

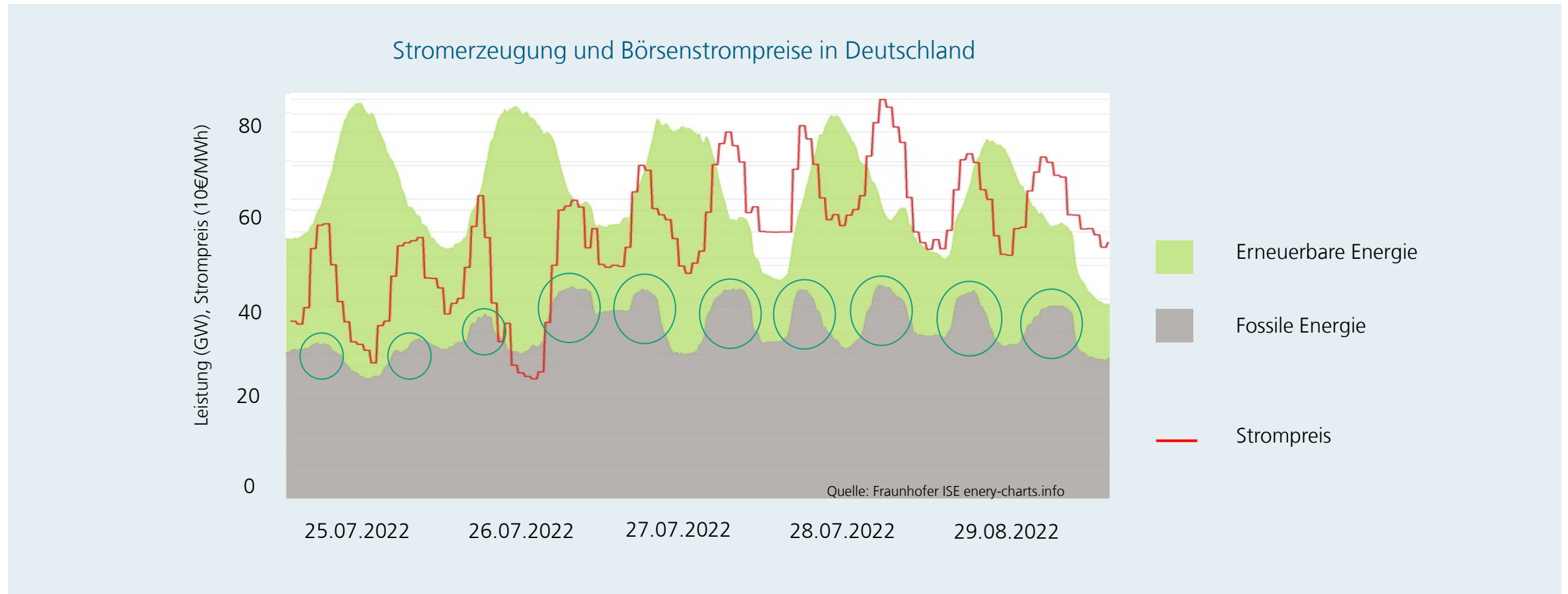
IEWT 2023 – 13. International Energiewirtschaftstagung, Wien

Wirtschaftlichkeit und CO₂-Emissionen eines dezentralen cross-sektoralen Energiesystems in optimierten Betriebsweisen

Sebastian Berg

Motivation

Substitution fossiler Energie und Integration erneuerbarer Energien durch optimierten Betrieb



Einleitung

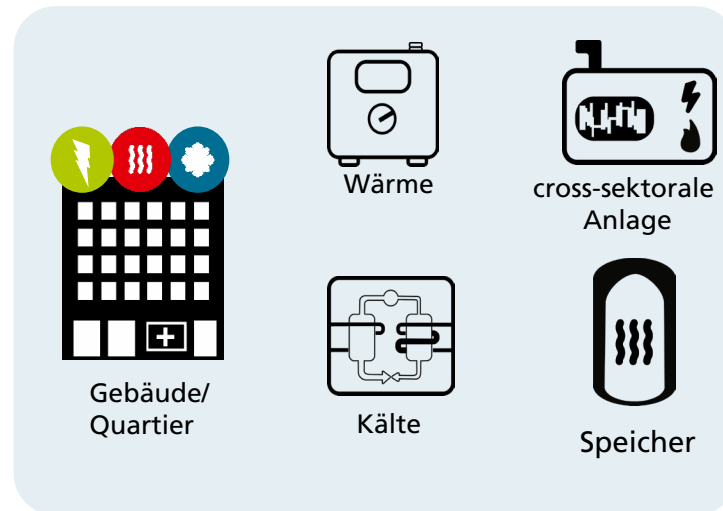
Dezentrale cross-sektorale Energiesysteme

Eigenschaften DCES

- cross-sektorale Energieanlagen
- Speicher
- Anschluss an das öffentliche Stromnetz

-> Lastverschiebepotential

Dezentrale cross-sektorale Energiesysteme (DCE)



Annahmen

Optimierter Betrieb:

- regelbare Erzeugung
- bedarfsorientiert
- Berücksichtigung von externen Signalen (z.B. Strompreis)

-> Substitution fossiler Kraftwerke und Integration erneuerbarer Energien

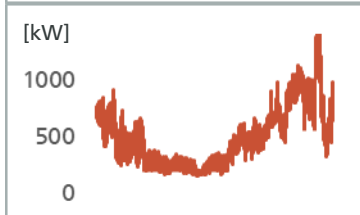
Optimierungsmodell

Fallbeispiel – Krankenhaus

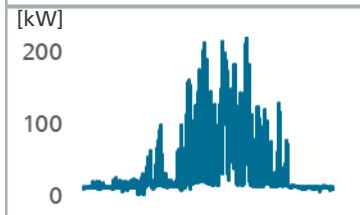
Eingangsdaten



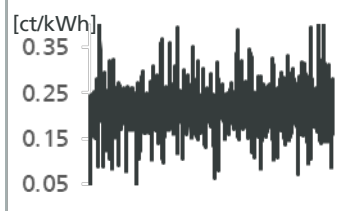
Strombedarf



Wärmebedarf

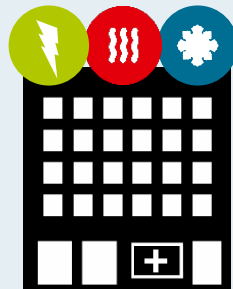


Kältebedarf

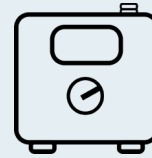


Strompreis

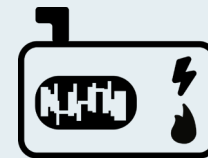
Optimierungsmodell



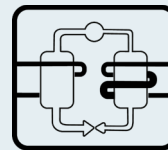
- Krankenhaus
- 230 Betten
 - 60er Jahre
 - gewachsene Struktur



- Gaskessel
- 1500 kW
 - Teillast 0 – 100%



- BHKW
- 400 kW
 - Teillast 50 – 100%



- Kompressionskältemaschine
- 600kW
 - Teillast 0 – 100%



- Wärmespeicher
- 512 kWh

Ausgangsdaten

Strombezug
Stromeinspeisung



öfftl. Stromnetz

Erdgasbezug



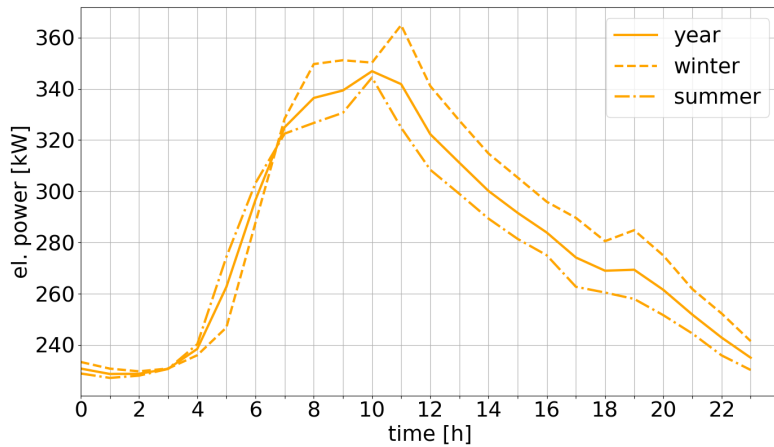
Erdgasnetz



optimierter Betrieb

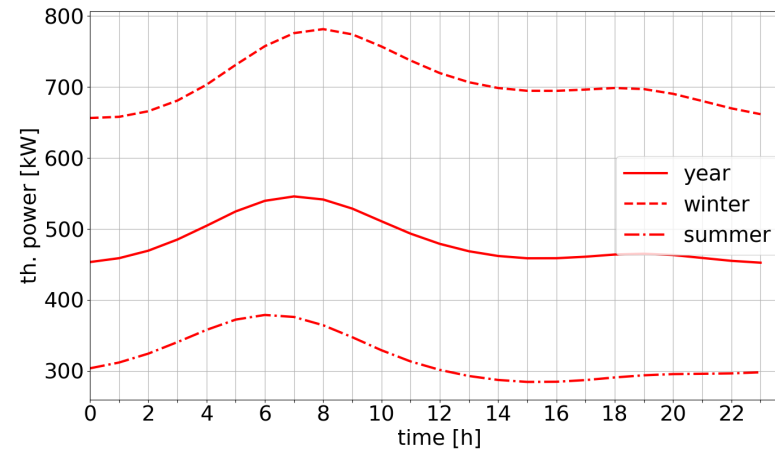
Energiebedarfe

Fallbeispiel – Krankenhaus



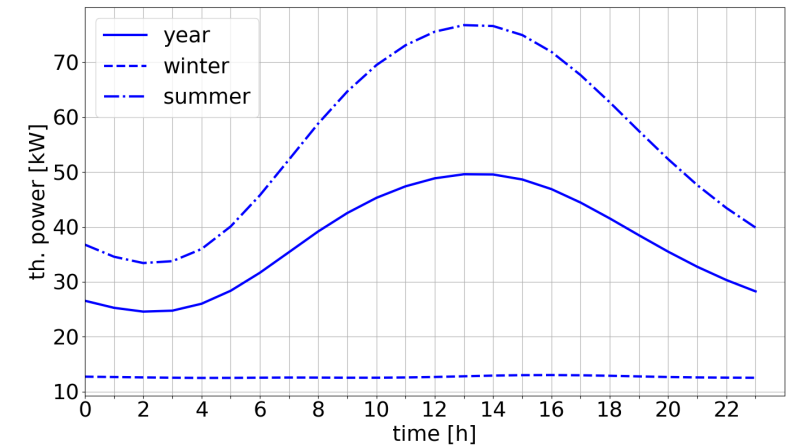
Durchschnittlicher Strombedarf

- nächtliche Grundlast bei 230 kW
- von 4:00 – 8:00 Uhr Anstieg auf 340 kW
- Mittagshoch mit +10 kW
- Bedarf im Winter 30 kW höher als im Sommer



Durchschnittlicher Wärmebedarf

- Grundlast bei 300 kW im Sommer; 650 kW im Winter
- Wärmepeak um 7:00 Uhr mit Erhöhung um 20 %
- zurück auf Grundlast um 15:00 Uhr



Durchschnittlicher Kältebedarf

- hoher Kältebedarf im Sommer
- niedrigster Bedarf um 3:00 Uhr bei 35 kW
- höchster Bedarf um 13:00 Uhr bei 78 kW
- Grundlast bei 13 kW im Winter

Szenarien

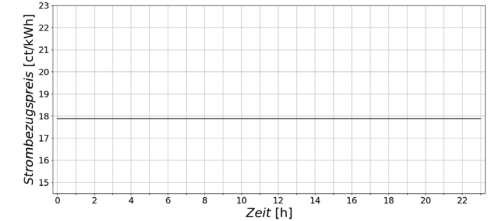
Zielgrößen Betriebsoptimierung

Fixer Strompreis (Referenz)



Konstante Preiszeitreihe nach Börsenstrompreis

Strombezug: 17,9 ct/kWh, Stromeinspeisung: 15.5 ct/kWh,
Volatilität: 0 ct/kWh,
Erdgaspreis: 3,77 ct/kWh (exkl. CO₂-Kosten)

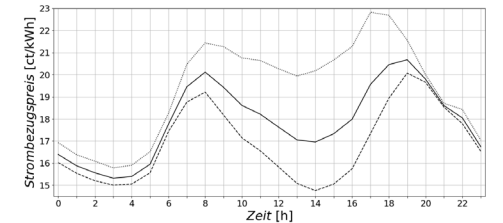


Dynamischer Strompreis



Volatile Preiszeitreihe nach Börsenstrompreis

Strombezug: \varnothing 17,9 ct/kWh, Stromeinspeisung: \varnothing 15.5 ct/kWh,
Volatilität: 1,42 ct/kWh,
Erdgaspreis: 3,77 ct/kWh (exkl. CO₂-Kosten)

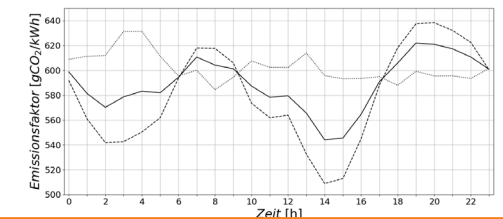


CO₂ - Emissionen



Volatile Emissionszeitreihe nach Grenzkraftwerk

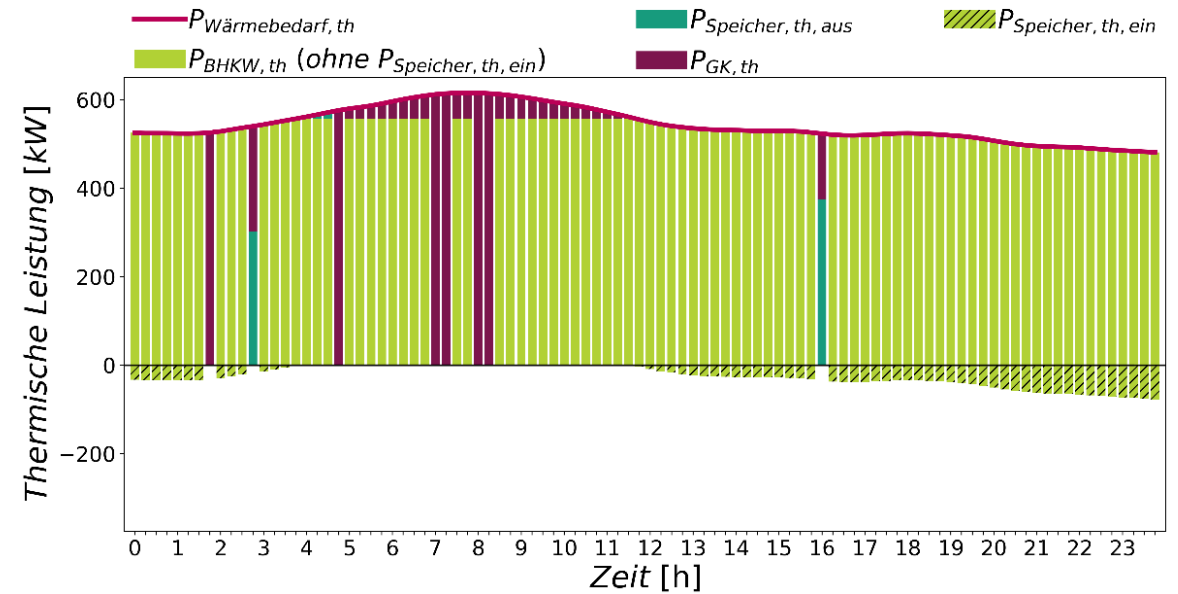
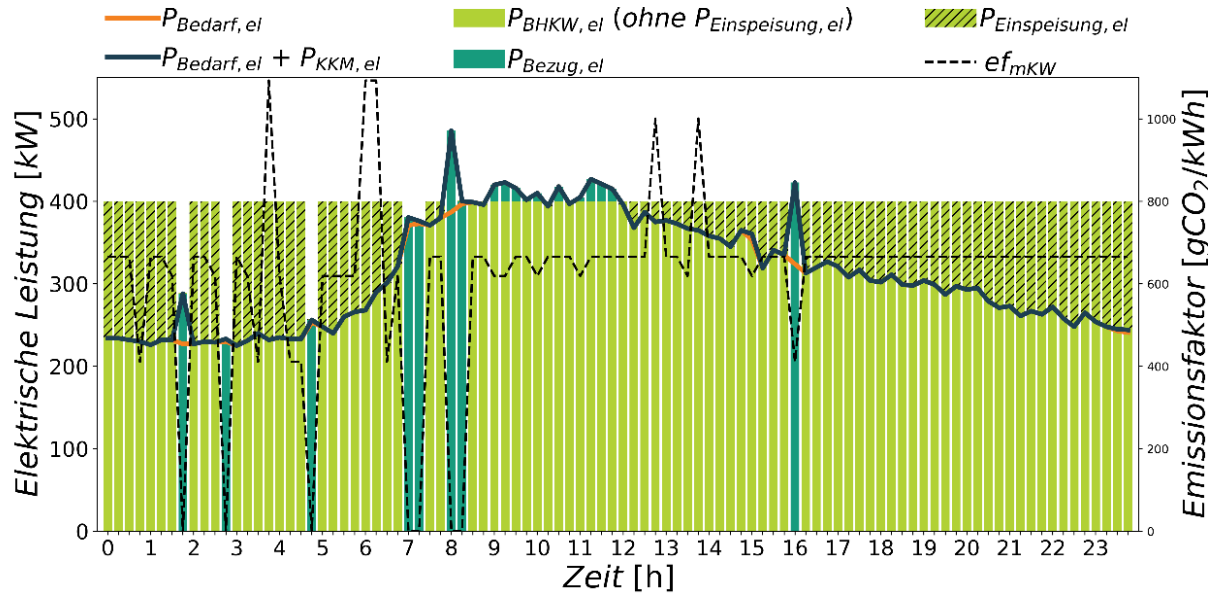
Min: 0,00 gCO₂/kWh, Max: 1093,00 gCO₂/kWh,
Mittelwert: 589,09 gCO₂/kWh, Volatilität: 90,06 gCO₂/kWh
Emissionsfaktor BHKW: 411,00 gCO₂/kWh



Quelle: Baumgärtner et al. (2019): Design of low-carbon utility systems: Exploiting time-dependent grid emissions for climate-friendly demand-side management. In: Applied Energy, 247 (RWTH-2019-04304), S. 755–765. doi: 10.1016/j.apenergy.2019.04.029

Lastverschiebung

Wintertag – Optimierung nach CO₂-Emissionen



Stromseite

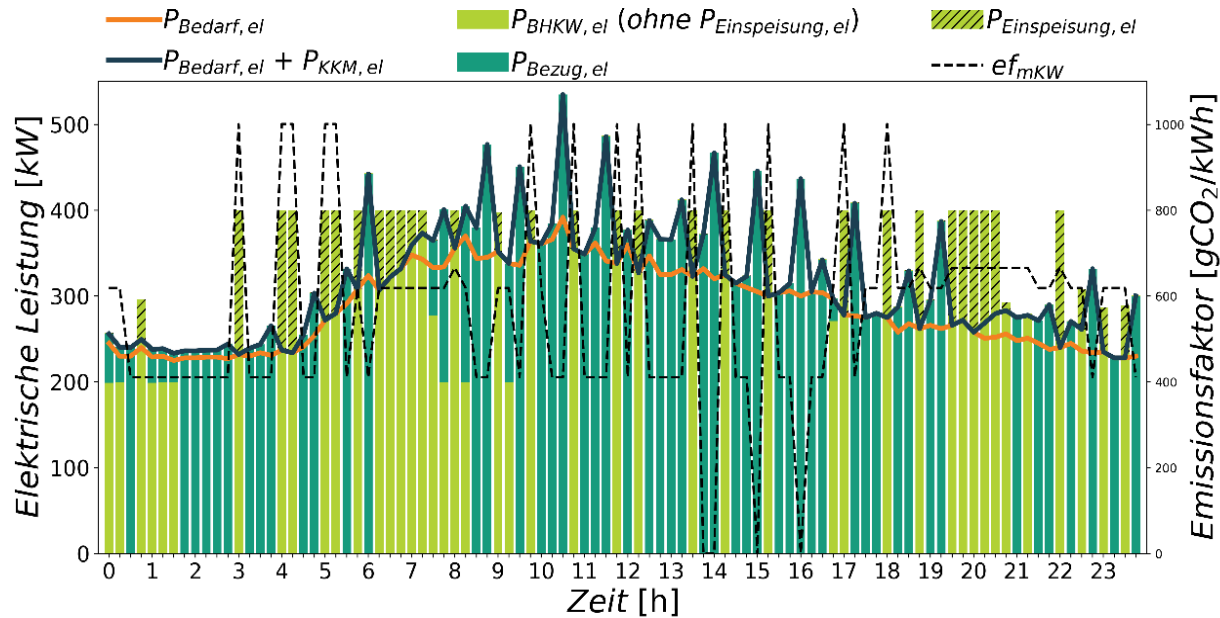
- Stromerzeugung des BHKW deckt fast vollständig den Strombedarf.
- Stromüberschuss wird in das Stromnetz eingespeist.
- Wenn Emissionsfaktor des Netzstroms kleiner CO₂- Emissionen des BHKW (411,00 gCO₂/kWh) -> BHKW aus.

Wärmeseite

- Wärmeerzeugung des BHKW deckt fast vollständig den Wärmebedarf.
- Zusätzlicher Wärmebedarf wird mit Speicher und Gaskessel gedeckt.

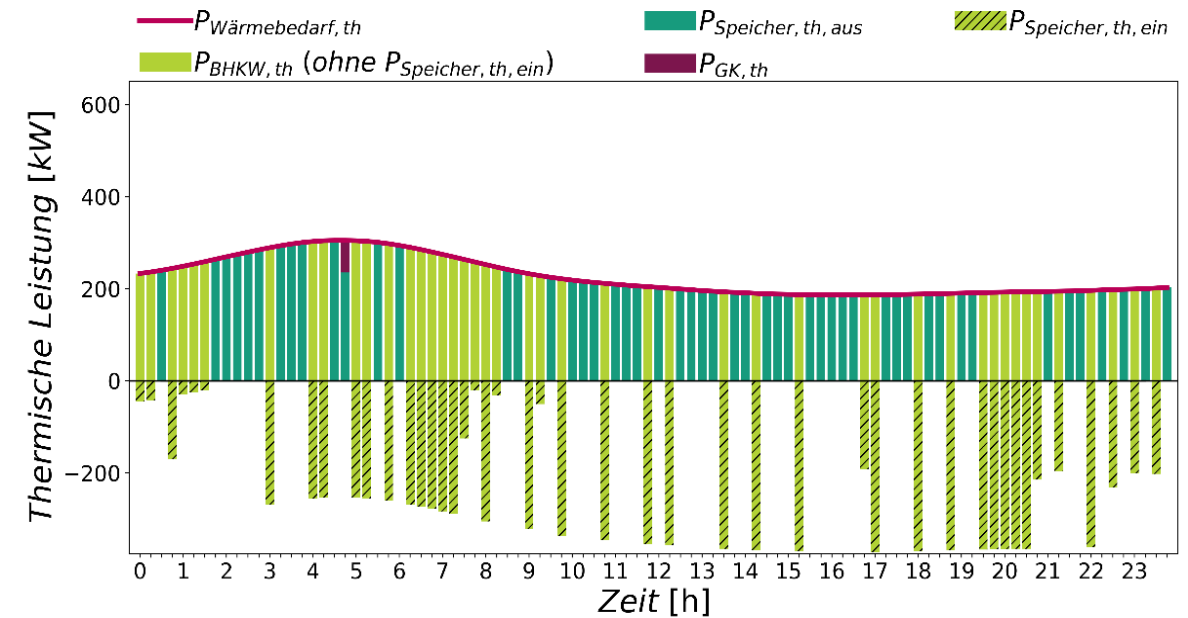
Lastverschiebung

Sommertag – Optimierung nach CO₂-Emissionen



Stromseite

- Aufgrund reduzierter Volllaststundenzahl des BHKW erhöht sich der Strombezug aus dem öfftl. Netz.
- Bei hohem Emissionsfaktor des Netzstroms wird bevorzugt Strom des BHKW eingespeist.



Wärmeseite

- Niedriger Wärmebedarf reduziert Volllaststundenzahl des BHKW. (Wärmebedarf < 50% Teillast BHKW)
- Speicher erhöht die BHKW Nutzung.

Kosten und Emissionen

Optimierter Jahresbetrieb

Fixer Strompreis (Referenz)	Dynamischer Strompreis	Dynamische CO2- Emissionen
Gesamtkosten	Einsparung Kosten	
288,95 T€	18,66 T€	5,33 T€
	6,46 %	1,84 %
CO2-Emissionen	Einsparung CO2-Emissionen	
1.482,15 tCO ₂	23,05 tCO ₂	95,72 tCO ₂
	1,56 %	6,46 %

Folglich:

- Zusatzkosten für die Einsparung zusätzlicher CO₂-Emissionen zwischen der Betriebsoptimierung nach einem dynamischen Tarif und CO₂-Emissionen bei **183 €/tCO₂**.
- > Bei Erhöhung der CO₂-Emissionskosten von Erdgas wird der optimierte Betrieb nach CO₂-Emissions wirtschaftlicher.

Einordnung:

- Aktuell liegen die CO₂-Emissionskosten bei **30 €/tCO₂**.¹
- Bis 2026 anstieg der CO₂-Emissionskosten auf **55 – 65 €/tCO₂**.¹
- EU-ETS lag 2022 durchschnittlich bei **80,32 €/tCO₂**.

Quelle: Umwelt Bundesamt DEHSt
1: Deutsches nationales Emissionssystem nEHS.

Zusammenfassung und Ausblick

Der optimierte
Betrieb von
dezentralen cross-
sektoralen
Energiesystemen
ermöglicht ...

1

... Lastverschiebung und dadurch die Substitution von flexiblen fossilen Kraftwerken.

2

... geringe CO₂ Einsparungen durch eine Betriebsoptimierung nach dem Börsenstrompreis.

3

... signifikante CO₂ Einsparungen durch eine Betriebsoptimierung nach CO₂-Emissionen.

4

... erhöhte Wirtschaftlichkeit bei einer Betriebsoptimierung nach CO₂-Emissionen, wenn der CO₂-Emissionspreis steigt.

Kontakt

Sebastian Berg, M.Sc.
Energiesystemoptimierung
Tel. +49 208 8598-1702
sebastian.berg@umsicht.fraunhofer.de

Fraunhofer UMSICHT
Osterfelder Str. 3
46047 Oberhausen
www.umsicht.fraunhofer.de



Fraunhofer Institute for
Environmental, Safety and Energy
Technology UMSICHT