

KOSTENOPTIMALER ENERGIEMIX FÜR ERNEUERBARE-ENERGIE-GEMEINSCHAFTEN

EnInnov 16.-18.02.2022

DI Carolin Monsberger

Miriam Schwebler BSc BA

Dr.techn. DI Bernadette Fina

AIT Austrian Institute of Technology



INHALT

- Kontext
- Ziele d. Studie und Umsetzung
- Methode
- Use Cases und Modellenergiegemeinschaft
- Ergebnisse
- Schlussfolgerungen

KONTEXT

- Erfolgreiche Umsetzung v. Energiegemeinschaften (EG) verlangt optimale Planung
- Zumeist: Assoziation von EGs ausschließlich basierend auf PV
- Für langfristiges Erfolgsmodell
 - Berücksichtigung diverser Technologien nötig
 - Jedoch: Bisher fehlende Erfahrungswerte hinsichtlich eines optimalen Technologiemix
- Netzbetreiber zuständig für Energieallokation in EGs:
 - Statischer/dynamischer Aufteilungsschlüssel
 - Keine genaueren Informationen über Energieflüsse
- Ruf nach Peer-to-Peer Trading in EGs wird immer lauter
- Deshalb zentrale Fragestellung hinsichtlich:
 - Optimale Planung von EGs unter Berücksichtigung unterschiedlicher Technologien
 - Peer-to-Peer Trading zwischen Teilnehmenden einer EG

ZIEL DER STUDIE UND UMSETZUNG

Ziel dieser Studie:

- Wirtschaftlichkeitsbewertung v. Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaften unter Berücksichtigung verschiedener Technologien / unterschiedlicher Technologie-Mixes
- Einsparungspotenzial im Vergleich zu konventionellen Technologien
- Potenzial zur Reduktion von CO₂-Emissionen

Umsetzung:

- Gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsmodell
- Modellierung 4 verschiedener Erzeugungs- bzw. (flexibler) Verbrauchs-Technologien
 - Auf-Dach PV-Anlagen
 - Wärmepumpen
 - E-Fahrzeuge
 - Gemeinschaftlicher Batteriespeicher

METHODE

Optimierungsmodell:

- Optimierungsziel: Minimale Kosten f. gesamte EG (Gemeinschaftsziel anstelle individueller Ziele)
- Allgemeine Beschränkungen (z.B. Lastdeckungsgleichungen)
- Technologiespezifische Beschränkungen

Zielfunktion

$$\begin{aligned}
 \min \sum_{t,c} & (p_{grid_energy}(t,c) \cdot (E_{grid}(t,c) + E_{grid2ev}(t,c)) \\
 & - p_{fit}(t,c) \cdot E_{pv2grid}(t,c) - p_{in_stor} \cdot E_{in_stor}(t,c) \\
 & + p_{out_stor} \cdot (E_{out_stor}(t,c) + E_{out_stor2ev}(t,c)) \\
 & + \sum_{k \neq c} (p_{pvtrade_buy}(t,k,c) \cdot (E_{pvtrade}(t,k,c) + E_{pvtrade2ev}(t,k,c))) \\
 & - \sum_{k \neq c} (p_{pvtrade_sell}(t,c,k) \cdot (E_{pvtrade}(t,c,k) + E_{pvtrade2ev}(t,c,k))) \\
 & + mean_x(P_{peak}(c)) \cdot p_{power}(c) + I_{ann_batt} \cdot Cap_{stor}
 \end{aligned}$$

METHODE (1/2)

Deckung der elektrischen Last

$$\begin{aligned}
 E_{load}(t, c) + E_{load_{el_hp}}(t, c) + E_{load_{el_dhw}}(t, c) + E_{load_{ev}}(t, c) \\
 = E_{grid}(t, c) + E_{pv2eload}(t, c) + E_{out_stor}(t, c) + \sum_{k \neq c} E_{pvtrade}(t, k, c)
 \end{aligned}$$

PV-Anlage: Erzeugung und Energieflüsse

$$\begin{aligned}
 E_{pv}(t, c) = P_{peak_south}(c) \cdot irr_{south}(t, c) + P_{peak_east}(c) \cdot irr_{east}(t, c) \\
 + P_{peak_west}(c) \cdot irr_{west}(t, c)
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 E_{pv}(t, c) = E_{pv2eload}(t, c) + E_{pv2grid}(t, c) + E_{in_stor}(t, c) \\
 + \sum_{k \neq c} E_{pvtrade}(t, c, k)
 \end{aligned}$$

Gemeinschaftsspeicher

$$\begin{aligned}
 SOC(t) = \eta_{standby} \cdot SOC(t-1) + \sum_c (E_{in_stor}(t, c) \cdot \\
 \eta_{loss} - \frac{E_{out_stor}(t, c)}{\eta_{loss}})
 \end{aligned}$$

$$SOC(t) \leq Cap_{stor}$$

$$\sum_c E_{in_stor}(t, c) \leq P_{charging_max}$$

$$\sum_c E_{out_stor}(t, c) \leq P_{discharging_max}$$

$$\sum_c E_{pv2grid}(t, c) \leq P_{connection_max}$$

METHODE (2/2)

Wärmepumpe

$$Q_{th_hp}(t, c) = COP_{hp}(t, c) \cdot P_{el_hp}(t, c)$$

$$Q_{th_dhw}(t, c) = COP_{dhw}(t, c) \cdot P_{el_dhw}(t, c)$$

$$Q_{th_dhw}(t, c) \leq P_{dhw_max}(c)$$

$$Q_{th_hp}(t, c) + Q_{th_dhw}(t, c) \leq Q_{heat_max}(t, c)$$

- Luft-Wasser Wärmepumpe
- Hinterlegtes Gebäudemodell
→ Wärmeverluste basierend auf Gebäudecharakteristika
- Flexibilität hinsichtlich Raumtemperatur (Spielraum von 2 Grad)

E-Fahrzeug

$$SOC_{ev}(t, c) = (\eta_{standby} \cdot SOC_{ev}(t - 1, c) + E_{load_{ev}}(t, c) \cdot \eta_{loss}) \cdot SOC_{ev_zero}(t, c)$$

$$SOC_{ev}(t, c) \leq SOC_{ev_max}(c)$$

$$E_{load_{ev}}(t, c) \leq P_{charging_max_{ev}}(c)$$

$$SOC_{ev}(t, c) \leq SOC_{ev_max}(c)$$

$$E_{load_{ev}}(t, c) \leq P_{charging_max_{ev}}(c)$$

- Ankunfts- und Abfahrzeiten an Wochentagen und Wochenenden individuell festlegbar
- Annahme: Fahrzeuge werden stets voll aufgeladen

USE CASES UND MODELLENERGIEGEMEINSCHAFT (1/2)

Single-family house	1	2	3	4	5
Energy consumption p.a.	3000	3500	4000	4200	4800
PV south in kWp	0	2	0	5	0
PV east in kWp	0	0	0	0	0
PV west in kWp	0	3	0	0	0
Single-family house	6	7	8	9	10
Energy consumption p.a.	5000	5200	6300	6900	7200
PV south in kWp	0	0	3	0	3
PV east in kWp	2.5	0	2	0	0
PV west in kWp	2.5	0	0	0	2

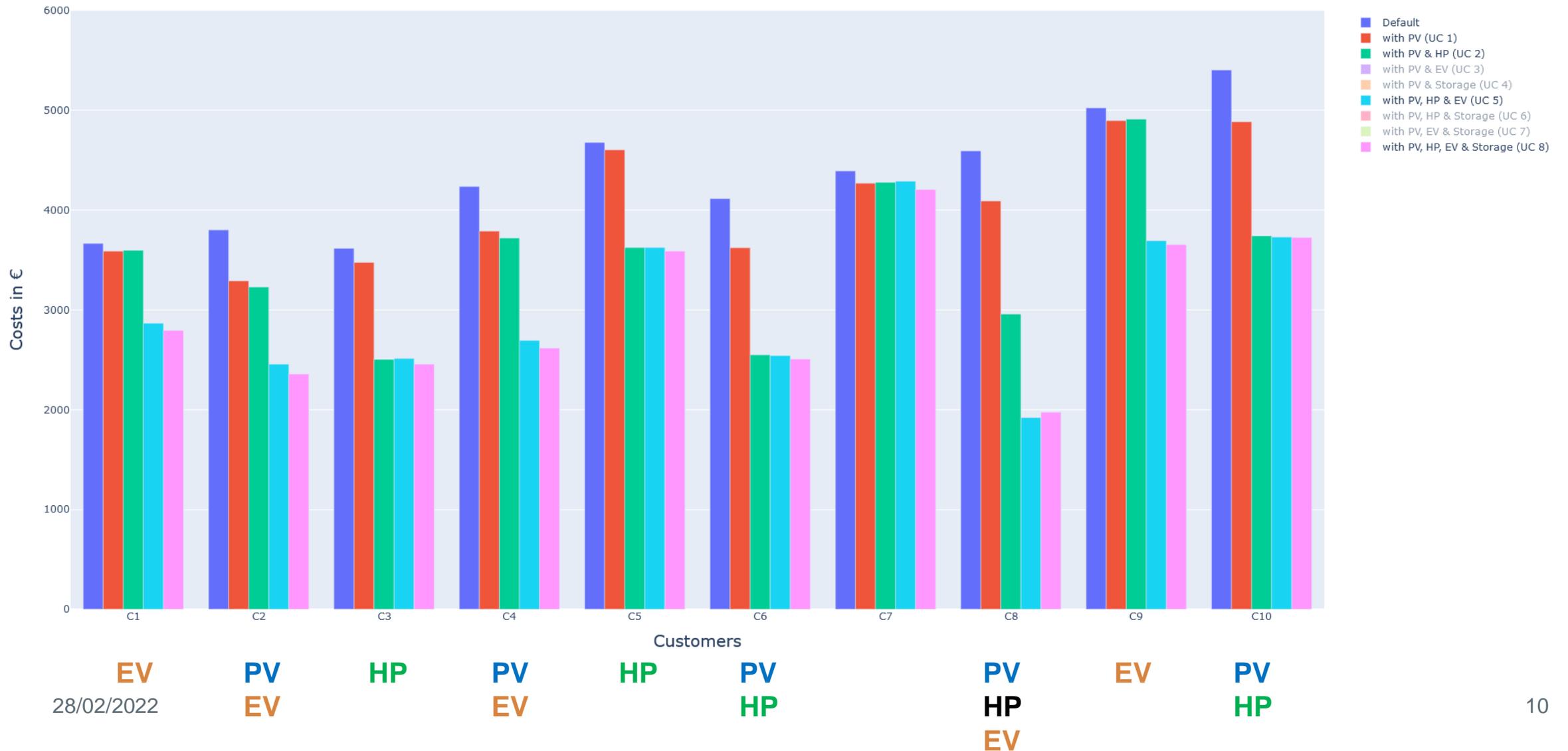
- Ländliches Gebiet
- 10 Einfamilienhäuser
- Jährlicher Stromverbrauch: 3000-7200 kWh
- Default setting für alle Haushalte:
 - Strombezug von EVUs (keine PV, keine EG)
 - Gasheizung
 - Fahrzeug mit Verbrennungsmotor
- Möglichkeiten neuer Technologien
 - PV-Anlage am Dach
 - Wärmepumpe (statt Gasheizung)
 - Elektrofahrzeug (statt Verbrenner)
 - Gemeinschaftsspeicher (10 kWh)

USE CASES UND MODELLENERGIEGEMEINSCHAFT (2/2)

Selection of households equipped with ...				
	PV	Heat pump	EV	Comm. Storage
default	-	-	-	-
Use Case 1	yes	-	-	-
Use Case 2	yes	yes	-	-
Use Case 3	yes	-	yes	-
Use Case 4	yes	-	-	yes
Use Case 5	yes	yes	yes	-
Use Case 6	yes	yes	-	yes
Use Case 7	yes	-	yes	yes
Use Case 8	yes	yes	yes	yes

- Unterschiedliche Technologien und Technologiekombinationen je Use Case
- Für den Fall, dass gewisse Technologien installiert werden, wird angenommen, dass nur die Hälfte d. Haushalte damit ausgestattet wird.
 - PV-Installation: Haushalte 2,4,6,8,10
 - Wärmepumpen: Haushalte 3,5,6,8,10
 - E-Autos: Haushalte 1,2,4,8,9
- Für PV, Wärmepumpen und E-Autos keine Berücksichtigung v. Investkosten
→ Annahme, dass Investitionen auch ohne Teilnahme an EG getätigt würden

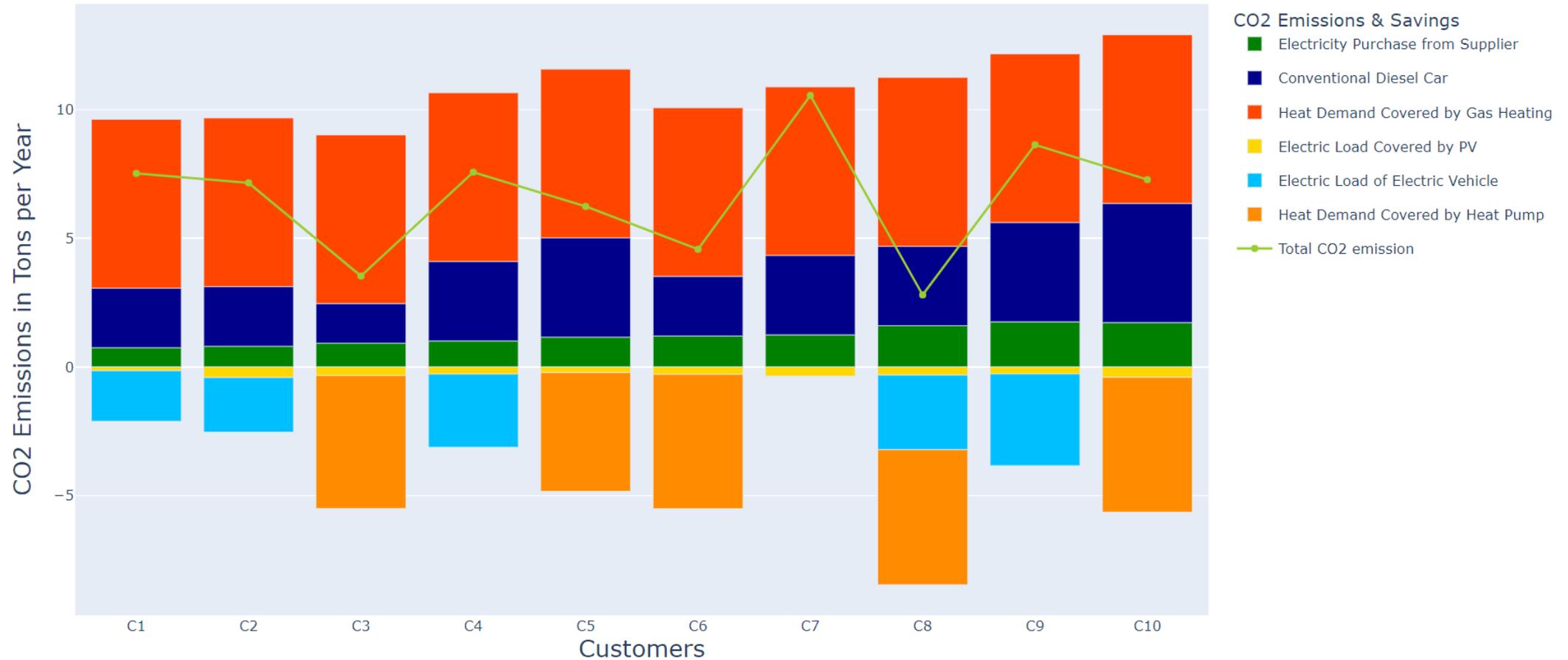
ERGEBNISSE: KOSTEN JE MITGLIED



ERGEBNISSE: NUTZUNG D. ERZEUGUNG

	UC1	UC2	UC3	UC4	UC5	UC6	UC7	UC8
Grid feed-in	43.6 %	20.2 %	34.4 %	33.9 %	12.9 %	14.2 %	25.9 %	7.7 %
PV self-consumption	32.4 %	30.8 %	31.8 %	30.0 %	29.0 %	26.6 %	29.2 %	25.8 %
Sale to EC peers	24.0 %	30.0 %	27.0 %	24.1 %	31.6 %	29.5 %	27.0 %	31.4 %
Heat demand coverage by heat pump	-	19.0 %	-	-	19.9 %	19.5 %	-	19.0 %
EV charging	-	-	6.8 %	-	6.5 %	-	6.7 %	6.3 %
Storage Charge	-	-	-	12.0 %	-	10.2 %	11.3 %	9.8 %

ERGEBNISSE: CO2-ERSPARNISSE USE CASE 8



ERGEBNISSE: DURCHSCHNITTLICHE KOSTEN- UND CO2-ERSPARNIS

		durchschn. Kosten- Ersparnis [€]	durchschn. CO2- Ersparnis [t]
Default			
UC1	PV	301,82	0,31
UC2	HP	841,70	2,89
UC3	EV	786,51	1,66
UC4	Storage	369,63	0,36
UC5	HP & EV	1.320,35	4,23
UC6	HP & Storage	889,40	2,89
UC7	EV & Storage	850,91	1,69
UC8	HP & EV & Storage	1.364,76	4,22

SCHLUSSFOLGERUNGEN

- Teilnahme an EGs wirtschaftlich für alle Teilnehmenden in allen Use Cases
 - Jedoch nicht allgemein gültig, sondern abhängig von:
 - Individuellen Charakteristika d. Haushalte
 - Komposition und Kapazität d. installierten Technologien
 - Berücksichtigung von Investitionskosten
 - Berücksichtigung etwaiger Drittleisterkosten (Betrieb d. EG, Abrechnung, etc.)
- Großes Potenzial zu CO₂-Einsparungen durch Kombination von PV-Anlage, Wärmepumpe, E-Auto, Gemeinschaftsspeicher und Teilnahme an einer EG

QUELLEN

Methode und Ergebnisse entnommen aus:

C. Monsberger, B. Fina, M. Schwebler: „*Different Technologies’ Impacts on Energy Flows and Economic Viability of Energy Communities*“; 2022 (planned submission to Energy, Elsevier, March 2022)

KOSTENOPTIMALER ENERGIEMIX FÜR ERNEUERBARE-ENERGIE-GEMEINSCHAFTEN

EnInnov 16.-18.02.2022

DI Carolin Monsberger

Research Engineer

AIT Austrian Institute of Technology

Email: Carolin.Monsberger@ait.ac.at

Tel: 0664/88335405



ERGEBNISSE LASTDECKUNG

	UC1	UC2	UC3	UC4	UC5	UC6	UC7	UC8
Purchase from supplier	70.4 %	74.1 %	69.9 %	65.9 %	74.0 %	72.6 %	66.5 %	72.9 %
PV self-consumption	17.0 %	16.2 %	17.7 %	15.7 %	16.5 %	14.9 %	16.4 %	15.2 %
Purchase from EC peers	12.6 %	9.7 %	12.4 %	12.6 %	9.4 %	9.5 %	12.4 %	9.3 %
Storage discharge	-	-	-	5.8 %	-	3.0 %	4.7 %	2.6 %

ERGEBNISSE: KOSTEN JE TEILNEHMER:IN

