

Verbrauchsoptimierung in Energiegemeinschaften durch Handlungsempfehlungen

Lukas GAISBERGER¹²⁽¹⁾, Harald KIRCHSTEIGER⁽¹⁾

⁽¹⁾ Fachhochschule Oberösterreich, Energieforschungsgruppe ASIC

Kurzfassung:

In der vorliegenden Arbeit wird eine Optimierungsstrategie zur Berechnung von Handlungsempfehlungen von teilnehmenden Personen bzw. Haushalten im Projekt *serve-U* beschrieben. Es wird ein neuartiger Ansatz für die Optimierung des Betriebs von Energiegemeinschaften vorgeschlagen, indem individuelle Day-Ahead-Lastverschiebungsempfehlungen auf Geräteebene, basierend auf Last- und Erzeugungsprognosen, für die Mitglieder berechnet werden. Es wird hier nicht näher auf die Prognosemethoden von Verbrauch und Erzeugung eingegangen, sondern davon ausgegangen, dass diese in ausreichender Qualität zur Verfügung stehen. Es wurden die Einschränkungen, welche durch die direkte Kommunikation der Lastverschiebungsempfehlungen an ausführenden Personen (Verfügbarkeit von Geräten, Anwesenheitszeiten, Automatisierungsgrad, etc.) berücksichtigt. Mithilfe des entwickelten MILP-Algorithmus konnten in Simulationsstudien Kosteneinsparungen von bis zu 57 % gegenüber der Situation ohne Energiegemeinschaften erreicht werden. Gegenüber einer Energiegemeinschaft ohne Optimierung beträgt die Einsparung 14 Prozentpunkte.

Keywords: Energiegemeinschaften, Optimierung, Lastverschiebung, Energy-Service

1 Motivation und zentrale Fragestellung

Energiegemeinschaften wurden von der europäischen Kommission mit dem Ziel eingeführt, der Bevölkerung die aktive Beteiligung am Energiesystem zu ermöglichen. Die nationale Umsetzung in Österreich sieht zwei Arten von Energiegemeinschaften vor, in welchen sich Personen zusammenschließen über die Grundstücksgrenzen hinweg Energie produzieren, speichern, verbrauchen und verkaufen dürfen. In Bürgerenergiegemeinschaften dürfen sich Teilnehmer:innen unabhängig vom Standort zusammenschließen, jedoch nur mit Energie in Form von Strom wirtschaften. Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften sind zwar lokal begrenzt, dürfen jedoch auch andere Energieträger wie Wärme, Kälte, Gas, etc. austauschen. Es wurden vergünstigte Stromnetzentgelte eingeführt, welche die lokale Nutzung des in der Gemeinschaft erzeugten Stroms fördern sollen. In dieser Arbeit wird ausschließlich die elektrische Energie betrachtet werden. Die Bildung von Energiegemeinschaften hat zwar

¹ Jungautor

² Roseggerstraße 15, 4600 Wels, +43 664 804 844 6914, lukas.gaisberger@fh-wels.at, asic.at

keinen direkten Einfluss auf die physikalischen Energieflüsse, jedoch können ein Gemeinschaftsgefühl sowie vorteilhafte innergemeinschaftliche Tarife die Teilnehmer:innen zur vermehrten Nutzung von lokal erzeugter Energie motivieren. Diese Steigerung des Eigenverbrauchs kann durch Automatisierung und Verhaltensänderung erzielt werden. (Digitale) Energieservices können die teilnehmenden Haushalte vernetzen und diese Ambitionen unterstützen.

In der vorliegenden Arbeit wird eine Methode beschrieben werden, welche eine absolut nicht-invasive (keine zusätzliche Hardware wird benötigt) Möglichkeit der Anpassung des Energieverbrauchs der teilnehmenden Haushalte an die Produktion ermöglicht. Das Konzept bzw. der Ablauf dieser Verbrauchsoptimierung in den Haushalten ist in Abbildung 1 dargestellt.

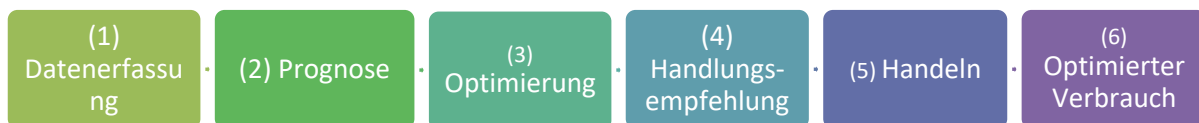


Abbildung 1: Konzept zum Ablauf der Optimierung des Betriebs von Energiegemeinschaften durch Handlungsempfehlungen

Es wird das Lastverschiebungspotential einzelner Haushalte analysiert und optimal eingesetzt. Die nötigen Informationen zur Lastverschiebung bzw. temporären Lastreduktion werden den Teilnehmenden über ein Web-Interface und eine Smartphone-App in Form einer Textbenachrichtigung am Vortag zur Verfügung gestellt und müssen im Normalfall manuell umgesetzt werden.

2 Methodische Vorgangsweise

Demand Side Management (DSM) durch Lastverschiebung in Haushalten und Haushaltsgruppen wurde in der Vergangenheit ausgiebig untersucht. Sharda et al. [1] stellen fest, dass die lineare Programmierung (LP) und die gemischt-ganzzahlige lineare Programmierung ((Mixed Integer Linear Programming, MILP) häufig für diesen Zweck verwendet werden und sich in zahlreichen Studien als schnell und zuverlässig erwiesen haben. Auch in der vorliegenden Arbeit wird ein auf MILP basierender Algorithmus implementiert. Neben den bereits erwähnten Vorteilen sind das transparente Verhalten und die nachvollziehbaren Ergebnisse ein großer Vorteil dieser Methode. Auch die Methode der particle-swarm optimization wurde bereits erfolgreich für DSM eingesetzt [2]. Eine Erweiterung von MILP welche auch robust gegenüber Unsicherheiten ist wurde in [3] präsentiert und basiert auf der stochastischen MILP Formulierung. Es wurde auch bereits eine Methode vorgeschlagen, welche DSM für den Betrieb eines Microgrids und Strategien zur optimalen Planung des Netzes vereint [4]. Eine Kosten/Nutzenanalyse von DSM wurde in [5] durchgeführt. Der Fall von lokalen Energiegemeinschaften und DSM, in einer ähnlichen Weise wie auch hier betrachtet, wurde in [6] analysiert.

2.1 Datenerhalt / Eingangsdaten

2.1.1 Historische Daten und Prognosen

Die Grundlage für die Optimierung stellen die Verbrauchs- und Erzeugungsprognosen der betrachteten Haushalte dar. Diese wiederum basieren zumeist u.a. auf historischen Daten, anhand derer sie Verbrauchs- und Erzeugungsmuster erkennen und versuchen diese vorherzusagen. Durch die in Österreich bereits weit verbreitete Smart Meter Struktur und eine, vom Großteil der Netzbetreiber, unterstützte zentrale Datenbank stehen die Leistungen am Netzanschlusspunkt zumeist in ¼ h-Auflösung zur Verfügung. Mit der Autorisierung der Teilnehmenden kann automatisiert auf deren Strombezugs- und Einspeisedaten des Vortages zugegriffen werden.

Für eine präzise Prognose der Erzeugung reichen die Daten am Netzanschlusspunkt nicht aus, weshalb im Falle von PV-Anlagen als Überschuss-Einspeiser auch die historische Erzeugungsleistung der Anlage bekannt sein muss. Der Datenerhalt kann hier zumeist über das Web-Portal oder ein API der Wechselrichter verwirklicht werden.

Der Lastverschiebungs-Algorithmus wird mit sogenannten Day-Ahead-Prognosen gespeist, diese prognostizieren den zeitlichen Verlauf des Verbrauchs bzw. der Erzeugung des Folgetages (0-24 Uhr) mit einer 15-minütigen Auflösung. Damit wird eine Vorabinformation der Teilnehmenden ermöglicht. Abhängig von der Prognosemethode sind unterschiedliche Anforderungen an den Zeitraum bzw. die Aktualität der Daten gegeben. Für den Haushaltsverbrauch sind kurzfristige historische Daten der letzten Wochen bis hin zum Zeitpunkt der Erstellung der Prognose gefragt. Für die Erzeugung, welche bei PV- und Windkraftanlagen nur von der Anlage selbst, der Zeit und dem Wetter abhängt, werden Erzeugungsdaten der vergangenen Jahre benötigt. Tagesaktuelle Daten sind dabei nachrangig.

2.1.2 Haushaltskonfiguration

Um den Haushalten gezielte Vorschläge zur Verbrauchsoptimierung zukommen zu lassen, müssen diese zuvor konfiguriert werden. Dafür werden von den Teilnehmenden folgende Informationen abgefragt.

- Vorhandene Geräte (z.B. Waschmaschine, Geschirrspüler, Wäschetrockner, E-Auto, Wärmepumpe)
- Übliche Zeit der Nutzung (Früh, Vormittag, früher Nachmittag, später Nachmittag, Abend, Nacht)
- Möglichkeit / Bereitschaft zur Lastverschiebung (Ja/Nein, Wann?)
- Übliche Verfügbarkeitszeiten / Anwesenheitszeiten der Personen im Haushalt
- Gewünschte Häufigkeit der Vorschläge
- Gewünschte Häufigkeit der Benachrichtigungen

Es wird vereinfachend angenommen, dass die jeweilige Gerätekatgorie stets den gleichen Verlauf des Verbrauchsprofils aufweisen, jedoch wird das Leistungsniveau entsprechend der Nennleistung angepasst.

2.2 Optimierungsproblem

Der Output der Optimierung soll die optimale Planung der Einschaltzeit der Geräte bzw. der Verbrauchsreduktion am entsprechenden Tag sein. Um mit den bereits genannten Voraussetzungen ein Optimierungsproblem aufzusetzen, wird zusätzlich ein Gewichtungmodell gewählt, welches die Anforderungen des Optimierungsziels möglichst gut abbildet. Im vorliegenden Fall wurde ein Tarifmodell für den Stromhandel in der Energiegemeinschaft gewählt, welches zu folgender Priorisierung führt:

1. Verbrauch innerhalb eines Haushalts
2. Verbrauch innerhalb der Gemeinschaft
3. Verkauf des Gemeinschaftsüberschusses

Dieses Tarifmodell fördert somit den lokalen bzw. gemeinschaftsinternen Verbrauch der erzeugten Energie. Optimierungsziel ist somit die, abhängig vom Tarifmodell, Minimierung der fiktiven oder realen Gesamtkosten. Es wurde hier bewusst auf die Umsetzung der realen Tarifstruktur in den Jahren 2022 und 2023 verzichtet, da diese zum einen äußerst komplex ist und zum anderen nicht repräsentativ. Hier könnten auch andere Gewichtungen gewählt werden, welche beispielsweise einen noch stärkeren Fokus auf Autarkie haben, oder soziale Umstände berücksichtigen.

Die Struktur des linearen Problems ist in Abbildung 2 dargestellt, die eine beispielhafte Energiegemeinschaft mit zwei Haushalten zeigt. Haushalt X ist ein Prosumer, der nicht nur aus dem Netz und der Gemeinschaft verbraucht, sondern auch zu bestimmten Zeiten überschüssigen Strom produziert, der dann innerhalb der Gemeinschaft genutzt werden kann. Das Feld Community stellt den virtuellen Knoten dar, an dem jeder Nutzer innerhalb der Gemeinschaft den überschüssigen Strom einspeist oder den von anderen Mitgliedern der Gemeinschaft bereitgestellten Strom verbraucht. Überschuss im Community-Knoten wird in das öffentliche Stromnetz „Grid“ eingespeist. Das Netz fungiert als unbegrenzte Stromquelle und -senke. Der Verkauf von Überschussstrom am Strommarkt ist in diesem Modell, entsprechend den realen Gegebenheiten, nur als Gemeinschaft möglich. Daher kann ein Haushalt, der Teil der Gemeinschaft ist, überschüssige Energie nicht direkt an einen Stromversorger verkaufen.

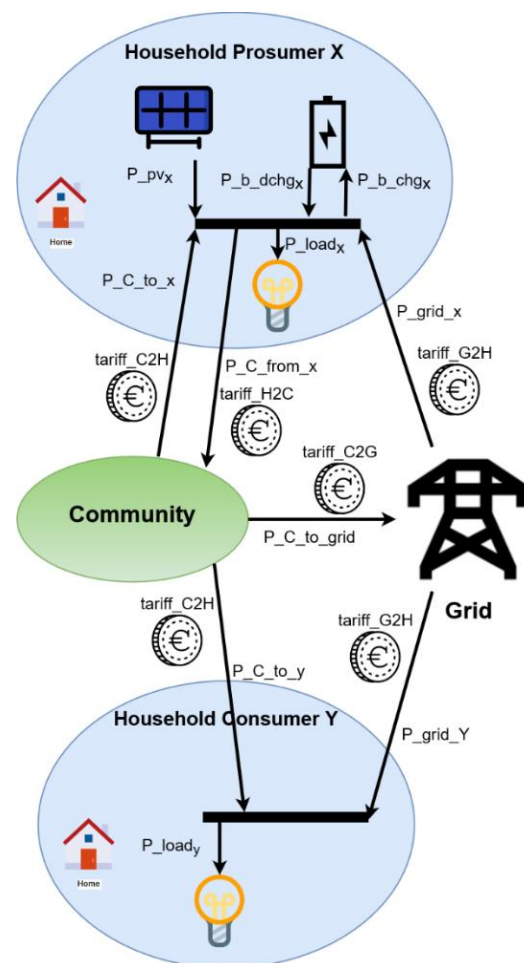


Abbildung 2: Schematische Darstellung einer Energiegemeinschaft mit zwei Haushalten, von denen einer ein Prosumer (PV-Anlage) und der andere ein Verbraucher mit reiner Last ist. Die Pfeile zeigen mögliche (virtuelle) Strom- bzw. Zahlungsflüsse im System.

Die Kosten je Zeitschritt können wie in Formel 1 beschrieben werden:

$$c_{h,t} = P_{grid,h,t} \cdot tariff_{G2H} + P_{C_{to}H,h,t} \cdot tariff_{C2H} - P_{C_{from}H,h,t} \cdot tariff_{G2H} \quad (\text{Formel 1})$$

Wobei hier P der Energie pro 15-Minuten Zeitschritt entspricht. Damit entspricht das Optimierungsziel der Minimierung der Gesamtkosten im betrachteten Zeitraum Formel 2.

$$\sum_t \sum_h c_{h,t} \rightarrow \min \quad (\text{Formel 2})$$

2.3 Nebenbedingungen

Um die realen Gegebenheiten und Einschränkungen zu erfassen ist eine Vielzahl an Nebenbedingungen nötig. Diese werden hier kurz erläutert.

- **Energiebilanz:** Wie bereits oben beschrieben gibt es einen Knoten für den verfügbaren Strom innerhalb der Community und einen Knoten für jeden Haushalt. In diesen muss die Summe der Energie stets null sein.
- **Handlungsmöglichkeiten:** für jedes Gerät wird ein individuelles Verbrauchprofil definiert. Der Algorithmus berechnet, wann das jeweilige Gerät gestartet werden soll. Neben den Verbrauchern wurde auch eine einstündige Lastreduktion eingeführt, die ebenfalls von den Teilnehmenden umgesetzt werden kann.
- **Einschränkungen der Geräteverfügbarkeit:** Die erhaltenen Infos zur Haushaltskonfiguration (Kapitel 2.1.2) werden berücksichtigt. Somit dürfen Geräte und Handlungsempfehlungen nur dann vom Algorithmus eingesetzt werden, wenn diese die Einschränkungen des jeweiligen Haushalts erfüllen.
- Eine weitere wichtige Randbedingung ist, dass jedes Mitglied (finanziell) besser abschneiden muss als ohne Gemeinschaft.
- **Nachvollziehbarkeit:** Um zu vermeiden, dass die Optimierung entscheidet eine Verbrauchserhöhung und parallel dazu eine Verbrauchssenkung vorzuschlagen muss auch dafür eine Nebenbedingung definiert werden. Mathematisch würde das zwar in gewissen Situationen vorteilhaft sein, ist jedoch von den Teilnehmenden nicht nachvollziehbar.

2.4 Postprocessing

Es wird sehr häufig ein dynamischer Verteilschlüssel für die Aufteilung der verfügbaren Leistung $P_{C_from_x}$ auf die übrigen Verbraucher gewählt. Das bedeutet, dass den Teilnehmenden ein Anteil in der Höhe ihres relativen Anteils am Gesamtverbrauch der Gemeinschaft in der jeweiligen Viertelstunde zugewiesen wird. Diese Abhängigkeit der an einen Haushalt Y zugewiesenen Leistung P_{C2Y} vom Gesamtverbrauch aller Haushalte $\sum(P_{C2H} + P_{Gi})$ stellt eine Nichtlinearität dar, da der jeweilige Haushaltverbrauch eine Optimierungsvariable darstellt. Um später die fiktiven Kosten je Haushalt korrekt zu berechnen und zu überprüfen, ob kein Nachteil durch die Optimierung entstanden ist, wird ein Postprocessing durchgeführt. In diesem wird die Energie aus der Gemeinschaft entsprechend dem dynamischen Verteilschlüssel zugewiesen.

2.5 Simulationsstudie

Der entwickelte Optimierungsalgorithmus wurde in einer Simulationsstudie auf seinen Nutzen und seine Anwendbarkeit überprüft.

Dabei wurden 2 Szenarien mit Daten aus realen Energiegemeinschaften durchgespielt. Die Rahmenbedingungen der beiden Szenarien sind in Tabelle 1 aufgelistet.

Tabelle 1: Beschreibung der beiden Simulationsszenarien

	Szenario 1	Szenario 2
Inputdaten	Messdaten	Prognose (Realbetrieb)
Anzahl Verbraucher	6	9
Anzahl Prosumer	3	5
Zeitraum	1 Tag, Juni	2 Tage im Februar

Die folgenden Ergebnisse aus der Simulationsstudie beziehen sich auf zwei verschiedene Energie-Gemeinschaften bestehend aus 9 bzw. 14 Haushalten.

Da in dieser Arbeit der Fokus auf der Bewertung der Optimierung liegt, wurden perfekte Prognosen bzw. Messdaten verwendet und eine Erfüllungswahrscheinlichkeit von 100 % angenommen.

In Szenario 2 handelt es sich um Ergebnisse aus dem Realbetrieb im Testbed mit echten Haushalten.

3 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Der gesuchte Output des Optimierungsprozesses besteht aus dem jeweiligen optimalen Einschaltzeitpunkt jeden Gerätes. Diese Information wird in weiterer Folge zu lesbarem Text weiterverarbeitet. Es werden Methoden zum Umgang mit den Restriktionen von MILP und der Implementierung von Wahrscheinlichkeiten sowie Unsicherheiten beim speziellen Problem der direkten Interaktion mit Menschen getestet.

Abbildung 3 zeigt die Leistungsflüsse innerhalb der Gemeinschaft sowie die Leistungsflüsse in einem Beispielhaushalt für Szenario 1.

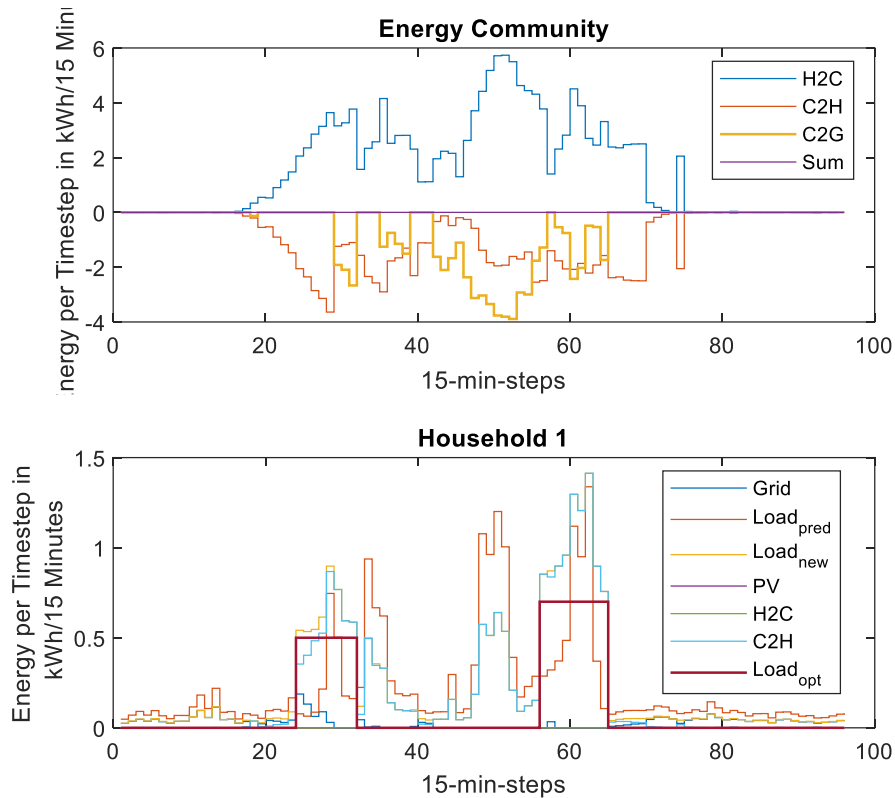


Abbildung 3: Stromflüsse in der Gemeinschaft und im Beispielhaushalt sowie die verschobene Last (dunkles Rechteckprofil) für einen Tag im Juni (Szenario 1)

Das dunkle Rechtecksignal im unteren Bild bezieht sich auf die Leistung zweier verschiedener verschiebbarer Lasten mit vereinfachten Profilen, wobei eine um 5:45 Uhr und die andere um 13:45 Uhr gestartet werden soll.

Abbildung 4 zeigt Szenario 2 mit einer Gemeinschaft von 14 Haushalten. Bei dieser Simulation wurden komplexere Gerätelastprofile hinterlegt, die im unteren Diagramm in dunkelrot aufgetragen sind.

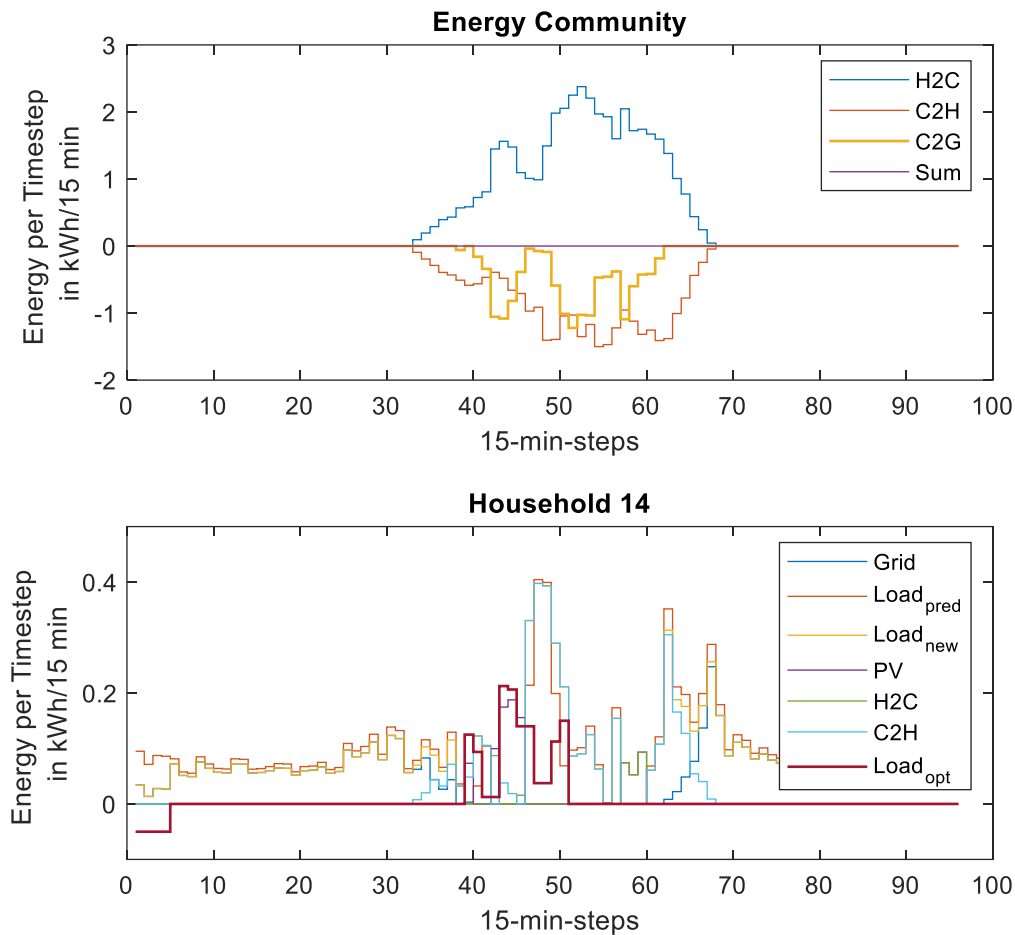


Abbildung 4: Stromflüsse in der Gemeinschaft und im Beispielhaushalt sowie die verschobene Last (dunkles Profil) für einen sonnigen Tag im Februar (Szenario 2)

Es ist zu erkennen, dass die Erzeugung der Photovoltaikanlagen im Vergleich zu Szenario 1 zeitlich eingeschränkt ist. Von 0 Uhr bis 1 Uhr ist dem Algorithmus zufolge eine Senkung des Verbrauchs in diesem Haushalt optimal. Zwischen 9:30 Uhr und 12:30 Uhr wären optimaler Weise der Geschirrspüler sowie die Waschmaschine zu betreiben.

Um die Ergebnisse besser einordnen zu können, wurden je Szenario drei Gemeinschafts-Arten hinsichtlich der Gesamtkosten untersucht: (1) keine Gemeinschaft, (2) Gemeinschaft ohne Optimierung, (3) optimierte Gemeinschaft. In Abbildung 5 sind die fiktiven Gesamtkosten einer Woche im Februar dargestellt.

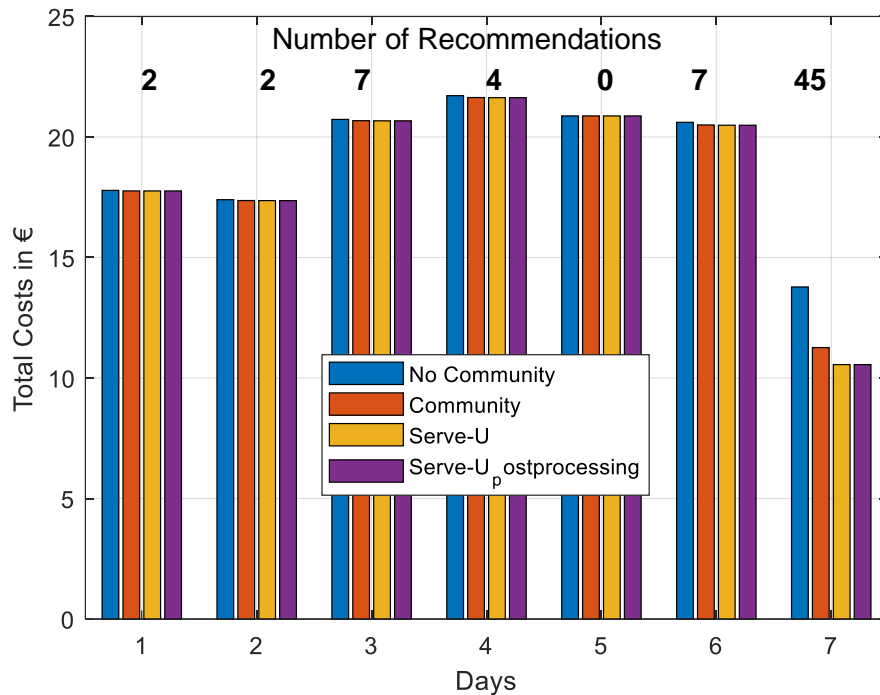


Abbildung 5: Kostenunterschied und Anzahl der Handlungsempfehlungen an 7 Tagen einer Woche Anfang Februar

In blau, orange und lila sind die 3 oben genannten Arten (1)-(3) dargestellt., die Kosten ohne Postprocessing sind in gelber Farbe dargestellt, decken sich aber mit (3). Es ist zu erkennen, dass die Optimierung nur dann sinnvoll ist, wenn wie an Tag 7, ausreichend Energie innerhalb der Gemeinschaft produziert wird. Es werden auch hauptsächlich dann Handlungsempfehlungen berechnet.

In Tabelle 2 sind die Kosten der Szenarien und Kostenersparnisse durch den Lastverschiebungsalgorithmus übersichtlich dargestellt.

Tabelle 2: Gegenüberstellung der Szenarien und Kostenersparnisse durch den Lastverschiebungsalgorithmus

Szenario / Tag	Gesamtkosten in €		
	(1) keine Gemeinschaft	(2) Gemeinschaft ohne Optimierung	(3) optimierte Gemeinschaft
1 / 1	12,83	7,29	5,49
2 / 6	20,61	20,50	20,49
2 / 7	13,78	11,26	10,56

In Szenario 1 würde mit den angenommenen Tarifen eine einfache Energiegemeinschaft die Gesamtkosten um 43 % senken, während durch die Optimierung eine Energiekostensenkung von 57 % erreicht wird.

Die beiden Tage von Szenario 2 unterscheiden sich aufgrund der vorherrschenden Wetterlage deutlich voneinander. An Tag 6 wird durch die geringe Produktion innerhalb der Gemeinschaft kaum Energie getauscht, weshalb die Differenz zwischen (1) und (2) nur 11 ct beträgt. Da der Eigenverbrauch ohnehin bereits sehr hoch ist, würde die Optimierung lediglich eine Ersparnis von 1 ct ermöglichen. An Tag 7 erzeugen die Prosumer Überschüsse, welche der Energiegemeinschaft zugutekommen und bei einer einfachen Energiegemeinschaft (2) bereits deutliche Ersparnisse von 18 % gegenüber (1) bedeuten. Die Optimierung bringt der Energiegemeinschaft hier lediglich 6,2 % oder 70 ct. Es zeigt sich also, dass eine Optimierung sinnvoller wird, je mehr Energie die Gemeinschaft ansonsten ins öffentliche Netz verkaufen würde.

Obwohl diese ersten Ergebnisse noch unzureichend für allgemeine Aussagen sind und nur für die angenommene Energiegemeinschaft gelten, scheint das Potenzial des gewählten Ansatzes für die Lastverschiebung innerhalb von Energiegemeinschaften vielversprechend.

Wie viel eine derartige Optimierung tatsächlich hängt sehr stark von der Zusammensetzung der vorliegenden Energiegemeinschaft ab. Der beschriebene Algorithmus wird momentan im Live-Betrieb getestet und wird außerdem in weiterer Folge mit den Daten eines ganzen Jahres getestet, um saisonale Schwankungen abbilden zu können. Dadurch können des Weiteren konkretere Aussagen zur Wirtschaftlichen und technischen Sinnhaftigkeit derartiger Anwendungen getroffen werden. Es wird außerdem untersucht, wie sich der optimale Betrieb der Gemeinschaften tatsächlich auf das Verteilnetz auswirkt. Die geplante Funktionsvalidierung wird außerdem Aufschluss über die Akzeptanz und tatsächliche Erfüllungswahrscheinlichkeit der Handlungsempfehlungen geben. Eine direkte Kommunikation bzw. Ansteuerung von Geräten ist im vorliegenden Projekt nicht geplant, wird aber in zukünftigen Vorhaben angedacht.

Diese Arbeit wurde im Zuge des Projektes „serve-U“ (FFG Nr. 881164) vom Klima- und Energiefonds gefördert.

Literatur

- [1] S. Sharda, M. Singh, and K. Sharma, "Demand side management through load shifting in IoT based HEMS: Overview, challenges and opportunities," *Sustain. Cities Soc.*, vol. 65, p. 102517, Feb. 2021, doi: 10.1016/j.scs.2020.102517.
- [2] De, M.; Das, G. & Mandal, K. Proposing Intelligent Energy Management Model for Implementing Price Rate in Microgrids Using Demand Response Program *Journal of The Institution of Engineers (India): Series B*, 2021, 102, 427-435
- [3] Javadi, M.; Gough, M.; Lotfi, M.; Esmaeel Nezhad, A.; Santos, S. & Catalo, J. Optimal self-scheduling of home energy management system in the presence of photovoltaic power generation and batteries *Energy*, 2020, 210
- [4] Bhamidi, L. & Sivasubramani, S. Optimal Planning and Operational Strategy of a Residential Microgrid with Demand Side Management *IEEE Systems Journal*, 2020, 14, 2624-2632
- [5] Behi, B.; Baniasadi, A.; Arefi, A.; Gorjy, A.; Jennings, P. & Pivrikas, A. Cost-benefit analysis of a virtual power plant including solar PV, flow battery, heat pump, and demand management: A Western Australian case study *Energies*, 2020, 13
- [6] Zhou, S.; Zou, F.; Wu, Z.; Gu, W.; Hong, Q. & Booth, C. A smart community energy management scheme considering user dominated demand side response and P2P trading *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 2020, 114