

Ein Business Case für Energiegemeinschaften? Wirtschaftliche Modellierung eines lokalen Energie- und Flexibilitätsmarktes

Guntram Preßmair¹, Alina Stipsits, Sama Schoisengeier

e7 energy innovation & engineering, Walcherstraße 11, +43 1 9078026,
guntram.pressmair@e-sieben.at, www.e-sieben.at

Kurzfassung:

Durch den gesteuerten Einsatz flexibler Lasten und den Zusammenschluss in Energiegemeinschaften ergeben sich für Prosumer neue Möglichkeiten um Energiedienstleistungen anzubieten. Lokale Energie- und Flexibilitätsmärkte könnten in diesem Zusammenhang interessante Instrumente darstellen. Ziel dieser Arbeit ist es, ein Modell zu entwickeln, in dem die einzelnen Erlösströme eines solchen lokalen Marktes quantifiziert und der Gesamtnutzen optimiert werden kann. Als flexible Lasten werden dabei Batterien, elektrische Warmwasserboiler und Wärmepumpen untersucht. Eine erste Fallstudie wurde anhand der Lugaggia Innovation Community, einer Energiegemeinschaft in der Schweiz, durchgeführt. Die Ergebnisse zeigen geringe Kostenersparnisse für die Community-Mitglieder, jedoch ein interessantes Instrument zum Spitzenlastmanagement für den örtlichen Verteilnetzbetreiber. Abschließend wird diskutiert, inwiefern Energiegemeinschaften als organisatorische Struktur für solche neuen Marktmodelle in Frage kommen.

Keywords: Flexibilitätsmarkt, peer-to-peer Handel, Optimierungsmodell, Geschäftsmodell

1 Einleitung

Flexibilität gilt als wichtiger Schlüssel für ein zukunftsfähiges Stromsystem. Dezentrale flexibel steuerbare Lasten sind dabei in zweierlei Hinsicht interessant: Einerseits sind sie die einzigen Flexibilitätsressourcen, die Engpässen und Lastspitzen in Niederspannungsnetzen vorbeugen können, und andererseits entsteht aktuell durch die Elektrifizierung vieler energierelevanter Lebensbereiche (Mobilität, Wärmewende) ein bedeutendes Flexibilitätpotential. Energiegemeinschaften als neues rechtliches Konstrukt könnten eine passende Organisationsform darstellen um dieses Potential zu heben.

Flexibilität muss jedoch je nach ihrem Einsatzzweck differenziert betrachtet werden, vgl. Kategorisierung in [1] oder [2]. Dabei ist unter anderem zwischen Märkten zu unterscheiden, die Flexibilität relativ unabhängig ihrer Lokalität nutzen können (z.B. Börse, Ausgleichsenergievermeidung, Regelenenergiemarkt), und anderen Dienstleistungen, die nur

¹ Jungautor

an bestimmten Netzgebieten oder Netzknoten erbracht werden können (z.B. lokales Engpassmanagement, Spannungshaltung, Redispatch-Maßnahmen). Für den lokalen Einsatz im Niederspannungsnetz sind insbesondere zwei neue marktförmige Konzepte interessant: Lokale Energiemärkte (LEM) und lokale Flexibilitätsmärkte (LFM). Während LEMs auf den (koordinierten) Austausch lokal erzeugter erneuerbarer Energie unter Prosumern abzielen [3], ist das Ziel von LFM die Bereitstellung von Flexibilität für den Verteilnetzbetreiber (VNB) [4].

Im H2020 Projekt PARITY [5] wurde ein hybrides Modell eines LEM und LFM konzipiert und in prototypischen Demonstrationsvorhaben erprobt. Bereits bei der IEWT 2021 [6], sowie in einer darauffolgenden Journal-Publikation [7] wurde dieses hybride Marktmodell konzeptiv vorgestellt und der monetäre Nutzen für die Energiegemeinschaft in einem einfachen Modell untersucht.

Ziel der vorliegenden Arbeit ist es nun, ein detailliertes Optimierungsmodell für ein solches lokales Energiesystem aufzusetzen und anhand einer Fallstudie im Rahmen von PARITY zu testen. In diesem Modell können Prosumer mit ihren Verbrauch- und Erzeugungsprofilen, sowie ihren flexiblen Lasten abgebildet werden. Im aktuellen Stand des Modells umfassen diese flexiblen Lasten Batterien, elektrische Warmwasserboiler und Wärmepumpen. Als Fallstudie in diesem Paper dient die Lugaggia Innovation Community (LIC) nahe Lugano in der Schweiz. Es soll der Frage nachgegangen werden, welche Erlöse bzw. Kostenersparnisse durch den Einsatz der Flexibilitäten generiert werden können. Im Modell werden die einzelnen Erlösströme des lokalen Marktes quantifiziert und der Gesamtnutzen optimiert. So soll der Business Case für einzelne Prosumer und die Energiegemeinschaft als Ganzes aufgezeigt werden, aber auch der Nutzen für den lokalen Netzbetreiber untersucht werden.

Der weitere Teil dieser Arbeit gliedert sich wie folgt: In Kapitel 2 wird das Modell im Detail erläutert. Kapitel 3 beschreibt zuerst die Fallstudie in der LIC und präsentiert die ersten vorliegenden Modellergebnisse. Kapitel 4 liefert Schlussfolgerungen zur Profitabilität des Konzepts und eine Diskussion über Energiegemeinschaften als möglicherweise passende Organisationsstruktur für dieses Marktmodell. Abschließend gibt Kapitel 5 einen Ausblick auf weitere konkrete Anwendungsfälle des Modells, welche sich derzeit in Entwicklung befinden.

2 Modellentwicklung

Das deterministische Modell wird als lineares Programm in der Modellierungssprache GAMS implementiert und basiert auf einem „dynamic optimal dispatch model“ [8], in dem ein Markt mit mehreren teilnehmenden Prosumern über einen bestimmten Zeitraum abgebildet wird. Die Erlösströme bzw. Kostenersparnisse ergeben sich aus den Lastverschiebungen für folgende Anwendungen:

- **Optimale Nutzung der lokalen Energieressourcen:** Peer-to-peer Handel wird modelliert; durch geringere Einspeise- und Bezugsmengen sowie ggf. Netzkostenersparnis bei Erneuerbaren Energiegemeinschaften ergeben sich Kostenvorteile.

- **Flexibilitätsdienstleistung für den Verteilnetzbetreiber:** Das Peak Shaving-Potential für den Verteilnetzbetreiber wird identifiziert und daraus resultierende Kosteneinsparungen berechnet.
- **Kostenoptimierung in dynamischen Preisstrukturen:** Flexibilitätsressourcen werden genutzt um Fluktuationen im Börsenpreis abzufedern; die Ersparnisse entstehen beim Energielieferanten oder direkt beim Endkunden.

Diese Anwendungsfälle werden in verschiedenen Szenarien kombiniert und der jeweils erzielte wirtschaftliche Nutzen für die involvierten Rollen (Prosumer, Consumer, Netzbetreiber, Energielieferant) berechnet. Abbildung 1 stellt die Logik des Modells grafisch dar.

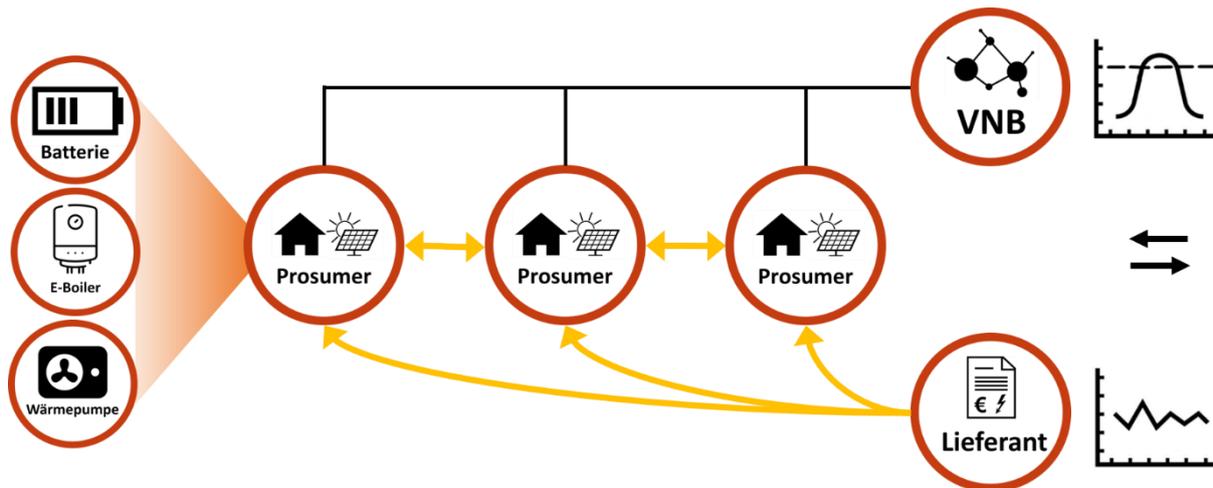


Abbildung 1: Modellskizze (VNB=Verteilnetzbetreiber)

In den folgenden Unterkapiteln wird zunächst das Flexibilitätsmodell als Ganzes (Grundmodell) beschrieben und danach auf die Submodelle für die Flexibilitätsressourcen Warmwasserboiler und Wärmepumpe genauer eingegangen.

2.1 Grundmodell

Das Modell stellt einen lokalen Strom-Marktplatz (LEM) mit einer bestimmten Anzahl an Prosumern (Actors a) dar. Im Grundmodell ist als flexible Last ein Batteriespeicher je Prosumer inkludiert. Die Optimierung erfolgt in der Regel für einen Zeitraum von einem Jahr in Viertelstundenschritten t . Wie in Abbildung 2 dargestellt, verfügt jeder Prosumer über einen inflexiblen Strombedarf e_{dem} (Haushaltsverbräuche wie kochen oder Beleuchtung) und ggf. ein fixes und nicht steuerbares PV-Erzeugungsprofil e_{pv} . Darüber hinaus entscheidet der Optimierungsalgorithmus über folgende variablen Größen für jeden Akteur a in jedem Zeitschritt t :

- v_{e_s} Energiemenge, die peer-to-peer an einen anderen Prosumer der Gemeinschaft verkauft wird
- v_{e_b} Energiemenge, die peer-to-peer von einem anderen Prosumer der Gemeinschaft gekauft wird
- v_{e_c} Energiemenge, die in den eigenen Batteriespeicher geladen wird
- v_{e_d} Energiemenge, die vom eigenen Batteriespeicher entladen wird

- $v_{e_{fi}}$ Energiemenge, die ins Netz eingespeist wird und an den abnehmenden Energieversorger geliefert wird
- $v_{e_{sup}}$ Energiemenge, die vom Netz bezogen wird und vom Energieversorger geliefert wird

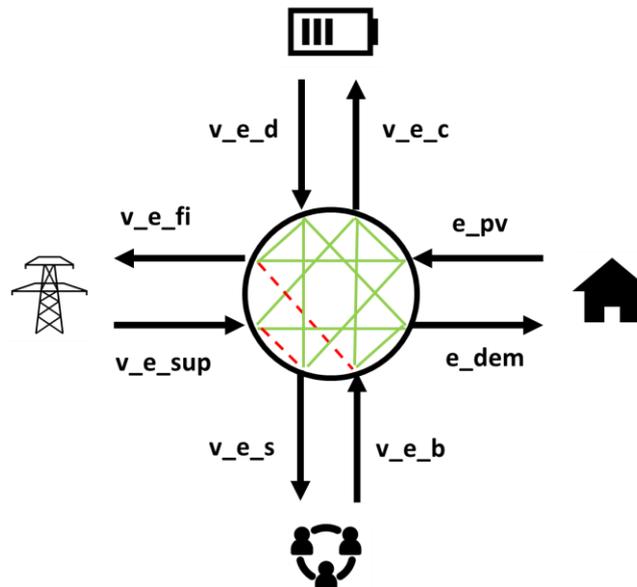


Abbildung 2: Schematische Darstellung der Energiebilanz eines Prosumers in Modell

Die Zielfunktion des Modells minimiert die laufenden Energiekosten aller Prosumer v_{cost} .

$$v_{cost} = \sum_{t,a} p_{sup(t,a)} * v_{e_{sup}(t,a)} - p_{fi(t,a)} * v_{e_{fi}(t,a)} + v_{e_b(t,a)} * t_l$$

Wobei p_{sup} den Bezugspreis vom Energieversorger inkl. Netztarif darstellt, p_{fi} den Einlieferungspreis und t_l einen reduzierten lokalen Netztarif. Damit wird der Nutzen für die Energiegemeinschaft als Ganzes maximiert. Es wird somit eine aus Gemeinschaftssicht optimale Allokation der Energiemengen erreicht.

Die wesentlichste Nebenbedingung ist die Energiebilanzgleichung

$$v_{e_{fi}(t,a)} + v_{e_s(t,a)} + v_{e_c(t,a)} - v_{e_{sup}(t,a)} - v_{e_b(t,a)} - v_{e_d(t,a)} = e_{pv(t,a)} - e_{dem(t,a)}$$

In Verbindung mit der Handelsbilanzgleichung

$$\sum_a v_{e_b(t,a)} = \sum_a v_{e_s(t,a)}$$

wird peer-to-peer Handel unter den Prosumern der Gemeinschaft erlaubt. Durch die Grenzkosten der letzten Gleichung kann im Sinne eines pay-as-cleared Markts ein Einheitspreis je Zeitschritt ermittelt werden, der für die Verrechnungen der in der Gemeinschaft gehandelten Energiemengen herangezogen werden kann.

Wie ebenfalls in Abbildung 2 durch die Verbindungslinien im Kreis dargestellt, werden unzulässige Transaktionen (z.B. gleichzeitiges Kaufen vom LEM und Einspeisen zum Energieversorger) durch weitere Nebenbedingungen verboten.

Auf die Modellierung des Batteriespeichers wird hier nicht weiter eingegangen, da in der Fallstudie ausschließlich elektrische Warmwasserboiler und Wärmepumpen zum Einsatz kommen.

2.2 Warmwasserboiler

In diesem Submodell wird ein einfacher Warmwasserboiler (Domestic Hot Water Tank, DHWT) mit einem elektrischen Heizstab modelliert (Abbildung 3).

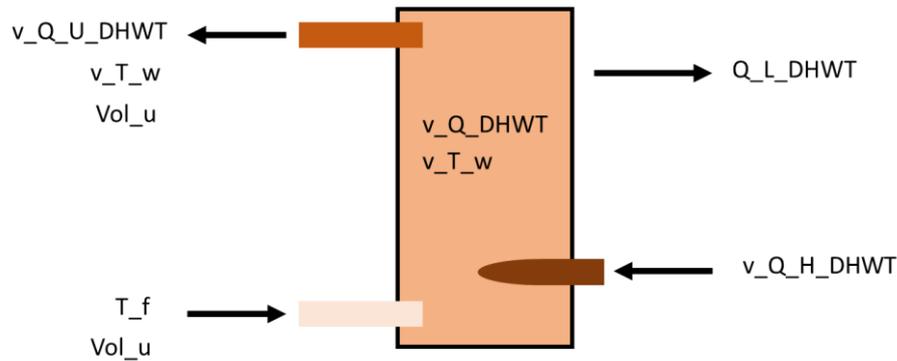


Abbildung 3: Schematische Darstellung des Submodells Warmwasserboiler

Analog zum Batteriespeicher muss die elektrische Energiemenge $v_{Q_{DHWT}}$, die zum Erwärmen des Trinkwassers eingesetzt wird, in die Energiebilanz aufgenommen werden. Der Tank verfügt über ein konstantes Volumen Vol_w , das bei jeder Entnahme des Volumenstroms Vol_u unmittelbar mit Frischwasser von konstanter Temperatur T_f wieder aufgefüllt wird. Die Entnahme erfolgt mit einer variablen Temperatur v_{T_w} , also der jeweiligen im Tank vorherrschenden Temperatur, was einer Vereinfachung entspricht. Durch eine Energiebilanzgleichung der zugeführten und abgeführten Wärme kann die im Tank gespeicherte thermische Energie $v_{Q_{DHWT}}$ und somit die Wassertemperatur v_{T_w} ermittelt werden.

Die Berechnung der Wärmeverluste Q_{LDHWT} erfolgt basierend auf der EU Ökodesign Richtlinie [9]. Dabei wird anhand folgender Formel vorgegangen:

$$Q_{LDHWT} = k_a + k_b * Vol_w^{0,4}$$

Wobei für k_a und k_b je nach Energieeffizienzklasse unterschiedliche Koeffizienten angenommen werden.

Der Wassertank wird außerdem zur Legionellenvermeidung in regelmäßigen Abständen einer thermischen Desinfektion unterzogen, wie in ÖNORM B 5019 [10] vorgesehen.

2.3 Wärmepumpe

Wärmepumpen stellen für das Modell die deutlich komplexesten flexiblen Lasten dar, da die gesamte thermische Trägheit des dahinterliegenden Gebäudes ermittelt und berücksichtigt werden muss. Daher wird für diese Methode zuerst das gewählte Gebäude (z.B. Einfamilienhaus) durch eine dynamische Gebäudesimulation mit der Software IDA ICE modelliert. Dabei werden detailgenaue Gebäudegrundrisse inkl. Ausrichtung,

Nutzungsmuster und Dämmstandards der Gebäudehülle modelliert. Erst die Ergebnisse dieser Gebäudesimulation können in das Optimierungsmodell als Inputs aufgenommen werden. Die Schritte dieses Prozesses werden im Folgenden kurz erläutert. Teilweise lehnt sich diese Methodik an eine Studie zur Erhebung des thermischen Flexibilitätspotentials von Gebäuden in Deutschland an [11].

Wahl des Standortes und der Typtage

Die Gebäudesimulation erfolgt für einen bestimmten Standort, da die Ergebnisse stark vom hinterlegten Wetterdatensatz abhängen. Für die Fallstudie unterhalb wurde der Standort Lugano (Schweiz) gewählt. Basierend auf diesem Wetterdatensatz wird das gesamte Jahr in 7 Typtage unterteilt (sehr heiß – sehr kalt). Diese Zuteilung erfolgt basierend auf der mittleren Tagestemperatur. Damit die unten beschriebenen thermischen Referenzfälle für jede Tageszeit verallgemeinert werden können, wird vereinfachend je Typtag eine konstante Außentemperatur unterstellt.

Simulation der thermischen Referenzfälle

Dieser Schritt erfolgt gänzlich in der Software IDA ICE. Für jeden Typtag wird als Referenzfall ein Aufheizvorgang mit einem darauffolgenden Abkühlvorgang simuliert. Dabei wird ein Komfortband vorgegeben, welches für die Heizperiode mit einer Raumlufttemperatur von 21°C bis 24°C festgelegt wurde. Die untere Komfortgrenze bezieht sich auf die in der Schweizer Norm SIA 592024 [12] vorgesehene Raumlufttemperatur im Winter, die obere Grenze wurde als noch behaglicher Punkt laut Behaglichkeitsdiagramm (Abbildung 5) gewählt. Abbildung 4 zeigt als Beispiel den thermischen Referenzfall für den Typtag „sehr kalt“. Für den Standort Lugano (Schweiz), entspricht dieser Typtag einer konstanten Außentemperatur von 0°C. Das Beispiel bezieht sich auf ein Einfamilienhaus mit Fußbodenheizung, wie es für die Fallstudie weiter unten modelliert wurde (siehe Eigenschaften des Gebäudes in Abschnitt 3.1).

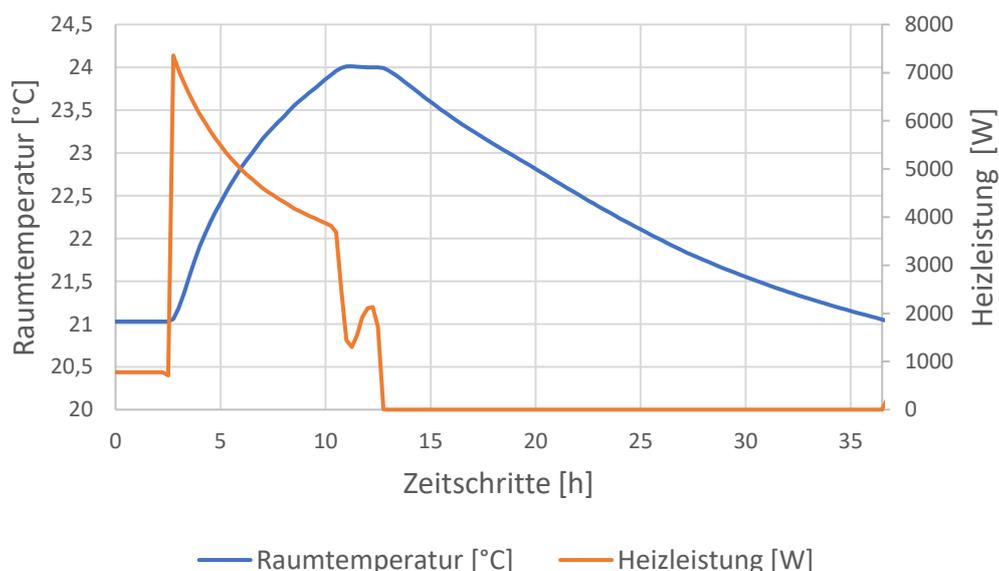


Abbildung 4: Thermischer Referenzfall für den Typtag „sehr kalt“ am Beispielgebäude Einfamilienhaus (Neubau) in Lugano, Schweiz

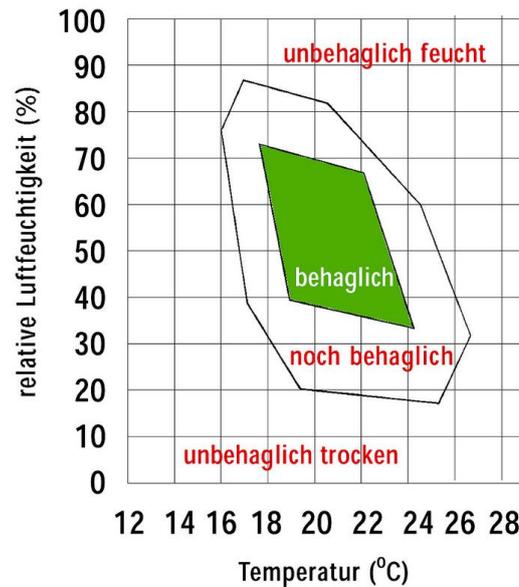


Abbildung 5: Behaglichkeitsdiagramm [13]

Aus diesem thermischen Referenzfall werden schließlich folgende Parameter abgeleitet:

- Zeitdauer des Aufheizens von 21°C auf 24°C
- Zeitdauer des Abkühlens von 24°C auf 21°C
- Benötigte Heizenergiemenge für den Aufheizvorgang

Diese Parameter werden als linear angenommen, um es anschließend als Inputparameter für das lineare Optimierungsmodell zu verwenden.

Implementierung im Optimierungsmodell

Als Input ergeben sich demnach folgende Parameter:

- on beschreibt die Zunahme der Raumtemperatur während eines Zeitschritts t , wenn in diesem Zeitschritt geheizt wird;
- off beschreibt die Abnahme der Raumtemperatur während eines Zeitschritts t , wenn in diesem Zeitschritt nicht geheizt wird;
- q_{HP} beschreibt die Heizenergie, die in einem Zeitschritt t von der Wärmepumpe bereitgestellt werden muss, wenn in diesem Zeitschritt geheizt wird.

Damit kann die Raumtemperatur $v_{T_{ia}}$ als variable wie folgt berechnet werden:

$$v_{T_{ia}(t,a)} = v_{T_{ia}(t-1,a)} + v_{switch(t,a)} * on(t, a) + (1 - v_{switch(t,a)}) * off(t, a)$$

Wobei die Variable v_{switch} beschreibt, ob zum betreffenden Zeitpunkt geheizt wird oder nicht. Die Variable kann demnach als binäre Variable definiert werden, oder aber als lineare Variable mit Werten von 0 bis 1. Die lineare Vereinfachung erzeugt im Vergleich zur Lösung im binären Programm nur vernachlässigbare Abweichungen, ist aber in der Rechenperformance deutlich überlegen.

Schlussendlich muss das Temperatur-Komfortband definiert werden:

$$T_{\min_ia(a)} < v_{T_{ia}(t,a)} < T_{\max_ia(a)}$$

Und mittels COP der Wärmepumpe (η_{HP}) wird die benötigte elektrische Energiemenge $v_{E_{HP}}$ errechnet:

$$v_{E_{HP}(t,a)} = v_{\text{switch}(t,a)} * Q_{HP}(t,a) / \eta_{HP}(t,a)$$

3 Fallstudie: Lugaggia Innovation Community

Als erste Fallstudie zur Erprobung des Modells wird die Lugaggia Innovation Community (LIC) nahe der Stadt Lugano in der südlichen Schweiz herangezogen. Es handelt sich dabei um eine de-facto Energiegemeinschaft (die EU-Definition wurde von der Schweiz nicht übernommen) und ein Testlabor für den lokalen Verteilnetzbetreiber AEM, in dem gemeinsam mit der Technischen Hochschule der Italienischsprachigen Schweiz (SUPSI) und dessen Spin-Off HIVE Power eine Vielzahl an innovativen Lösungen erprobt werden. So auch im Forschungsprojekt PARITY. Konkret handelt es sich um ein suburbanes Niederspannungsnetz mit vorwiegend Einfamilienhäusern.

3.1 Gebäudekonfiguration

Um das vorliegende Modell in dieser Fallstudie anzuwenden wurde ein für diese Siedlung typisches Einfamilienhaus simuliert und die Energiegemeinschaft wie folgt aus 18 Teilnehmern zusammengesetzt:

- 4 Häuser verfügen über eine PV-Anlage, in Summe beträgt die installierte Leistung 37 kW_p
- 10 Häuser verfügen über eine Luft-Wasser Wärmepumpe und jeweils ein Haus über eine Luft-Luft bzw. eine Grundwasserwärmepumpe
- Elektrische Warmwasserboiler werden in 13 Häusern betrieben
- Die Wärmeversorgung der übrigen Häuser erfolgt über ein fossiles Heizungssystem
- In Summe leben ca. 50 Personen in der Siedlung
- Der jährliche Stromverbrauch der einzelnen Häuser reicht von ca. 3000 – 21000 kWh

Für die Verbrauchsprofile wurde teilweise auf real gemessene Lastprofile zurückgegriffen, teilweise wurden die Profile synthetisch mit dem Tool Load Profile Generator [14] erzeugt und den realen Haushalten angepasst. Die PV Profile wurden mit dem Tool renewables.ninja generiert [15]. Die Wärmepumpen- und Boilerkonfiguration entspricht realen Auditdaten, es wurden jedoch beide Systeme als getrennte Flexibilitäten betrachtet. Für die Warmwasserverbräuche wurde ebenfalls auf die Simulation im Load Profile Generator zurückgegriffen.

Das in IDA ICE modellierte Gebäude weist folgende Charakteristika auf (Tabelle 1).

Tabelle 1: Spezifikationen des Gebäudemodells

Nutzungstyp	Nutzungstyp: Einfamilienhaus nach SIA [12]
Geschosse	2
Wohnfläche	180 m ²

Raumhöhe	2,5 m
Außenwand	0,14 W/m ² K
Zwischendecke	0,53 W/m ² K
Innenwände	0,62 W/m ² K
Dach	0,1 W/m ² K
Grundplatte	0,12 W/m ² K
Fenster	0,95 W/m ² K; g-Wert: 0,46
Fensteranteil	30%
Infiltration	0,1 h ⁻¹
Wärmeabgabesystem	Fußbodenheizung

3.2 Untersuchungsszenarien

Anhand dieser Fallstudie sollen nun folgende ausgewählte Forschungsfragen (FF) beantwortet werden:

1. Welchen monetären Mehrwert bringt peer-to-peer Handel in einem LEM für die Energiegemeinschaft als Ganzes bzw. für die einzelnen Verbraucher und Prosumer? Fokus liegt dabei auf dem Nutzen gemeinschaftlicher Eigenverbrauchsoptimierung ohne Anreize durch reduzierte Netztarife.
2. Welchen monetären Mehrwert bringt Peak Shaving für den Verteilnetzbetreiber? Prinzipiell können sich Kosteneinsparungen durch reduzierte Spitzenlastkosten ergeben, die für den übergeordneten Hochspannungs-Netzzugang (d.h. an den Übertragungsnetzbetreiber) zu entrichten sind.
3. Welchen Mehrwert bringt Peak Shaving für die Energiegemeinschaft? Voraussetzung für diese Fragestellung ist ein (hypothetischer) Spitzenlasttarif, der anhand des Lastprofils der gesamten Energiegemeinschaft bemessen wird.

Wie eingangs erwähnt, stellt die hier präsentierte Analyse nur die ersten Ergebnisse der gesamten Fallstudie dar, die im Rahmen des Projektes PARITY durchgeführt wird. Um die Forschungsfragen mit dem Modell zu beantworten werden folgende Szenarien simuliert (Tabelle 2).

Tabelle 2: Erste Untersuchungsszenarien für die Fallstudie LIC

Szenario	1	2	3	4	5
LEM	nein	ja	nein	nein	nein
Lastspitzenreduktion	0%	0%	20%	40%	60%

Um FF1 zu analysieren, werden die Ergebnisse des ungesteuerten Szenarios 1 (business as usual, BaU), mit jenen aus Szenario 2 verglichen. Daraus resultiert der reine Mehrwert, welcher sich durch peer-to-peer Handel ergibt. Zur Erörterung von FF2 und FF3 wird

wiederum Szenario 1, den Ergebnissen der Szenarien 3-5 gegenübergestellt. Dadurch kann gezeigt werden, inwiefern sich eine schrittweise Reduktion der Lastspitze auf die Spitzenlastkosten des Verteilnetzbetreibers (FF2) bzw. der Energiegemeinschaft als quasi Microgrid (FF3) auswirkt.

Zu beachten ist, dass in dieser ersten Fallstudie die Energiegemeinschaft als eigenes Netzgebiet betrachtet wird. Die Ergebnisse in Bezug auf den Nutzen für den Verteilnetzbetreiber beziehen sich somit auf ein sehr kleines und somit theoretisches Netzgebiet.

3.3 Modellergebnisse

Für die Darstellung der Kosten und Kostenersparnisse wurde jeweils ein Umrechnungsfaktor von 1 CHF = 1 EUR herangezogen.

Forschungsfrage 1

Szenario 1 und 2 wurden jeweils für ein ganzes Jahr im Modell simuliert. Szenario 1 stellt den Fall „Business as usual“ dar, d.h. es wurde ein konstanter Bezugs- und Einspeisepreis hinterlegt, sowie keine weiteren Beschränkungen gesetzt. Im Szenario 2 wurde zusätzlich das Handeln mit PV-Überschussenergie ermöglicht (peer-to-peer). In diesem Szenario erhalten Prosumer eine Vergütung für ihren Überschussstrom von den jeweiligen Abnehmern, also den Konsumenten. Als Handelspreis werden jeweils die Grenzkosten des Stroms zum aktuellen Zeitpunkt herangezogen, also ein pay-as-cleared Mechanismus. Daraus ergeben sich im Vergleich zu Szenario 1 Kostenersparnisse, wie in Tabelle 3 dargestellt.

Tabelle 3: Kostenersparnisse im Szenario 2(LEM) im Vergleich zu Szenario 1 (BaU)

	Kosten [EUR]		Kostenersparnis	
	Szenario 1 - BaU	Szenario 2 - LEM	[EUR]	[%]
Community	30454,40	30226,56	227,84	0,75
Consumer	26171,38	26159,17	12,21	0,05%
Prosumer	4283,02	4067,40	215,62	5,03%

Die Ergebnisse zeigen, dass peer-to-peer Handel (wie erwähnt ohne Anreize durch reduzierte Netztarife o.ä.) für die Energiegemeinschaft als Ganzes mit 0,75% im Vergleich zum BaU Szenario nur sehr geringe Kostenersparnis bringt. Bei einem differenzierteren Blick zeigt sich, dass der monetäre Nutzen fast zur Gänze bei den Prosumern liegt, welche ihren Überschussstrom an die reinen Consumer verkaufen. Die Prosumer erzielen dadurch eine Ersparnis von 5%, während die Consumer nur eine vernachlässigbare Ersparnis erzielen. Bei einer fairen marktmäßigen Aufteilung der Kosten mittels pay-as-cleared Verfahren sieht man somit, dass quasi nur die Prosumer profitieren, da sie ihren PV-Strom zu einem besseren Preis verkaufen können, als wenn sie ihn zu einem fixen Preis einspeisen würden.

Forschungsfrage 2&3

Um den Mehrwert durch Peak Shaving zu erheben, muss zuerst ein Blick auf die Lastspitzen geworfen werden. Tabelle 4 zeigt die maximalen Viertelstunden-Lastspitzen jedes Monats im simulierten Jahr.

Tabelle 4: Monatliche Lastspitzen der Energiegemeinschaft in unterschiedlichen Szenarien

Szenario	Lastspitze [kW]			
	1	3	4	5
Lastspitzenreduktion	0%	20%	40%	60%
Jan	80,72	64,56	48,44	INFES
Feb	80,52	64,4	48,32	INFES
Mär	80,6	64,48	48,36	INFES
Apr	65,4	52,32	INFES	INFES
Mai	54,8	43,84	INFES	INFES
Jun	57,04	45,64	INFES	INFES
Jul	60,48	45	INFES	INFES
Aug	51,12	40,88	INFES	INFES
Sep	65,88	51,68	INFES	INFES
Okt	76,16	60,92	45,68	INFES
Nov	94,96	75,96	56,96	INFES
Dez	84,36	67,48	50,6	INFES
Mittelwert	71,00	56,43	48,14	NA

Während in Szenario 3 eine Reduktion der monatlichen Lastspitze um 20% in jedem Kalendermonat möglich ist, ist dies im Falle von 40% in Szenario 4 nur mehr in den Wintermonaten möglich. Dies ist auf den höheren Einsatz der Wärmepumpe während dieser Zeit und somit höherem Flexibilitätspotential zurückzuführen. Für die Berechnung der Kostenersparnisse wird für dieses Szenario während der Sommermonate ebenfalls die Reduktion um 20% von Szenario 3 herangezogen. In Szenario 5 ist eine Reduktion um insgesamt 60% in keinem Monat möglich (INFES= infeasible model).

Für FF2 sind nun die Spitzenlastkosten des Verteilnetzbetreibers (DSO) relevant. Diese ergeben sich aus der Leistungskomponente des Tarifs, den der Übertragungsnetzbetreiber (TSO) bei allen Kunden einhebt, die an sein Hochspannungsnetz angeschlossen sind. Ein DSO stellt genau wie andere große Verbraucher (Industrie etc.) einen solchen Hochspannungs-Kunden dar. In der Schweiz wird dafür vom TSO Swissgrid eine Leistungskomponente von 48,66 CHF pro kW und Jahr eingehoben. Als Bemessungsgrundlage gilt dabei der Mittelwert der monatlichen Lastspitzen [16]. Basierend

auf dieser Vorgehensweise zur Ermittlung der Spitzenlastkosten ergeben sich in den Szenarien 3 und 4 Kosteneinsparungen, wie in Tabelle 5 dargestellt.

Tabelle 5: Reduktion der Spitzenlastkosten für den Verteilnetzbetreiber in Szenarien 3 und 4

Szenario	1	3	4
Spitzenlastkosten von DSO [EUR]	3455	2746	2343
Kostensparnisse [EUR]	0	709	1112
Kostensparnisse [%]	0	21	32

Aus Sicht des DSO zeigen sich in den Szenarien 3 und 4 mit einer Reduktion der Spitzenlastkosten von 20% bzw. 30% durchaus interessante Einsparungen. Auch in absoluten Werten sind Einsparungen von 700 EUR bzw. 1100 EUR in Anbetracht des kleinen Netzgebiets von 18 Einfamilienhäusern interessant.

Forschungsfrage 3 zielt nun auf die Kosteneinsparungen der Energiegemeinschaft selbst ab, wenn ein Spitzenlasttarif zur Anwendung kommt. Im realen Netzgebiet von AEM gilt für alle Prosumer ein Spitzenlasttarif von 1,75 CHF/kW pro Monat, der ab Verbrauchsspitzen größer als 2,2 kW zum Einsatz kommt. Bemessungsgrundlage sind hier jeweils die monatlichen Viertelstundenlastspitzen [17]. Für die Berechnung in dieser Analyse wird diese Leistungskomponente auch für Lastspitzen kleiner 2,2 kW angewendet. Außerdem wird ein hypothetischer Community-Spitzenlasttarif angenommen, also bemessen am Lastprofil der gesamten Energiegemeinschaft. Die Kosteneinsparung in dieser Berechnung sind in Tabelle 6 dargestellt.

Tabelle 6: Kosteneinsparungen der Energiegemeinschaft im Community-Spitzenlasttarif in den Szenarien 3 und 4

Szenario	1	3	4
Kosten inkl. Community-Spitzenlasttarif [EUR]	31819	31516	31342
Kostensparnisse [EUR]	0	303	477
Kostensparnisse [%]	0	0,95	1,50

Die Auswertung zeigt, dass die Kostensparnis für die Gemeinschaft durch Peak Shaving bei gegebener Leistungskomponente sehr klein sind und maximal 1,5% der Energiekosten im BaU Szenario betragen.

Vergleichend zeigen die Ergebnisse aus FF2 und FF3, dass Peak Shaving für Prosumer und Consumer im aktuellen Tarif kaum rentabel ist. Um die Nutzer zu einem solchen netzdienlichen Verhalten zu incentivieren, bedarf es einer deutlich höheren Leistungskomponente im Netztarif. Für den Netzbetreiber scheint Peak Shaving jedoch wesentlich attraktiver zu sein. Eine faire Umlegung des monetären Mehrwerts durch dieses Peak Shaving auf die Endnutzer ist daher notwendig. In dieser Fallstudie zieht allein der DSO einen nennenswerten Mehrwert von 700-1100 EUR, jedoch kommen nur ca. 300-500

EUR bei den Prosumern und Consumern als Vergütung im aktuellen Tarifschema an. Anzumerken ist jedoch, dass es sich hierbei um ein unrealistisch kleines Netzgebiet handelt.

4 Schlussfolgerungen: Energiegemeinschaften als Lokale Energie- und Flexibilitätsmärkte

Anhand der Fallstudie konnte gezeigt werden, wie sich einzelne Erlösströme auf die laufenden Energiekosten von Prosumern, Consumern und Energiegemeinschaften als Ganzes auswirken. In Bezug auf reinen peer-to-peer Handel fallen die Ersparnisse verschwindend gering aus, wobei in der Fallstudie ausschließlich die PV-Prosumer profitieren. Die Aufteilung des monetären Nutzens innerhalb der Gemeinschaft hängt aber letztlich vom gewählten Handelsmechanismus ab. Im Modell wurde ein pay-as-cleared Mechanismus gewählt, in der Praxis würden sich jedoch einfachere Verfahren wie ein Fixpreis pro kWh anbieten. Peak Shaving scheint vor allem für den Verteilnetzbetreiber eine durchaus interessante Option zur Reduktion der laufenden Kosten zu sein. Dies ist aber abhängig vom Tarifmodell des übergeordneten Übertragungsnetzbetreibers. Im Vergleich zur Schweiz sind beispielsweise die Spitzenlasttarife für die Netzebene 2 (an der Verteilnetzbetreiber angeschlossen sind) in Österreich deutlich niedriger. Um das Flexibilitätspotential von Haushalten wie in der Fallstudie nutzbar zu machen, bedarf es jedenfalls einer fairen Tarifordnung von Leistungskomponenten, sowohl im Hochspannungsnetz als auch bei den Endverbrauchern. Ziel sollte es sein, ausreichend Anreiz für ein netzdienliches Verhalten im Sinne des Spitzenlastmanagements zu erreichen.

Erneuerbare Energiegemeinschaften könnten eine interessante Organisationsform zur Aktivierung dieser Flexibilität darstellen. Wie in Forschungsfrage 1 gezeigt wurde, ist jedoch ein monetärer Anreiz zur kollektiven Eigenverbrauchsoptimierung per se kaum gegeben. Reduzierte Netzgebühren, wie sie nun in Österreich für Erneuerbare Energiegemeinschaften geschaffen wurden, sollten demnach als genau dieser Anreiz verstanden werden. Besonders interessant könnten Erneuerbare Energiegemeinschaften in Zukunft für das lokale Netzmanagement sein, jedoch nur in Verbindung mit geeigneten Tarifen, welche durch ihre Leistungskomponenten effizientes Peak Shaving bewirken. Besonders interessant könnten die im Fallbeispiel getesteten hypothetischen Community-Leistungstarife sein, die im Vergleich zu Leistungstarifen für einzelne Prosumer vorteilhaft wären. So könnte durch eine Betrachtung des gemeinsamen Lastprofils der Gemeinschaft ein effizienterer Einsatz der vorhandenen Flexibilität zur Reduktion von Lastspitzen im Verteilnetz erreicht werden. Derzeit sind Energiegemeinschaften jedoch noch weit von dieser Vision entfernt und beschäftigen sich in der Regel ausschließlich mit inflexiblem Aufteilen des vorhanden Überschussstroms. Für die Nutzung der Flexibilität in einer Energiegemeinschaft braucht es aus Sicht der Autoren neben den tariflichen Anreizen vor allem kostengünstige Lösungen für gebäudeübergreifendes Energiemanagement

5 Ausblick: Weitere Anwendung des Optimierungsmodells

Die vorgestellte Fallstudie stellt den ersten Anwendungsfall des Modells dar. Im Rahmen des Projekts PARITY soll sie weiter vertieft und um zusätzliche Fragestellungen ergänzt werden. Unter anderem soll aufgezeigt werden, wie sich der lokale Energiemarkt bei einer Kopplung mit dynamischen Großhandelspreisen verhält. Die Endergebnisse sollen in einer weiteren Publikation in einem wissenschaftlichen Journal festgehalten werden. Außerdem wird im Rahmen von PARITY zusätzlich die optimale Vermarktung eines Batteriespeichers am Regelenenergiemarkt bzw. an der Börse modelliert. Grundlage dafür ist ein Demonstrationsobjekt in Schweden.

Weiters wird das Modell aktuell weiterentwickelt, um das Flexibilitätspotential von Gebäuden mit thermischer Bauteilaktivierung zu erheben. Im Rahmen einer Auftragsstudie für das BMK soll dabei der volkswirtschaftliche Nutzen in Österreich abgeschätzt werden, der durch den systemdienlichen Einsatz dieser thermischen Trägheit in Zukunft entstehen könnte.

Außerdem ist ein weiterer Entwicklungsschritt im Rahmen des ERA-Net Projektes GAMES (Grid-Aware Mobility and Energy Sharing) in Vorbereitung [18]. Dabei werden e-Fahrzeuge als weitere Flexibilitäten im Modell integriert, um den monetären Nutzen von „smart charging“ sowie „vehicle-to-grid“ zu untersuchen.

Literatur

- [1] H. De Heer, M. Van der Laan, and A. Sáez Armenteros, 'USEF: The Framework Explained - Update 2021'. May 25, 2021. Accessed: Feb. 07, 2023. [Online]. Available: <https://www.usef.energy/app/uploads/2021/05/USEF-The-Framework-Explained-update-2021.pdf>
- [2] G. Pressmair, K. Leutgöb, C. Amann, D. Tzovaras, and D. Ioannidis, 'Business Models for Demand Response related to small- and medium-sized prosumers - New stakeholders and the role of DSOs', presented at the CIRED 2020 Berlin Workshop, Berlin, Jun. 2020.
- [3] P. Siano, G. De Marco, A. Rolan, and V. Loia, 'A Survey and Evaluation of the Potentials of Distributed Ledger Technology for Peer-to-Peer Transactive Energy Exchanges in Local Energy Markets', *IEEE Systems Journal*, vol. 13, no. 3, pp. 3454–3466, Sep. 2019, doi: 10.1109/JSYST.2019.2903172.
- [4] X. Jin, Q. Wu, and H. Jia, 'Local flexibility markets: Literature review on concepts, models and clearing methods', *Applied Energy*, vol. 261, p. 114387, Mar. 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.114387.
- [5] PARITY, 'Overview of the Project', *PARITY project*, 2020. <https://parity-h2020.eu/about> (accessed Jan. 05, 2020).

- [6] Guntram Preßmair and C. Amann, 'Gebäudeübergreifende Nutzung lokaler erneuerbarer Stromerzeugung: Wie werden peer-to-peer Handel und Energiegemeinschaften zu einem Geschäftsmodell?', presented at the 12. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, Wien, Sep. 2021. Accessed: Mar. 14, 2022. [Online]. Available: https://iewt2021.eeg.tuwien.ac.at/download/contribution/fullpaper/158/158_fullpaper_20210802_142810.pdf
- [7] G. Pressmair, E. Kapassa, D. Casado-Mansilla, C. E. Borges, and M. Themistocleous, 'Overcoming barriers for the adoption of Local Energy and Flexibility Markets: A user-centric and hybrid model', *Journal of Cleaner Production*, vol. 317, p. 128323, Oct. 2021, doi: 10.1016/j.jclepro.2021.128323.
- [8] A. Soroudi, 'Dynamic Economic Dispatch', in *Power System Optimization Modeling in GAMS*, Cham: Springer International Publishing, 2017, pp. 95–118. doi: 10.1007/978-3-319-62350-4_4.
- [9] *ErP-Richtlinie Verordnung Nr. 814/2013: Festlegung von Anforderungen an die umweltgerechte Gestaltung von Warmwasserbereitern und Warmwasserspeichern*, August 2013, *Amtsblatt der Europäischen Union*. Accessed: Feb. 07, 2023. [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX%3A32013R0814>
- [10] Austrian Standards, *ÖNORM B 5019 Hygienerelevante Planung, Ausführung, Betrieb, Überwachung und Sanierung von zentralen Trinkwasser-Erwärmungsanlagen*.
- [11] G. Hausladen *et al.*, 'Lastverhalten von Gebäuden unter Berücksichtigung unterschiedlicher Bauweisen und technischer Systeme. Speicher- und Lastmanagementpotenziale in Gebäuden', mediaTUM - Dokumenten- und Publikationsserver der Technischen Universität München, Nov. 2017. doi: 10.14459/2017MD1403209.
- [12] *SIA 592024 Raumnutzungsdaten für die Energie- und Gebäudetechnik*. 2015.
- [13] P. Tappler, 'Wegweiser für eine gesunde Raumluft'. Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus, Jun. 2018. Accessed: Feb. 10, 2023. [Online]. Available: <http://www.innenraumanalytik.at/wegweiser2018.pdf>
- [14] N. Pflugradt and U. Muntwyler, 'Synthesizing residential load profiles using behavior simulation', *Energy Procedia*, vol. 122, pp. 655–660, Sep. 2017, doi: 10.1016/j.egypro.2017.07.365.
- [15] S. Pfenninger and I. Staffell, 'Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data', *Energy*, vol. 114, pp. 1251–1265, Nov. 2016, doi: 10.1016/j.energy.2016.08.060.
- [16] Swissgrid, 'Tarife', 2023. <https://www.swissgrid.ch/de/home/customers/topics/tariffs.html> (accessed Feb. 10, 2023).
- [17] Azienda Elettrica di Massagno, 'Tariffe e Regolamenti', 2022. <https://aemsa.ch/it/tariffe-e-regolamenti/tariffe-2022> (accessed Feb. 10, 2023).
- [18] GAMES, 'GAMES - Grid-Aware Mobility and Energy Sharing', 2023. <https://games-innovation.net/> (accessed Feb. 10, 2023).



PARITY has received funding from the European Union's Horizon 2020 research and innovation programme under grant agreement No. 864319.