandsabhängigen Stromtarifs in Abhängigkeit der Residuallast

Der zeitliche Verlauf des resultierenden variablen Stromtarifs ist in Abbildung A.2 zu sehen. Man erkennt darin, dass der Tarif zu den Zeiten hoher Netzeinspeisung auch deutlich negative Werte annimmt.

In Abbildung A.3 sind die Summen der Netzeinspeisung, des Netzbezugs sowie der intern gehandelten Energie dargestellt. Der variable Stromtarif hat dabei nur relativ geringen Einfluss. Die Einspeisung in das Netz sowie der Netzbezug vom Stromlieferanten nehmen zu, während die Menge, die durch den Peer-to-Peer Stromhandel gehandelt wird, abnimmt. Grund dafür ist, dass die Prosumer bei negativen Stromtarifen sämtliche lokal erzeugte Energie zum Einspeisetarif an den Stromlieferanten verkaufen, und dann den gesamten Strombedarf zu den negativen Preisen vom Stromlieferanten kaufen. Unterschiedliche positive Stromtarife haben dagegen kaum Einfluss auf die Verteilung der Energiemengen. Die Prosumer versuchen bereits, möglichst viel Strom intern zu handeln und dadurch die Netzeinspeisung bzw. den Netzbezug zu minimieren.

Der finanzielle Saldo der einzelnen Prosumer (Abbildung A.4) unterscheidet sich aus den selben Gründen nicht wesentlich durch den variablen Stromtarif. Siehe dazu auch die Ergebnisse bei unterschiedlichen Emissionsgewichtungsfaktoren in Kapitel 5.3.2.2.

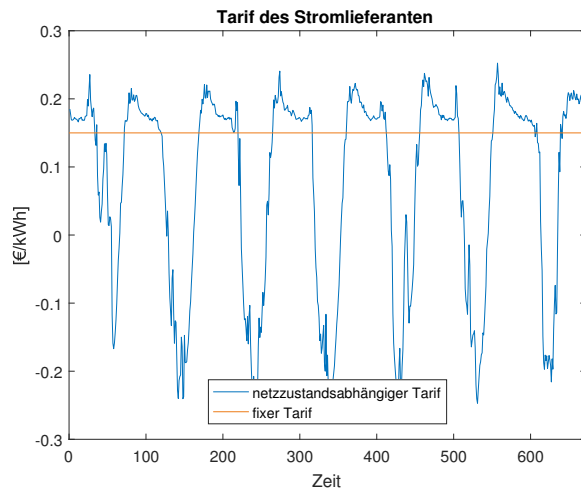


Abbildung A.2: Zeitlicher Verlauf des netzzustandsabhängigen Stromtarifs innerhalb einer Woche

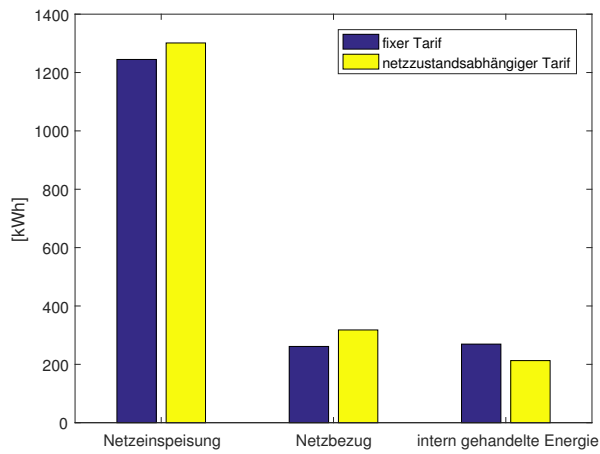


Abbildung A.3: Resultierende Energiesummen durch den netzzustandsabhängigen Stromtarif

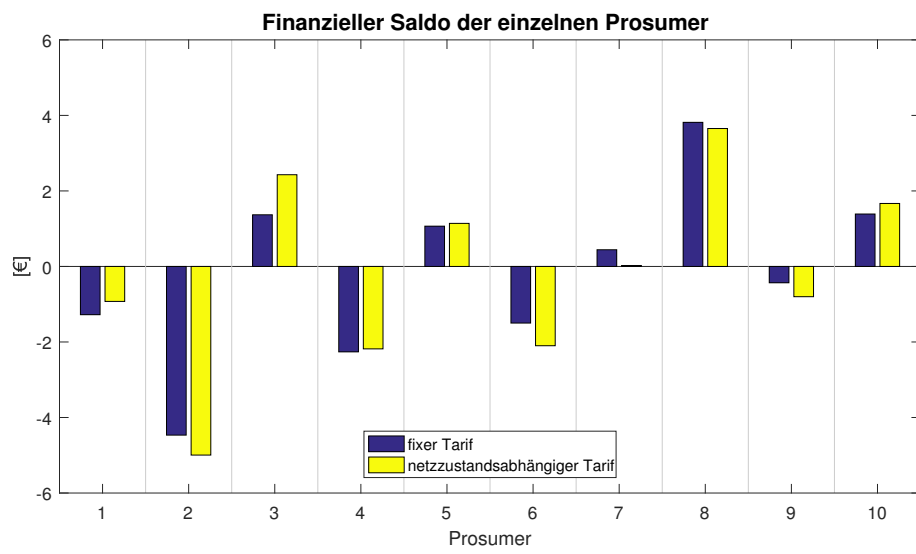


Abbildung A.4: Finanzieller Saldo der einzelnen Prosumer für unterschiedliche Tarife des Stromlieferanten

Eidesstattliche Erklärung

Hiermit erkläre ich, dass die vorliegende Arbeit gemäß dem Code of Conduct - Regeln zur Sicherung guter wissenschaftlicher Praxis (in der aktuellen Fassung des jeweiligen Mitteilungsblattes der TU Wien), insbesondere ohne unzulässige Hilfe Dritter und ohne Benutzung anderer als der angegebenen Hilfsmittel, angefertigt wurde. Die aus anderen Quellen direkt oder indirekt übernommenen Daten und Konzepte sind unter Angabe der Quelle gekennzeichnet.

Die Arbeit wurde bisher weder im In- noch im Ausland in gleicher oder in ähnlicher Form in anderen Prüfungsverfahren vorgelegt.

Wien, 15. November 2018

Lukas Wachter