Eine Kostenallokationsmethode in lokalen hybriden Energiesystemen

(A Cost Allocation Methodology in Hybrid Energy Systems)

Andreas Fleischhacker

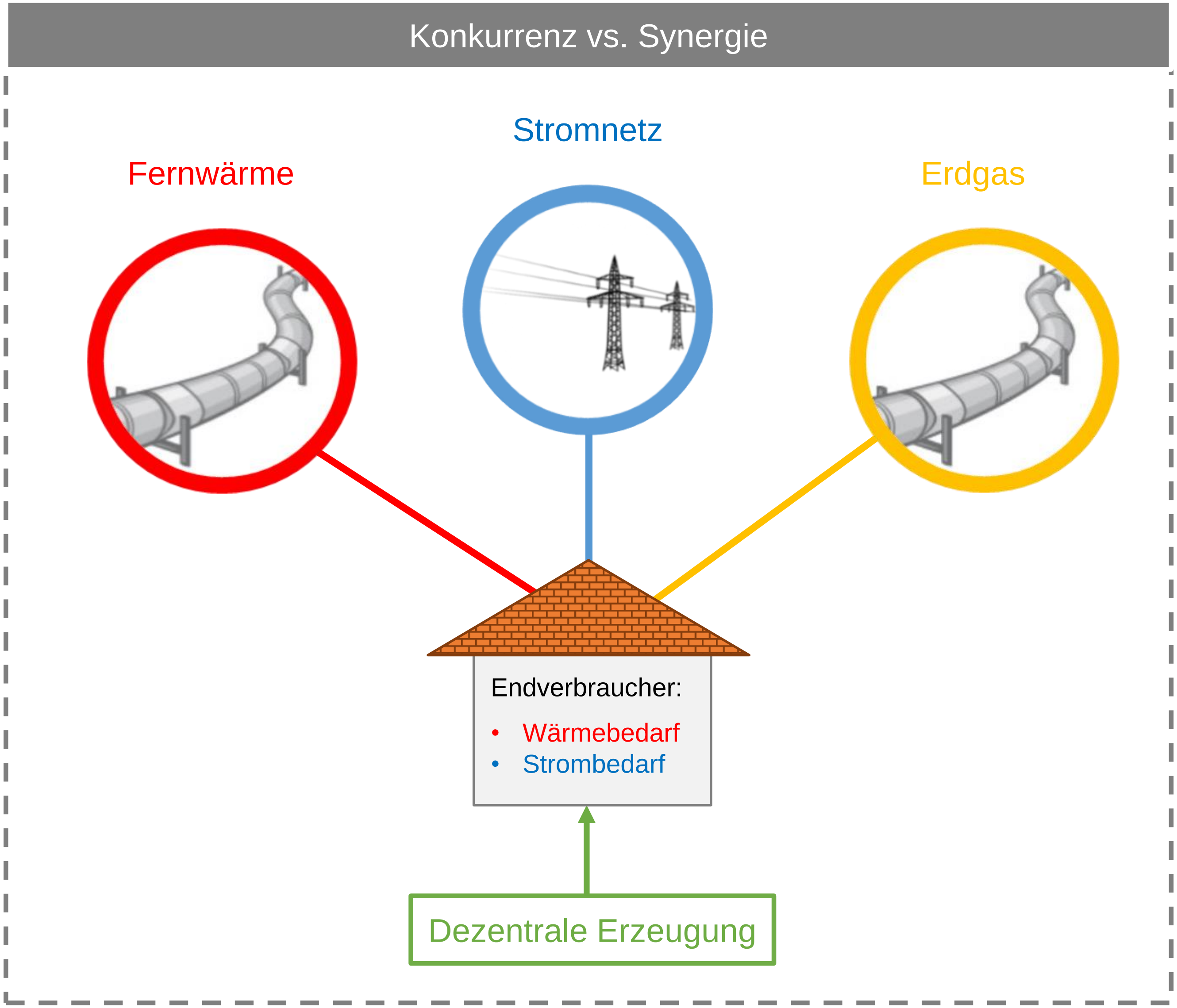
fleischhacker@eeg.tuwien.ac.at

14. Symposium Energieinnovation 2016

Session D4: Wirtschaftsfragen

11.02.2016

Motivation



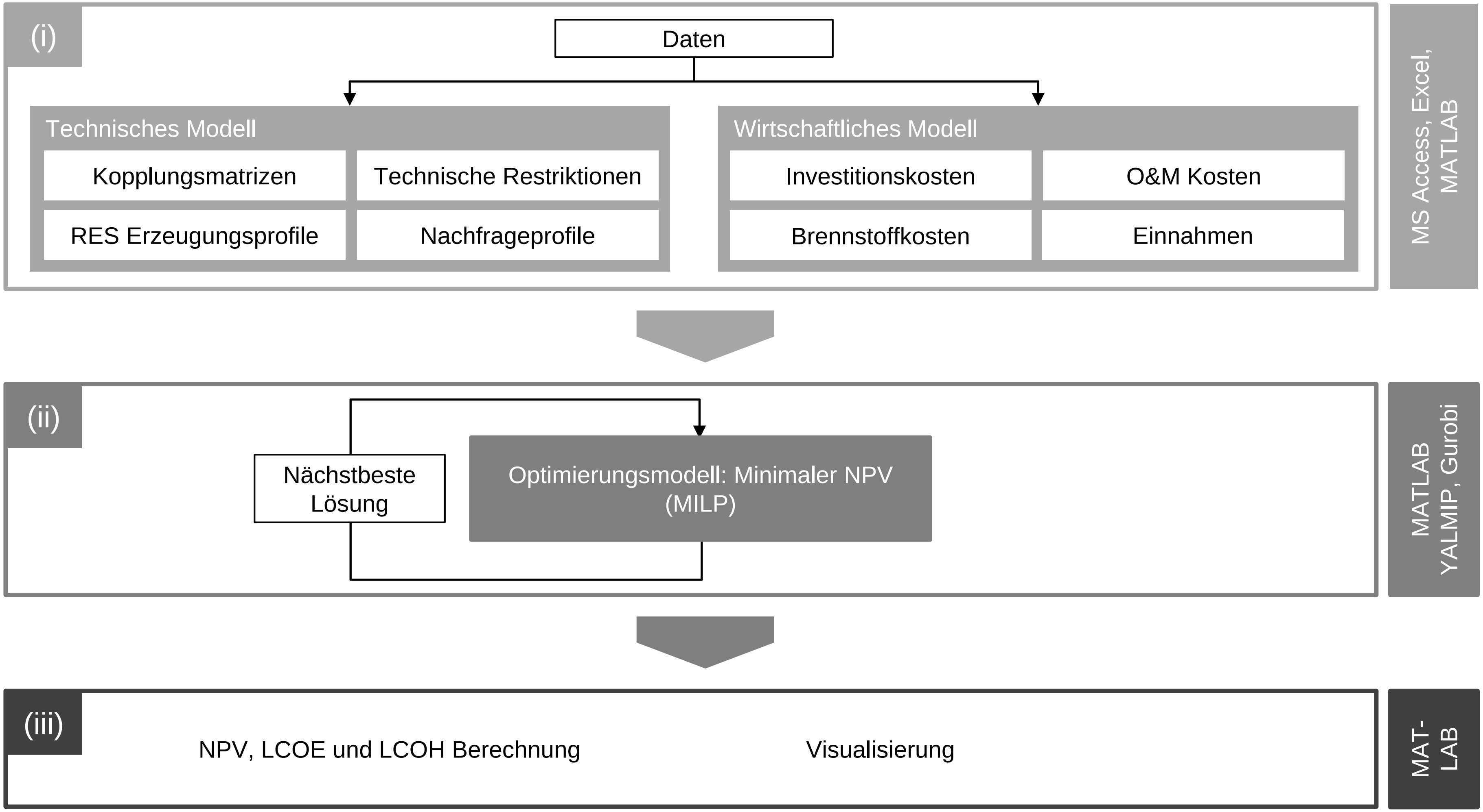
Konkurrenz vs. Synergie
Stromnetz
Fernwärme
Erdgas
Endverbraucher:
• Wärmebedarf
• Strombedarf
Dezentrale Erzeugung

Zentrale Fragestellungen

- Welche Kombination an energieträgerübergreifenden Technologien stellt das wirtschaftliche Optimum für Endverbraucher dar?
- Welche Auswirkung haben energieträgerübergreifende Technologien auf die Verteilung der Kosten/Erlöse?

Methode

Grafische Darstellung



Modellannahmen

Investitionsmöglichkeiten:

Netzanbindung	Stromnetz	Ergasnetz	Fernwärmenetz
Konventionelle Erzeuger	µKWK (CHP)	Gastherme	Wärmepumpe
Erneuerbare Erzeuger	Photovoltaik	Solarthermie	

25, 50, 75, 100% der Maximalleistung → 32 Assets

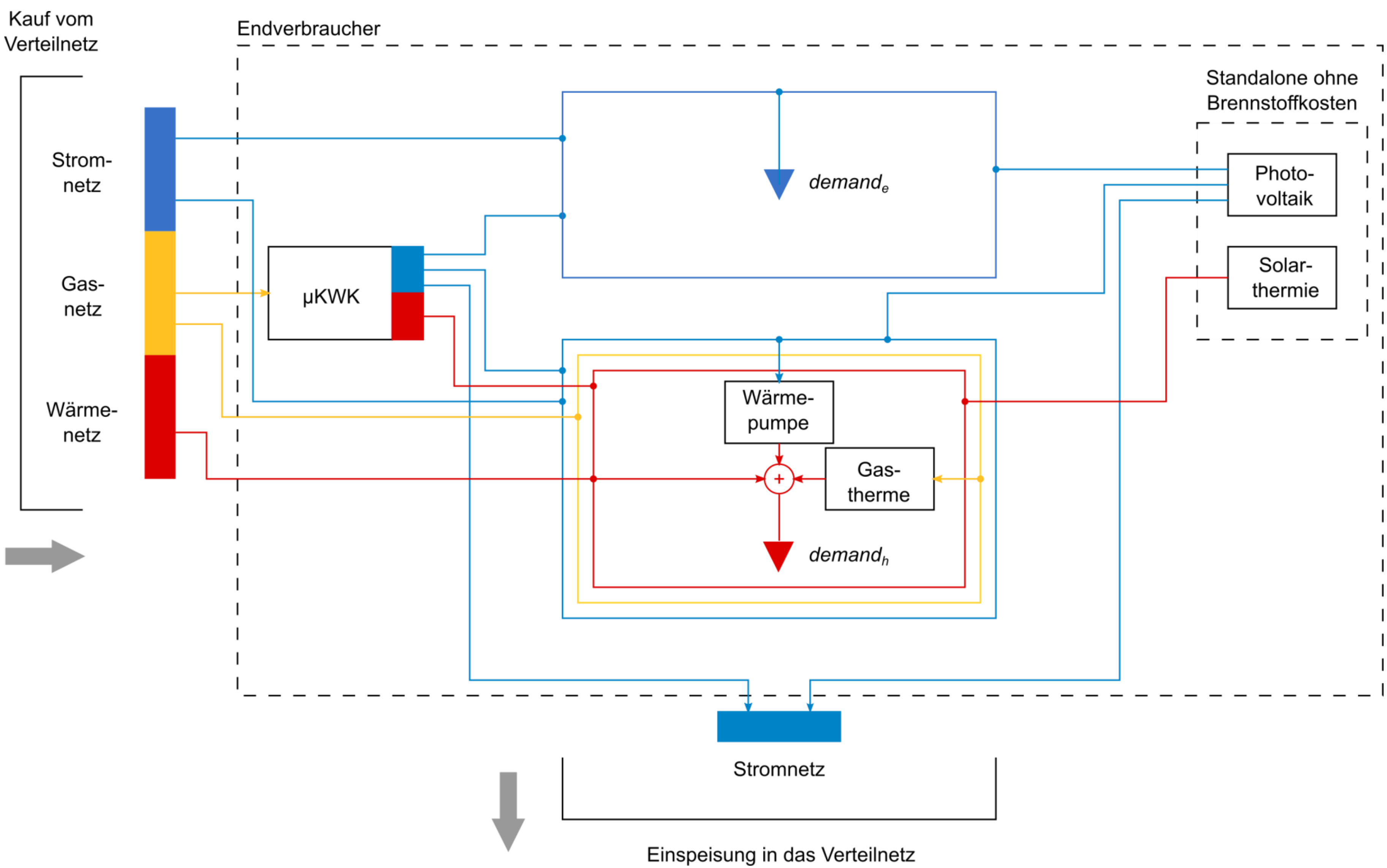
Endverbraucherpreise:

	Grundpreis in EUR	Leistungspreis in EUR/kW	Energiepreis in EUR/kWh
Strom	90	0	0,18
Erdgas	55	0	0,075
Fernwärme	130	25	0,0575

jährlicher Preisanstieg: 3 %

Abzinsungsfaktor: 4 %

Optimierungsmodell - Energieflüsse



Berechnung der Levelized Costs

<u>Aufteilung in Strom (e) und Wärme (h)</u>

$$NPV_a = NPV_a^e + NPV_a^h$$

- Netzanbindung

$$NPV_a^e = \frac{NPV_a}{Q_{out,a}} \left(\text{Strom} \to \text{Strom} + \text{CHP Input}_{\alpha \in A_{CHP}} \frac{\text{CHP Strom} \to \text{Strom}}{\text{CHP Gesamtoutput}} \right)$$

$$NPV_a^h = \frac{NPV_a}{Q_{out,a}} \left(\text{Strom} \to \text{Wärme} + \text{Gas} \to \text{Wärme} + \text{Wärme} \to \text{Wärme} + \text{CHP Input}_{\alpha \in A_{CHP}} \frac{\text{CHP Strom} \to \text{Wärme} + \text{CHP Wärme} \to \text{Wärme}}{\text{CHP Gesamtoutput}} \right)$$

- alle anderen Assets

$$NPV_a^e = \frac{NPV_a}{Q_{out,a}} \, \text{Strom} \to \text{Strom}$$

$$NPV_a^h = \frac{NPV_a}{Q_{out,a}} \left(\text{Strom} \to \text{Wärme} + \text{Wärme} \to \text{Wärme} \right)$$

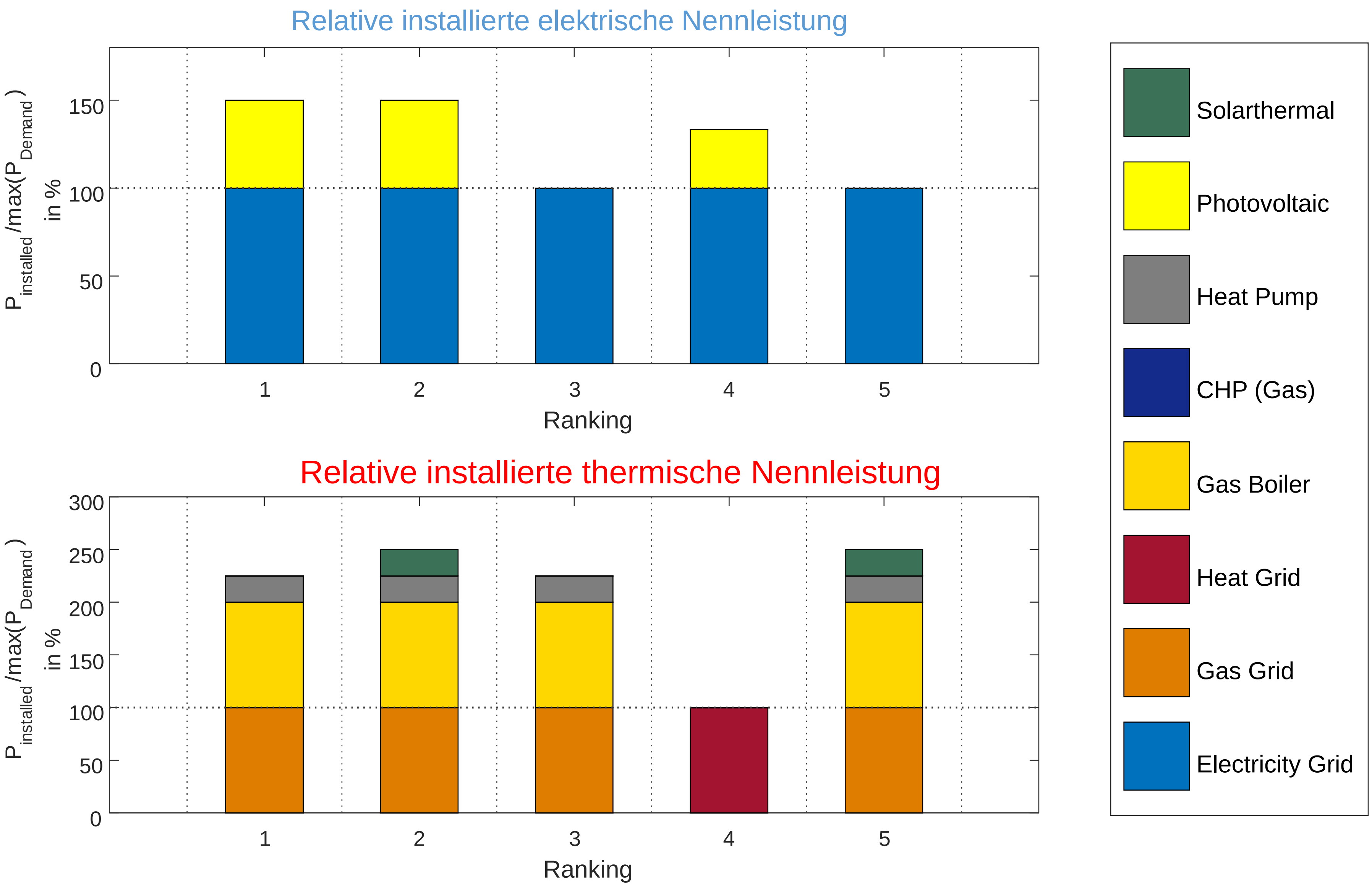
<u>→ Levelized Costs:</u>

$$LCOE_a = \frac{NPV_a^e}{crf \; \Sigma \, \text{Strombedarf}}$$

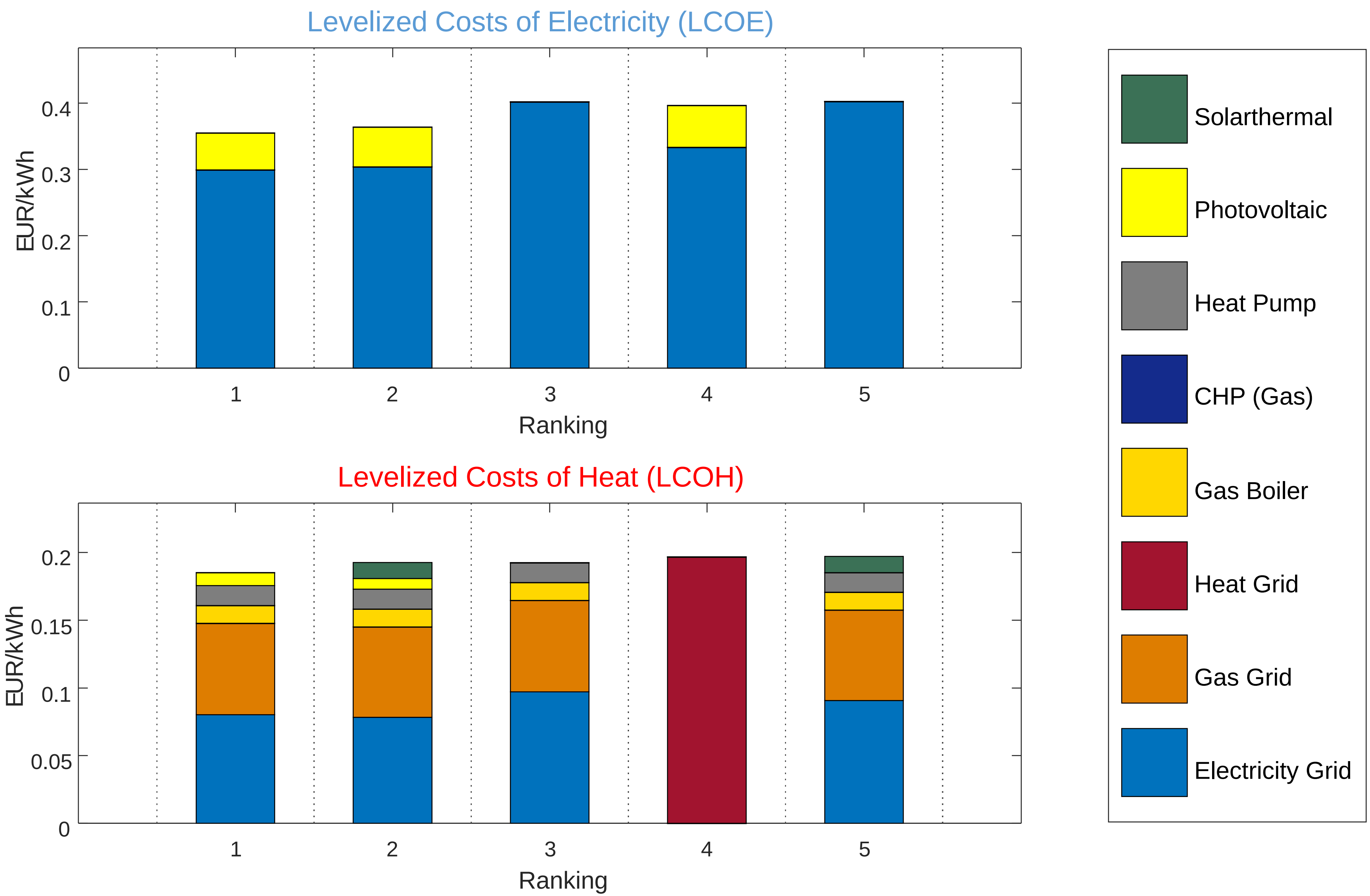
$$LCOH_a = \frac{NPV_a^h}{crf \; \Sigma \, \text{Wärmebedarf}}$$

Ergebnisse Einfamilienhaus

Ergebnisse – Einfamilienhaus

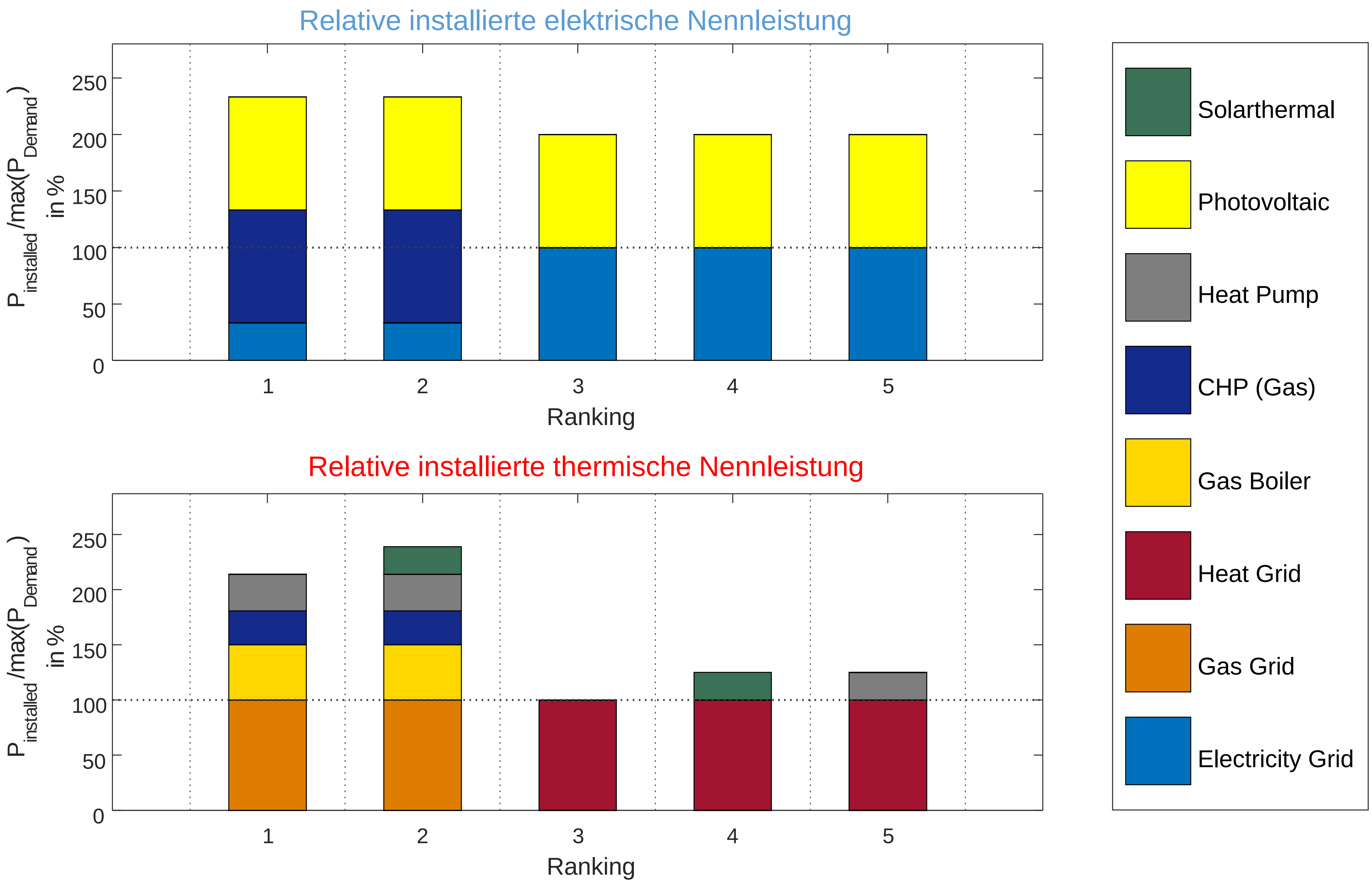


Ergebnisse – Einfamilienhaus

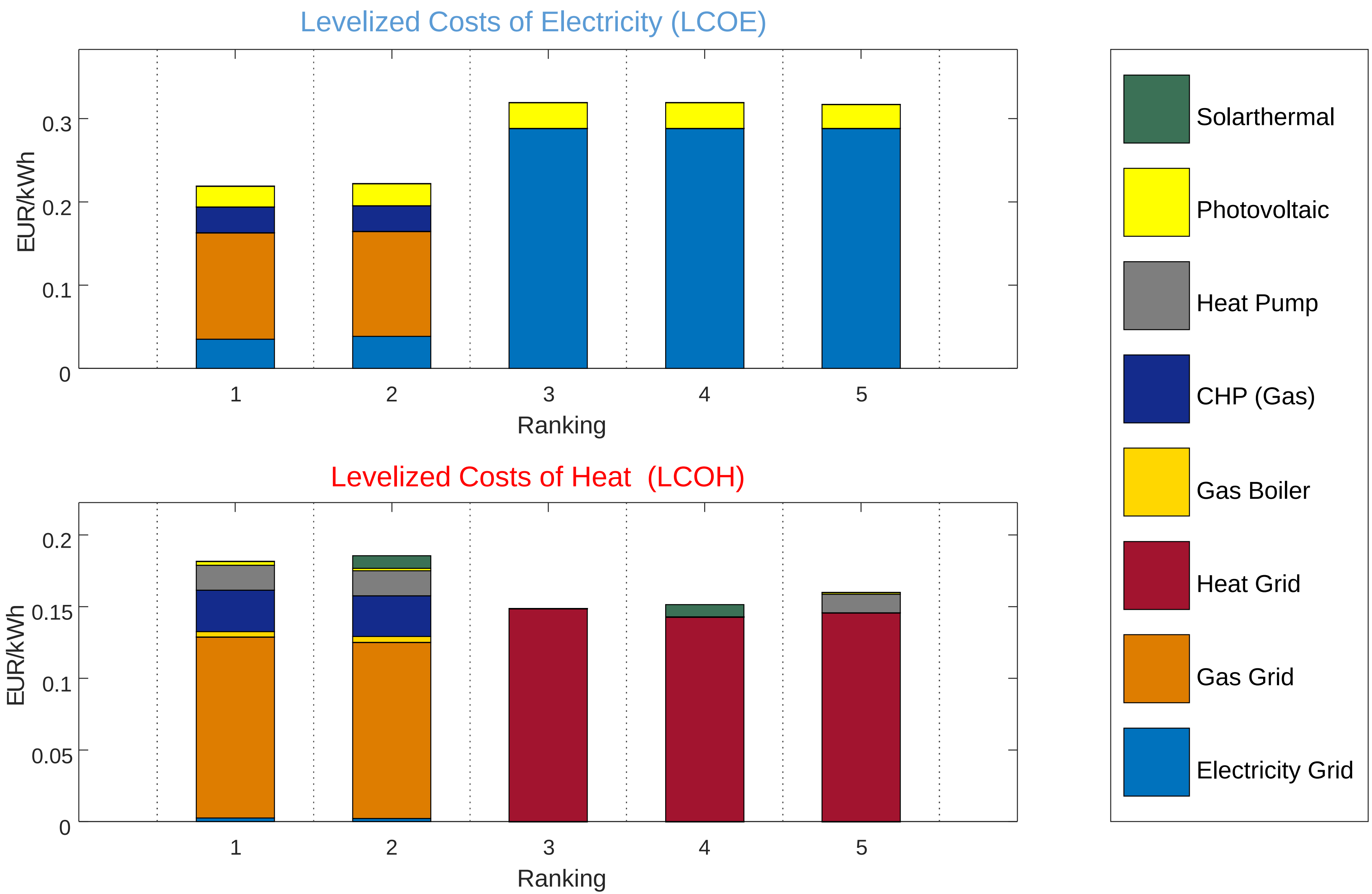


Ergebnisse Mehrfamilienhaus (20 Wohnungen)

Ergebnisse – Mehrfamilienhaus (20 Wohnungen)



Ergebnisse – Mehrfamilienhaus (20 Wohnungen)



Schlussfolgerungen und Ausblick

Schlussfolgerungen

- Bereits bei kleinen Verbrauchern wirtschaftliche Vorteile durch hybride Energieerzeugung.
- Eine „Hybridisierung“ des System wird, bewirkt ein Angleichen der LC.
- Eine Verringerung der Stromgestehungskosten geht bei hybriden System zu Lasten der Wärmegestehungskosten und vice versa.
- Wälzbarkeit der Kosten hängt vom Exergieinhalt des Energieträgers ab.
- Bei größeren Verbrauchern (MFH) ist ein höherer elektr. Autarkiegrad wirtschaftlich.
- Wirtschaftliche Vorteile durch die Kombination kleiner Einheiten.

→ Problem: Realisierbarkeit in der Praxis

Ausblick

- Implementierung von Wärme- und Stromspeicher
- Ergänzung von zusätzlichen Investitions- und Wartungskosten bei mehreren (kleinen) Erzeugern
- Zeitvariable Tarife

Andreas Fleischhacker

TU Wien
Energy Economics Group, EEG
Gußhausstraße 25-29 / E370-3
1040 Vienna, Austria

[T] +43 1 58801 370 361
[F] +43 1 58801 370 397
[E] fleischhacker@eeg.tuwien.ac.at
[W] http://www.eeg.tuwien.ac.at

Optimierungsproblem

$$\max_{bin_a,\ q} \quad NPV = -TIC - TOMC - TFC + TCIF$$

$$\text{subject to} \quad TIC = \sum_{a=1}^{A} bin_a * I_a$$

$$TOMC = \sum_{a=1}^{A}\sum_{y=1}^{Y} \frac{bin_a\, omc_{fix,a}}{(1+i)^y} + \sum_{a=1}^{A}\sum_{t=1}^{8760} \mathbf{q}_{in,a}(t) \sum_{y=1}^{Y} \frac{omc_{var}}{(1+i)^y}$$

$$TFC = \sum_{a=1}^{A}\sum_{y=1}^{Y} \frac{(1+\Delta p)^y\, bin_a fc_{fix,a}}{(1+i)^y}$$

$$+ \sum_{a=1}^{A} bin_a \hat{Q}_a^T \sum_{y=1}^{Y} \frac{(1+\Delta p)^y \mathbf{fc}_{varP}}{(1+i)^y}$$

$$+ \sum_{a=1}^{A}\sum_{t=1}^{8760} \mathbf{q}_{in,a}^T(t) \sum_{y=1}^{Y} \frac{(1+\Delta p)^y \mathbf{fc}_{varE}}{(1+i)^y}$$

$$TCIF = \sum_{a=1}^{A} q_{in,a}^{e2f}(t) \sum_{y=1}^{Y} \frac{(1+\Delta p)^y p_{EEX}(t) + fit_a}{(1+i)^y}$$

$$demand_e(t) = q_{slack,E}(t) + \sum_{a=1}^{A} q_{out,a}^{e2e}(t)$$

$$demand_h(t) = q_{slack,H}(t) + \sum_{a=1}^{A} q_{out,a}^{h2h}(t)$$

$$\mathbf{q}_{in,a}(t) = \left[q_{in,a}^{e}(t) \quad q_{in,a}^{g}(t) \quad q_{in,a}^{h}(t)\right]^T$$

$$\mathbf{q}_{in,a}(t) = \left[0 \quad q_{in,a}^{g2CHP}(t) \quad 0\right]^T$$

$$\mathbf{q}_{in,a}(t) = \left[0 \quad q_{in,a}^{g2h}(t) \quad 0\right]^T$$

$$\mathbf{q}_{in,a}(t) = \left[q_{in,a}^{e2h}(t) \quad 0 \quad 0\right]^T$$

$$\mathbf{q}_{out,a}(t) = \sum_{a=1}^{A} \mathbf{C}_a \mathbf{q}_{in,a}(t)$$

$$\mathbf{q}_{out,a}(t) = \left[q_{out,a}^{e2e}(t) + q_{out,a}^{e2h}(t) \quad q_{out,a}^{g2h}(t) + q_{out,a}^{g2CHP}(t) \quad q_{out,a}^{h2h}(t)\right]^T$$

$$\mathbf{q}_{out,a}(t) = \left[q_{out,a}^{e2e}(t) + q_{out,a}^{e2h}(t) + q_{out,a}^{e2f}(t) \quad 0 \quad q_{out,a}^{h2h}(t)\right]^T$$

$$\sum_{a=1}^{A} q_{in,a}^{g2CHP}(t) = \sum_{a=1}^{A} q_{out,a}^{g2CHP}(t)$$

$$\sum_{a=1}^{A} q_{in,a}^{e2h}(t) = \sum_{a=1}^{A} q_{out,a}^{e2h}(t)$$

$$\sum_{a=1}^{A} q_{in,a}^{g2h}(t) = \sum_{a=1}^{A} q_{out,a}^{g2h}(t)$$

$$\mathbf{q}_{out,a}(t) \leq bin_a\ \overline{\mathbf{q}}_{out,a}(t)$$

$$\mathbf{q}_{out,a}(t) \geq bin_a\ \underline{\mathbf{q}}_{out,a}(t)$$

NPV	net-present-value of all investments, consisting of investment, fuel and operation and maintenance costs and cash-inflows,
TIC	total investments costs,
$TOMC$	total operation and maintenance costs,
TFC	total fuel costs,
$TCIF$	total cash-inflow,
$\mathbf{q}_{in,a}(t)$	input power of asset a,
$\mathbf{q}_{out,a}(t)$	output power of asset a,
bin_a	binary investment variable (0: no investment in asset a, 1: investment in asset a),
$q_{slack}(t)$	slack variable (for model verification only),
$q_{in,a}^{e2h}(t)$	power inflow of asset a for heat demand (valid for heat pumps),
$q_{in,a}^{g2h}(t)$	gas inflow of asset a for heat demand (valid for gas boilers),
$q_{in,a}^{g2CHP}(t)$	gas inflow to to CHP a (valid for CHPs),
$q_{out,a}^{e2e}(t)$	power outflow from asset a to satisfy electric demand,
$q_{out,a}^{e2h}(t)$	power outflow from asset a to satisfy heat demand (requiring energy transformation by a heat pump),
$q_{out,a}^{e2f}(t)$	power outflow from asset a to the grid (feed-in),
$q_{out,a}^{g2h}(t)$	gas outflow from asset a to satisfy heat demand (requiring energy transformation by a gas boiler),
$q_{out,a}^{g2CHP}(t)$	gas outflow from asset a to CHP (with a further transformation to heat and electricity),
$q_{out,a}^{h2h}(t)$	heat outflow from asset a to satisfy heat demand and
i	interest rate (within this paper an interest rate of 4 % was assumed),
$p_{EEX}(t)$	day-ahead spot market price at German power exchange EEX in EUR/kWh and
fit_a	(optional) feed-in tariff of asset a in EUR/kWh.