Kurzfassungsband

TU Graz

Technische Universität Graz
Graz University of Technology

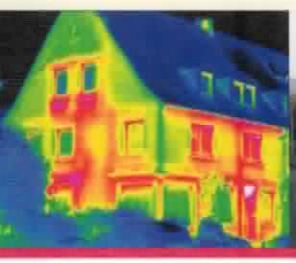
IEE

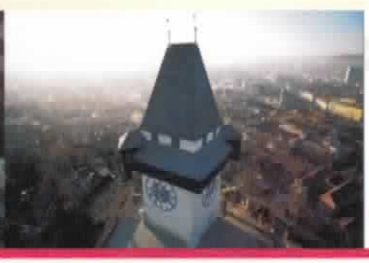
EnInnov2016

14. Symposium Energieinnovation

ENERGIE FÜR UNSER EUROPA

10.-12. Februar 2016 TU Graz, Österreich





OVE

oesterreichs energie.

Bildnachweis Fotos am Umschlag:

2. von links: Holding Graz
Mitte: Stadt Graz Tourismus
2. von rechts: IEE/TU Graz
Rechts: Verbund/Pressefotos

IMPRESSUM

Herausgeber:
Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation (IEE)
Technische Universität Graz (TUG)
Inffeldgasse 18
A-8010 Graz

Redaktion:
Assoc.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Udo Bachhiesl
Tel.: +43 (0)316 873 7903, Fax.: +43 (0)316 873 107903
Email: Bachhiesl@TUGraz.at, Web: www.IEE.TUGraz.at

Druck:
Steiermärkische Landesdruckerei GmbH

© 2016 Verlag der Technischen Universität Graz
www.ub.tugraz.at/Verlag

ISBN Kurzfassungsband print 978-3-85125-447-1
ISBN Kurzfassungsband e-book 978-3-85125-449-5
DOI Kurzfassungsband e-book 10.3217/978-3-85125-447-1
ISBN Kurzfassungsband CD 978-3-85125-448-8

https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/deed.de

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek
Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über http://www.dnb.de abrufbar.

Geschäftsmodelle für verschiedene Akteure in hybriden Endkundenmärkten

Eine Power2Heat-Fallstudie

Daniel Schwabeneder
Energy Economics Group (EEG)
TU Wien

EnInnov2016
14. Symposium Ennergieinnovation
10.-12. Februar 2016
TU Graz

Überblick

- Motivation
- Beschreibung der Fallstudie
- Methode
- Annahmen und Szenarien
- Ergebnisse
- Schlussfolgerungen

Motivation

Das FP7-Projekt **OrPHEuS**:

(OPtimising Hybrid Energy grids for smart citieS)

- **Hybrides Konzept:**

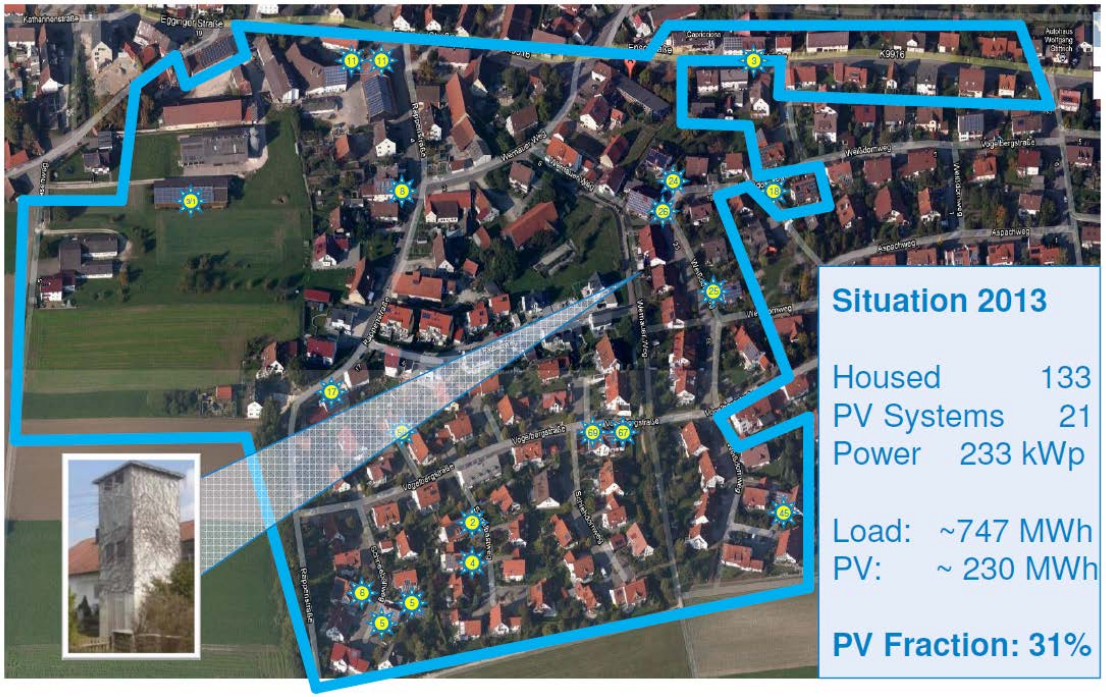
  Verschiedene Energieverteilnetze (Strom, Gas, Wärme) werden mit Hilfe von Kopplungstechnologien (KWK, Wärmepumpen, etc.) als ein hybrides (energieträgerübergreifendes) Energienetz betrachtet.

- **Kooperatives Konzept:**

  Ziel ist die Entwicklung neuer kooperativer Steuerungsstrategien und zugehöriger Geschäftsmodelle für verschiedene Marktteilnehmer → Win-Win-Situationen für alle Beteiligten.

Beschreibung der Fallstudie

Testgebiet Einsingen (Ulm, Deutschland)



PV Ausbauszenarien anhand des Dachflächenpotentials:

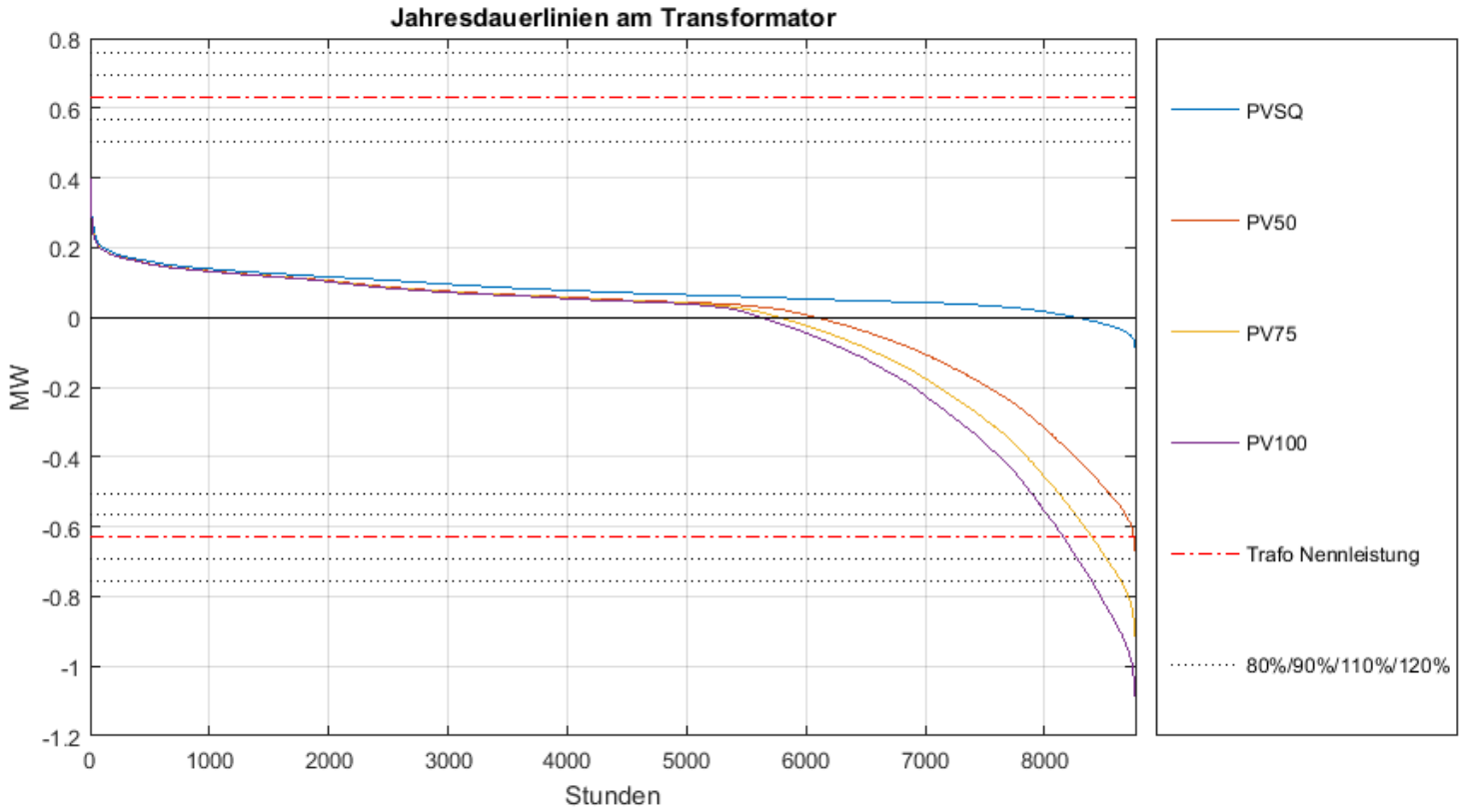
- PVSQ:
  233 kWp, ~ 230 MWh/a
- PV50:
  ~ 1 MWp, ~ 1 GWh/a
- PV75:
  ~ 1.3 MWp, ~ 1.3 GWh/a
- PV100:
  ~ 1.5 MWp, ~ 1.5 GWh/a

133 Haushalte

Heizsysteme: Gas (95 Haushalte), Öl (32 Haushalte), Biomasse (6 Haushalte)

Transformator: 630 kVA, 10 / 0.4 kV

Beschreibung der Fallstudie



Fragestellung:

Investition in 1 MVA Transformator versus Installation von elektrischen Heizstäben (133 * 2 kW) in den Warmwasserspeichern der Endkunden und Reduktion der PV-Überschuss-Einspeisung in das MV-Netz durch koordinierte Steuerung?

Methode

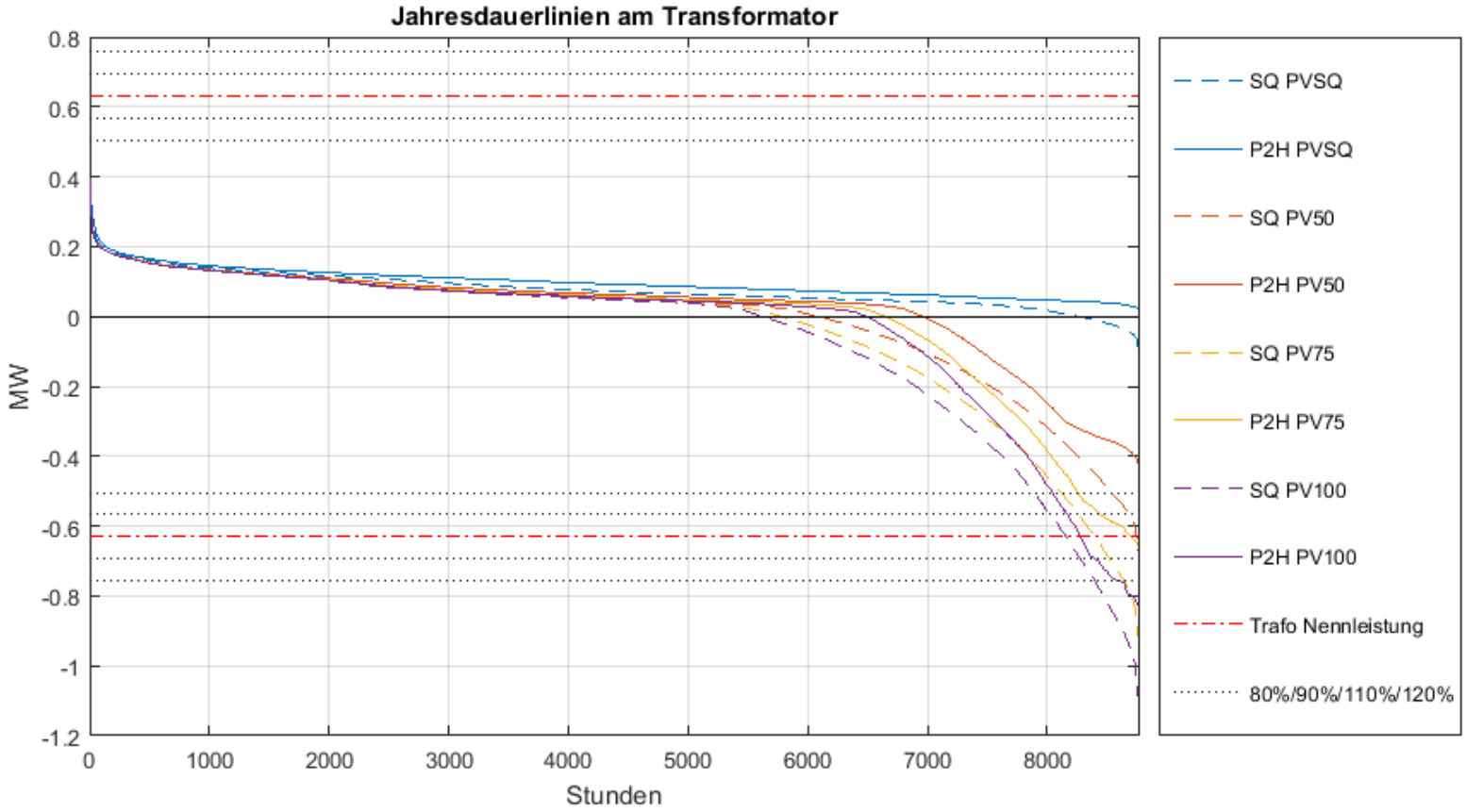
Um die Auswirkungen des Betriebs von elektrischen Heizstäben auf die Residuallasten der Endkunden zu ermitteln, wurde ein lineares Optimierungsmodell erstellt:

- Modellierung des Energiebezugs der 133 Endkunden unter Berücksichtigung von:
  - Stromnachfrage
  - Warmwassernachfrage
  - PV Erzeugung
  - Warmwasserspeicher
  - Heizsysteme
  - Elektrische Heizstäbe
- Zielfunktion: Minimiere Kosten der Endkunden und maximale Einspeisung ins MV-Netz
- Zeitliche Auflösung: 1 Jahr, viertelstündlich
- Software: MATLAB, YALMIP, Gurobi

Annahmen und Szenarien

- Die Investitionen tätigt der Verteilnetzbetreiber. → Die Kosten werden über den arbeitsabhängigen Netztarif oder über die jährliche fixe Netztarifkomponente an die Endkunden weitergegeben.
- Interner Zinsfuß des Verteilnetzbetreibers: 5%
- Lebensdauer des Transformators: 30 Jahre
- Lebensdauer der Heizstäbe: 10 Jahre
- Für den Bezug von PV-Strom zur Warmwasseraufbereitung ist kein Netztarif zu bezahlen. (Die Steuerung wird vom Verteilnetzbetreiber geregelt.)
- Die PV-Kunden erhalten keine Einspeisevergütung. Der eingespeiste Strom wird jedoch mit dem Spot-Markt-Preis bewertet.
- Zwei Szenarien:
  - Szenario 1: Die PV-Kunden tragen selbst die Kosten für nicht eingespeisten Strom (abgeregelt oder von anderen Kunden zur Warmwasserbereitung verwendet).
  - Szenario 2: Der Verteilnetzbetreiber entschädigt die PV-Kunden für nicht eingespeisten Strom in der Höhe des aktuellen Spot-Markt-Preises. (Die Kosten werden über den Netztarif an alle Endkunden weitergegeben.)

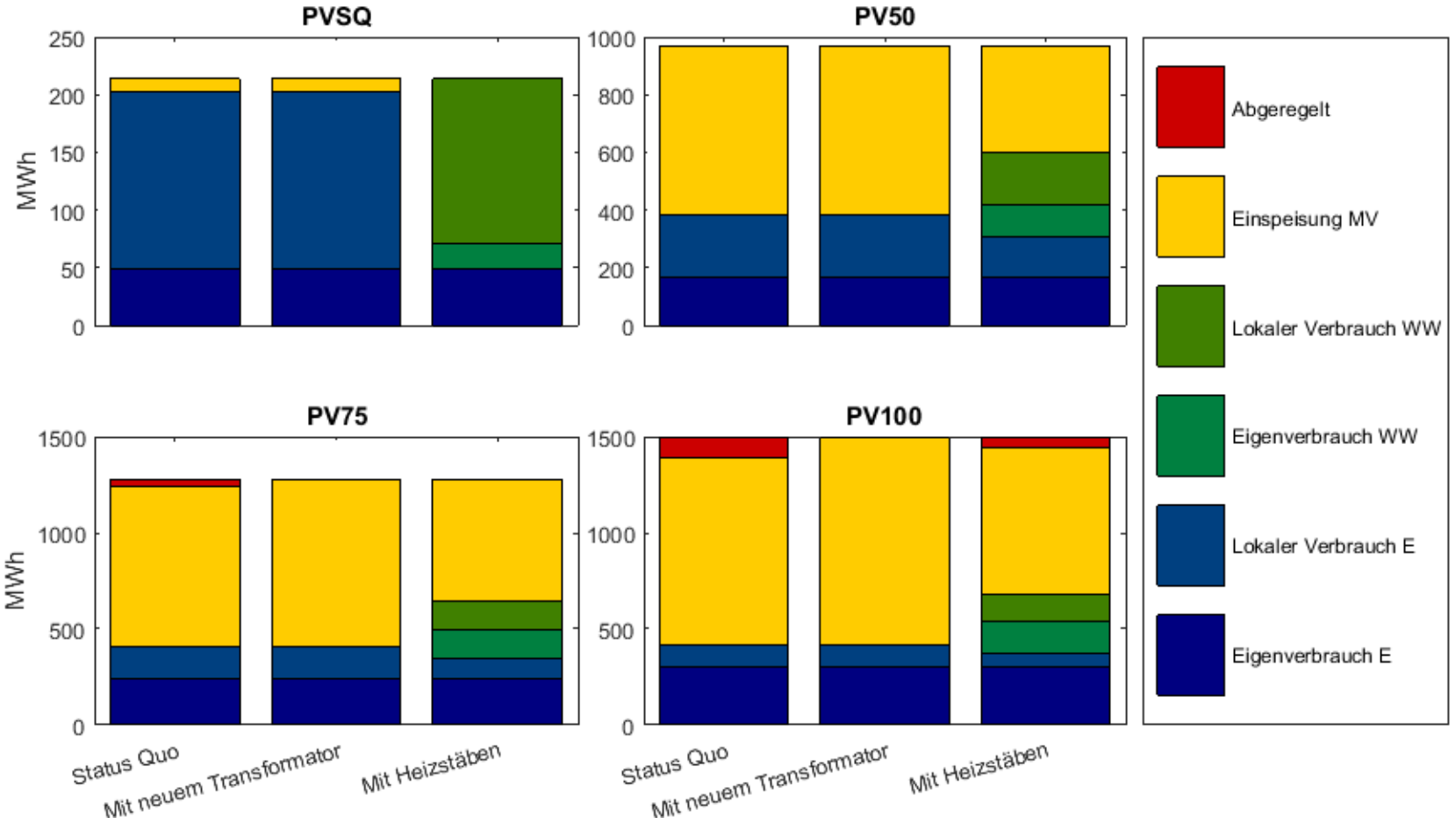
Ergebnisse



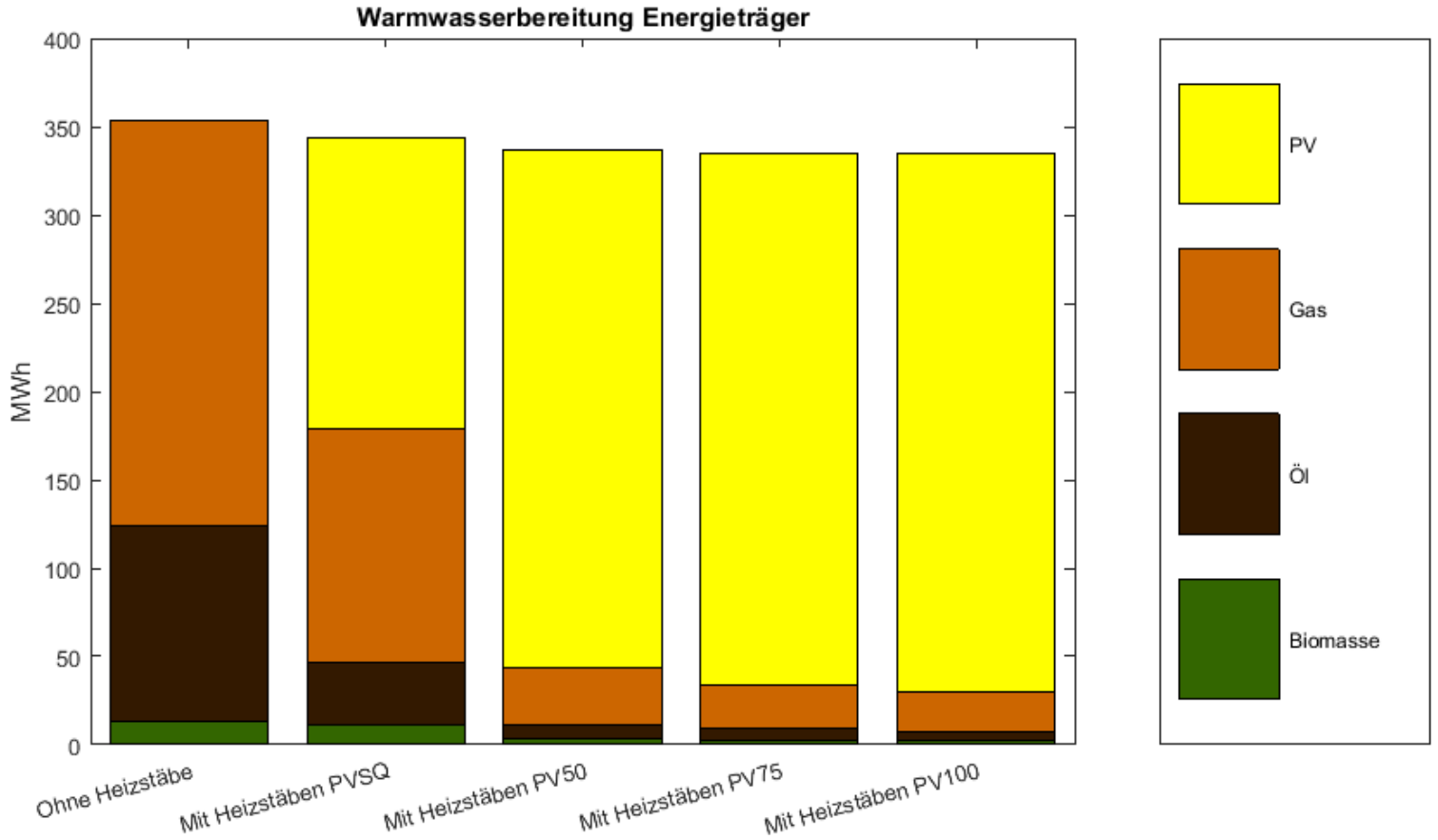
Mit einer koordinierten Steuerung kann eine Reduktion der maximalen Einspeisung in das MV-Netz um 266 kW erreicht werden

Ergebnisse

Nutzung des PV Stroms in den unterschiedlichen Szenarien:



Ergebnisse


Warmwasserbereitung Energieträger
MWh
400
350
300
250
200
150
100
50
0
Ohne Heizstäbe
Mit Heizstäben PVSQ
Mit Heizstäben PV50
Mit Heizstäben PV75
Mit Heizstäben PV100
PV
Gas
Öl
Biomasse

Ergebnisse

Im Folgenden werden die Kosten für das PV-Ausbauszenario **PV100** analysiert:

Maximale Investitionskosten (um aktuelle Gesamtkosten der Endkunden nicht zu überschreiten):

- Transformator: 60.95 kEUR
- Heizstäbe: 53.7 kEUR oder 404 EUR pro Haushalt

Würde man diese Kosten auf den variablen oder fixen Netztarif der Endkunden umwälzen, würde sich dieser so erhöhen:

Szenario 1:

(PV-Endkunden werden nicht entschädigt)

	Bestehender Netztarif	Zusätzlicher Netztarif	Gesamt
Transformator variabel	4.26 ct/kWh	**0.66 ct/kWh**	**4.92 ct/kWh**
Transformator fix	82.06 EUR/a	**29.81 EUR/a**	**111.87 EUR/a**
Heizstäbe variabel	4.26 ct/kWh	**1.16 ct/kWh**	**5.42 ct/kWh**
Heizstäbe fix	82.06 EUR/a	**52.30 EUR/a**	**134.36 EUR/a**

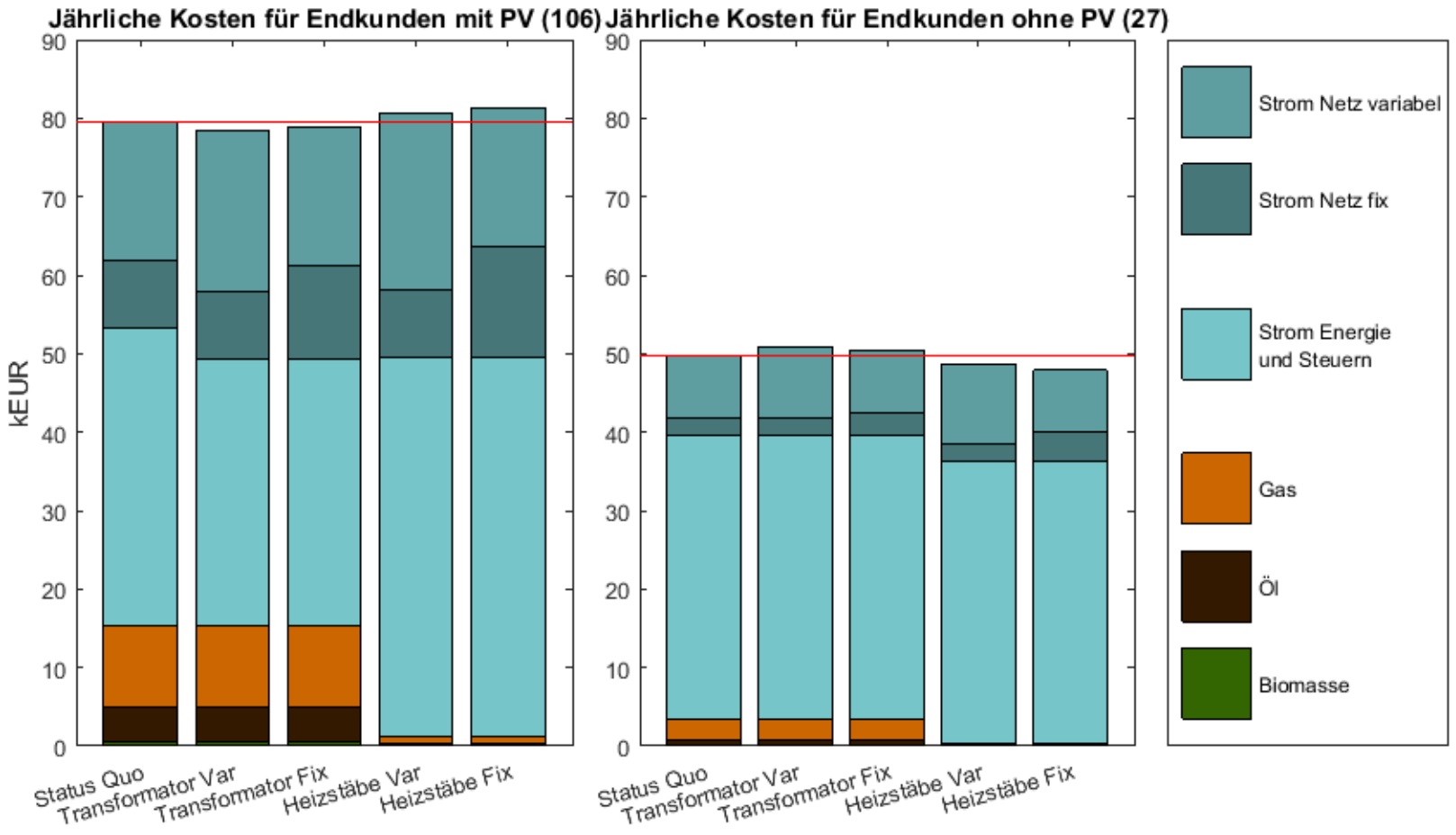
Szenario 2:

(PV-Endkunden werden entschädigt)

	Bestehender Netztarif	Zusätzlicher Netztarif	Gesamt
Transformator variabel	4.26 ct/kWh	**0.67 ct/kWh**	**4.93 ct/kWh**
Transformator fix	82.06 EUR/a	**30.07 EUR/a**	**112.13 EUR/a**
Heizstäbe variabel	4.26 ct/kWh	**5.26 ct/kWh**	**9.52 ct/kWh**
Heizstäbe fix	82.06 EUR/a	**237.26 EUR/a**	**319.32 EUR/a**

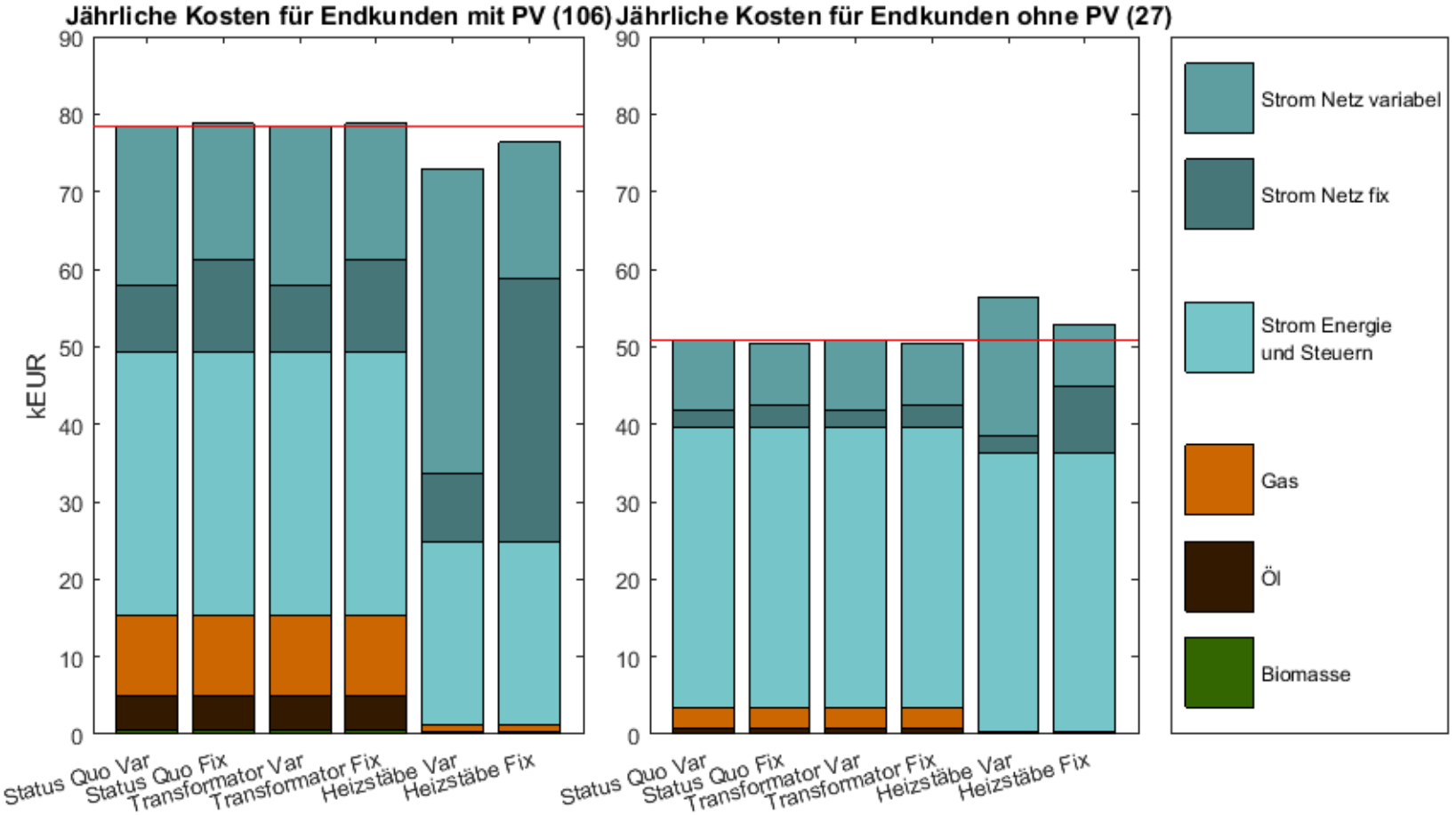
Ergebnisse

Szenario 1: Kosten für Strombezug und Warmwasserbereitung



Ergebnisse

Szenario 2: Kosten für Strombezug und Warmwasserbereitung



Ergebnisse

Maximale Investitionskosten für den Transformator bzw. die Heizstäbe in Abhängigkeit von der Bewertung des eingespeisten PV-Stroms

Wert PV-Einspeisung	Maximale Transformator-Investitionskosten [EUR]			
[ct/kWh]	PVBase	PV50	PV75	PV100
0	0.00	0.00	0.00	0.00
1	0.00	36.19	5,572.00	15,809.41
2	0.00	72.38	11,144.00	31,618.81
3	0.00	108.57	16,716.00	47,428.22
4	0.00	144.76	22,288.01	63,237.63
5	0.00	180.94	27,860.01	79,047.04
6	0.00	217.13	33,432.01	94,856.44
7	0.00	253.32	39,004.01	110,665.85

Wert PV-Einspeisung	Maximale Heizstab-Investitionskosten [EUR/Haushalt]			
[ct/kWh]	PVBase	PV50	PV75	PV100
0	531.42	957.36	985.91	1,000.77
1	435.70	787.05	832.10	854.73
2	339.98	616.75	678.30	708.68
3	244.25	446.45	524.50	562.63
4	148.53	276.14	370.69	416.58
5	52.81	105.84	216.89	270.53
6	-42.91	-64.47	63.08	124.49
7	-138.63	-234.77	-90.72	-21.56

Ergebnisse

Maximale Investitionskosten (pro Haushalt) für Heizstäbe I_H in Abhängigkeit der Investitionskosten für den Transformator I_T:

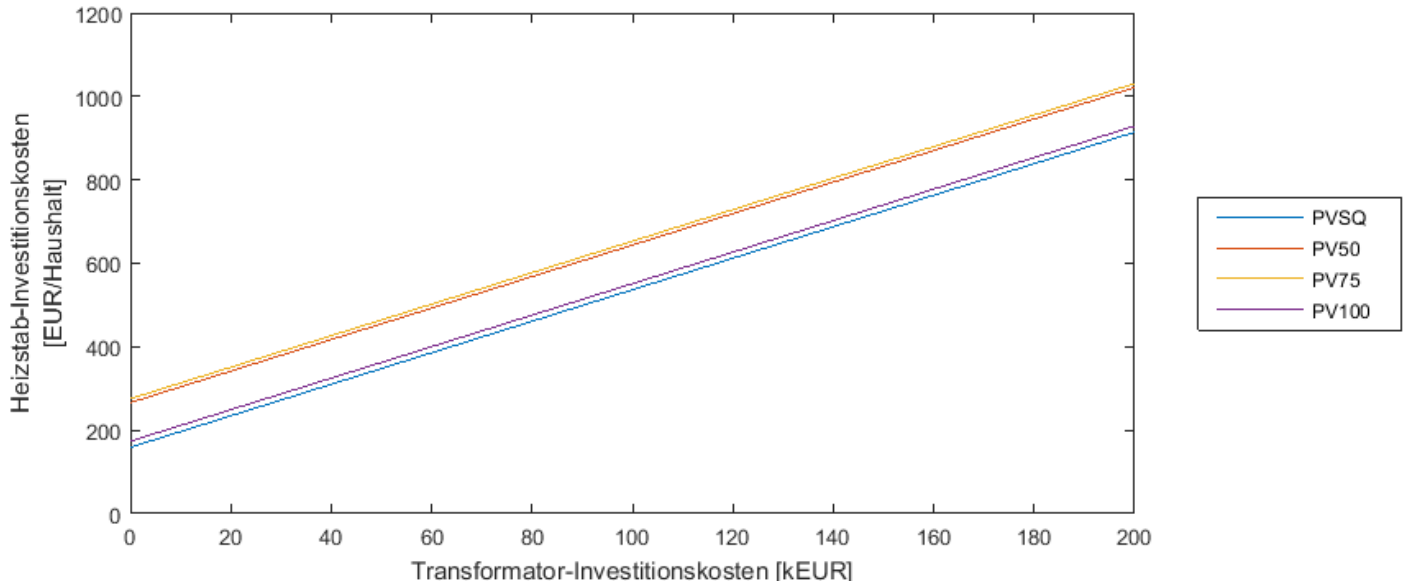
$$I_H \leq \frac{1}{133 \cdot \alpha_H} \cdot (\alpha_T \cdot I_T + RK_H - RK_T)$$

α_H … Annuitätenfaktor der Heizstab-Investition

α_T … Annuitätenfaktor der Transformator-Investition

RK_H … Jährlich Reduktion der Kosten durch Betrieb der Heizstäbe

RK_T … Jährlich Reduktion der Kosten nach Installation des Transformators



Schlussfolgerungen

- Bis zu einem gewissen Grad ließe sich die maximale Einspeisung in das MV-Netz mit Hilfe von Heizstäben erhöhen und eine Reinvestition in den Transformator vermeiden. (Maximale Reduktion $133 \cdot 2\,\mathrm{kW} = 266\,\mathrm{kW}$)
- Die lokale Nutzung des Stroms aus PV-Anlagen ließe sich signifikant erhöhen (um $\sim 250\,\mathrm{MWh/a}$)
- Aus Sicht der PV-Kunden ist in Szenario 1 (ohne Entschädigung) eine Investition in den Transformator von Vorteil und in Szenario 2 eine Investition in Heizstäbe. Für Endkunden ohne PV verhält es sich genau umgekehrt.
- In allen Szenarien und bei allen Investitionen würden Endkunden ohne PV eine Umwälzung der Kosten auf die fixe Netztarifkomponente bevorzugen. Für PV-Kunden hingegen ist eine Umwälzung auf die arbeitsabhängige Komponente vorteilhafter.

Schlussfolgerungen

- Je höher der (nicht) eingespeiste PV-Strom bewertet wird, desto wirtschaftlicher ist eine Investition in den Transformator (aus Gesamtkosten-Sicht).
- Je niedriger der (nicht) eingespeiste PV-Strom bewertet wird, desto wirtschaftlicher ist eine Investition in Heizstäbe (entgangene Kosten für PV-Einspeisung vs. Kosten für Gas/Öl/Biomasse).
- Die maximalen Kosten für Heizstab-Investitionen werden eher überschätzt:
  - Perfekte Voraussicht im Modell
  - Kosten müssen auch IKT-Infrastruktur und Regler beinhalten
  - Rückgang des Gas-Absatzes kann Erhöhung des Gas-Netztarifs nach sich ziehen → Höhere Gesamtkosten für Endkunden

Danke für Ihre Aufmerksamkeit!

Daniel Schwabeneder
Energy Economics Group (EEG)
TU Wien
schwabeneder@eeg.tuwien.ac.at