

Dimitrios Glynos

Fakultät Wirtschaftswissenschaft | Professur für Energiewirtschaft

# Systemische Effekte von Förderung und Stromtarifen unter aktuellen Marktbedingungen

# Marktentwicklungen treiben Diskussion zu Tarif- und Fördersystemen

## Investitionsmodell für dezentrale Haushaltssysteme

- Haushaltsdaten, PV-Potenzial, Baujahr, Anwohnerzahl etc.



# Aktuelle Tarif- und Fördersysteme begünstigen Eigenverbrauch

- Kostenverfall



*PV + Batterie bereits heute wirtschaftlich – insbesondere bei großen Haushalten*

(Wirth, H. 2026: Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland, Fraunhofer ISE)

- Überdimensionierung



*Einspeisevergütung begünstigt die Überdimensionierung von Batteriespeichern*

(Weniger, Orth, Meissner, Schreier & Munzke 2025: Stromspeicher-Inspektion 2025)

- Eigenverbrauch



*Tarife und Förderung setzen starke Anreize zur Maximierung des Eigenverbrauchs*

(Lorenz, Bayer, Pruckner, Staake & Hopf, 2026: Do dynamic electricity tariffs change the gains of residential PV-battery systems?)

- Verteilungswirkung

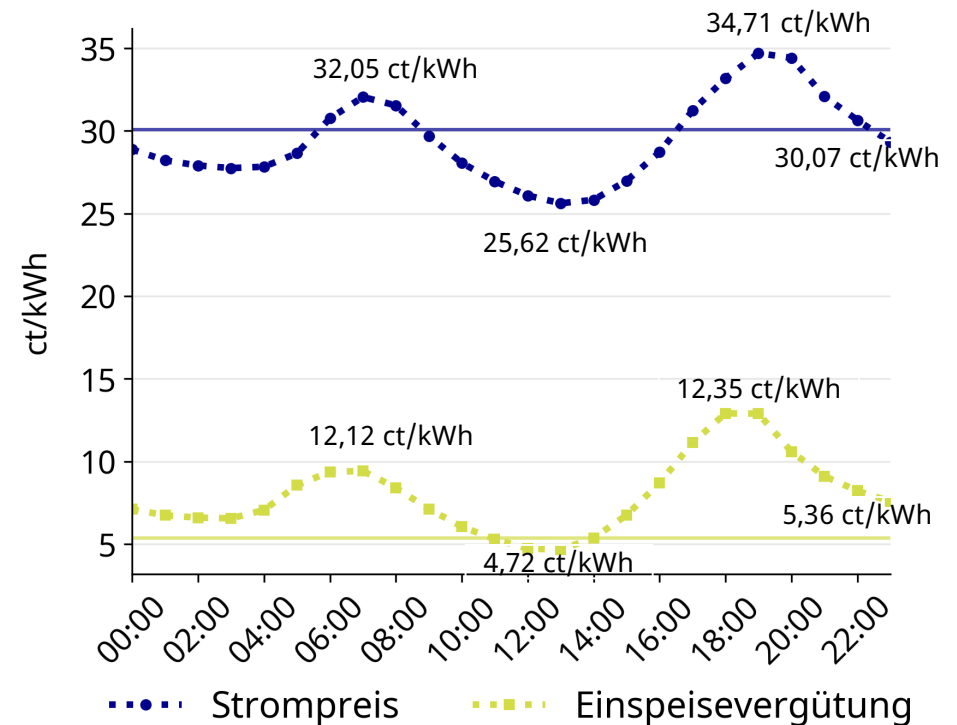


*Entsolidarisierung der Netznutzung und Vorteile für große Haushalte*

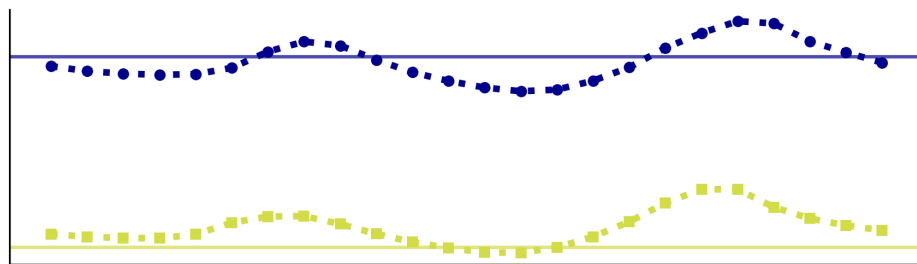
(Wendlinger, Hinterstocker, & Praktiknjo 2026: The flexibility divide—How socioeconomic conditions shape grid-based flexibility in Germany)

# Tarifvergleich isoliert Effekte zeitlicher Flexibilität

- Börsenstrompreis Deutschland 2024 als Ausgangspunkt (Netztransparenz.de)
- Preisbildung Haushaltsstrom:  
Börsenpreis zzgl. **regulatorischer Preisbestandteile** → ca. **16,84 ct/kWh** zzgl. **19 % MwSt.**  
(Stromsteuer, Konzessionsabgabe, KWK-Umlage, §19 StromNEV-Umlage, Offshore Netzumlage, Netzentgelt)
- Feste Strom- und Einspeisepreise = verbrauchs-/einspeisegewichtete Mittelwerte der 1-h-Preise
- Wirtschaftliche Unterschiede entstehen durch zeitliche Flexibilität, nicht durch absolute Preise



# Vergleich der Netzentgelte isoliert die Anreize der Netznutzung



- Ersetzung volumetrischer durch kapazitätsbasierte Netzentgelte
- Kosten durch Netzbeanspruchung, nicht durch absolute Preise (Jährlicher Leistungspreis: 143,44 €/kW bzw. volumetrisches Netzentgelt von ca. 10,4 ct/kWh)

| Szenario       | Kürzel | Strompreis | Einspeisevergütung | Leistungspreis |
|----------------|--------|------------|--------------------|----------------|
| Fest-Fest      | FF     | konstant   | konstant           | nein           |
| Dyn-Fest       | DF     | dynamisch  | konstant           | nein           |
| Fest-Dyn       | FD     | konstant   | dynamisch          | nein           |
| Dyn-Dyn        | DD     | dynamisch  | dynamisch          | nein           |
| Fest-Fest + CC | FF_CC  | konstant   | konstant           | ja             |
| Dyn-Fest + CC  | DF_CC  | dynamisch  | konstant           | ja             |
| Fest-Dyn + CC  | FD_CC  | konstant   | dynamisch          | ja             |
| Dyn-Dyn + CC   | DD_CC  | dynamisch  | dynamisch          | ja             |

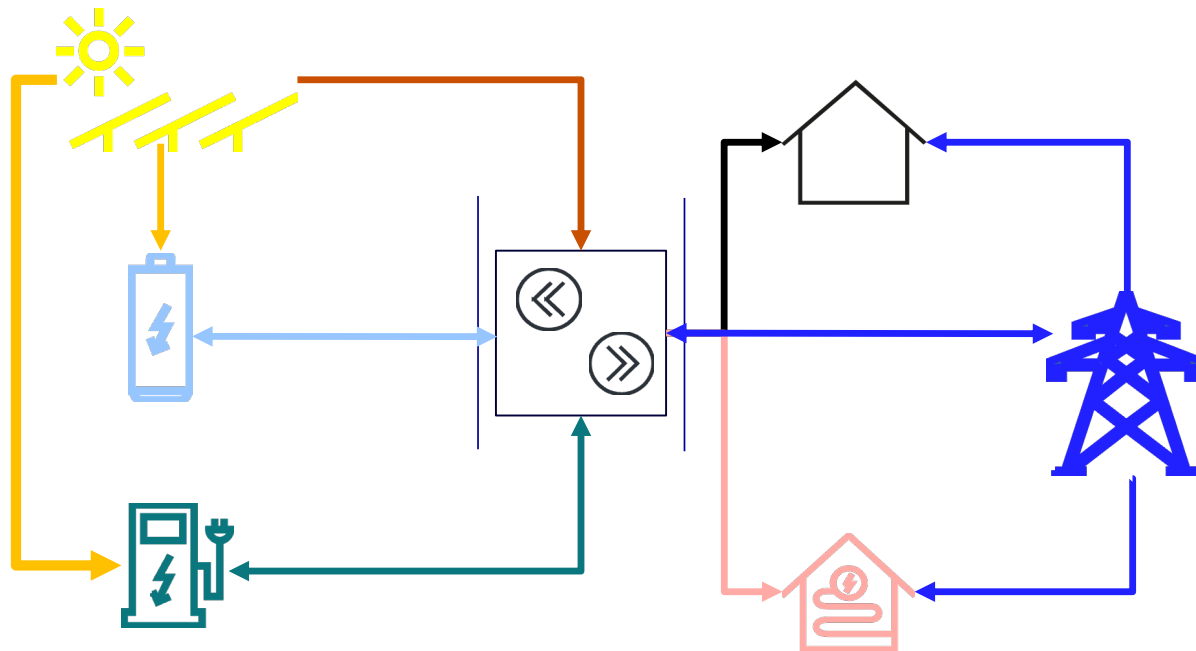
# Inputdaten der Haushalte

1. Stromprofil
2. Wärmebedarf
3. PV-Potenzial
4. Fläche
5. Baujahr
6. Anwohnerzahl



# Fundamentalmodell optimiert die Investition der Haushalte

Zielfunktion: min:       + Netzentgelt - Einspeisevergütung



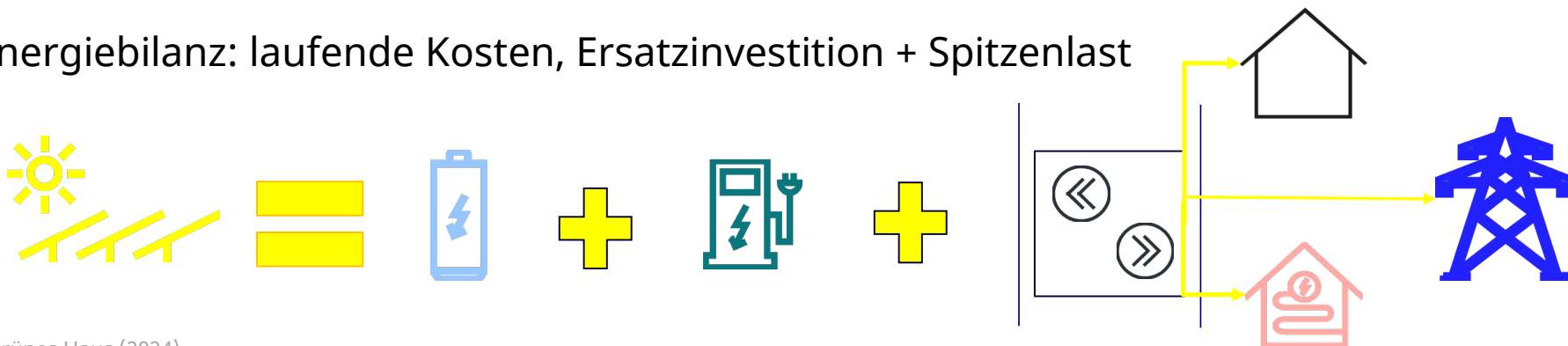
# PV-Gleichungen werden als lineares Optimierungsproblem modelliert

Kapazitätsgleichung:  $PV_{Erzeugung} = PV_{cap} \cdot avail$

lineare Kostenfunktion<sup>1</sup>:  $CAPEX_{pv} = 2000 \text{ €} + PV_{cap} \cdot 800 \frac{\text{€}}{\text{kWp}}$ ;  $OPEX_{pv} = PV_{cap} \cdot var_{pv}$

Skaleneffekte berücksichtigt durch Fixkostenanteil (ähnliche Planungs- und Montagekosten bei 5–10 kWp)

Energiebilanz: laufende Kosten, Ersatzinvestition + Spitzenlast



<sup>1</sup> Grünes Haus (2024)

# Batteriespeicher-Gleichungen berücksichtigen Degradation und sind nichtlinear



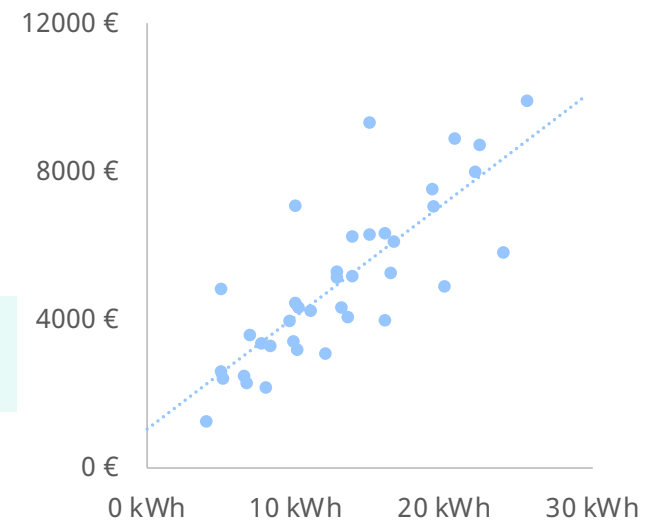
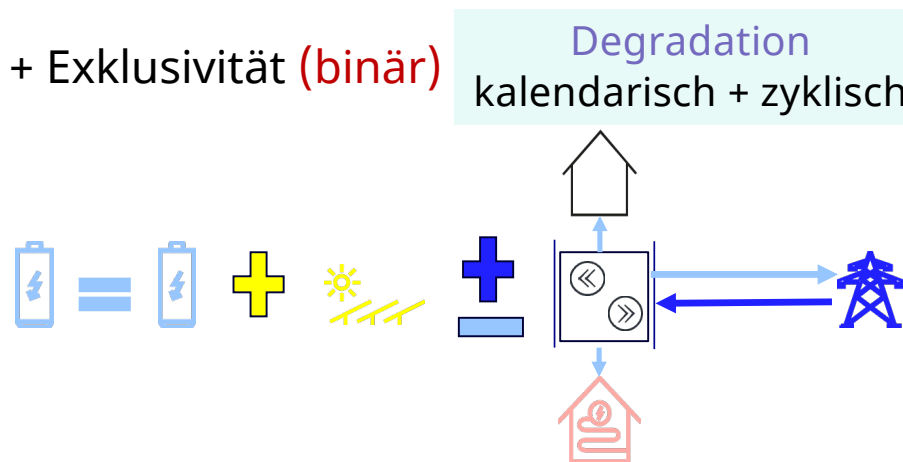
Kapazitätsgleichung:  $\max \text{Battery} = Batt_{cap} \cdot degrad$

Kostenfunktion:  $CAPEX_{batt} = 304,45 \text{ €} + Batt_{cap} \cdot 800 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}$

OPEX  $Batt_{cap}$  :

Energiebilanz SOC + Exklusivität (binär)

SOC

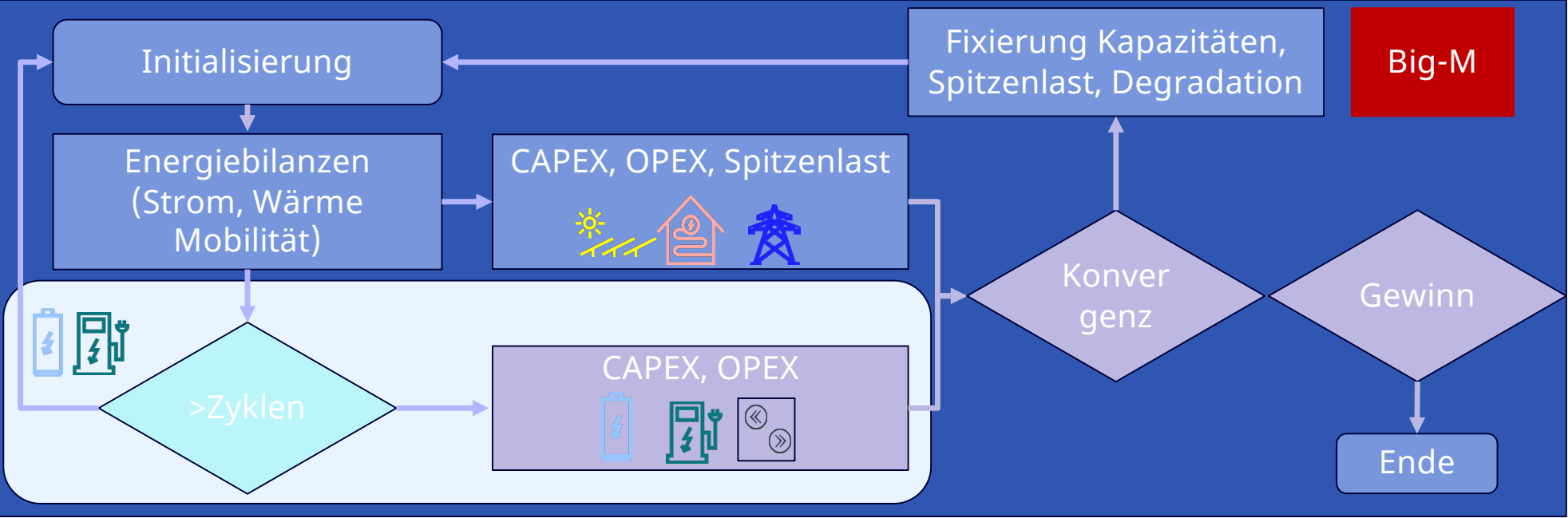


40 Modelle von 8 Herstellern

Vergleichsportale (2025)

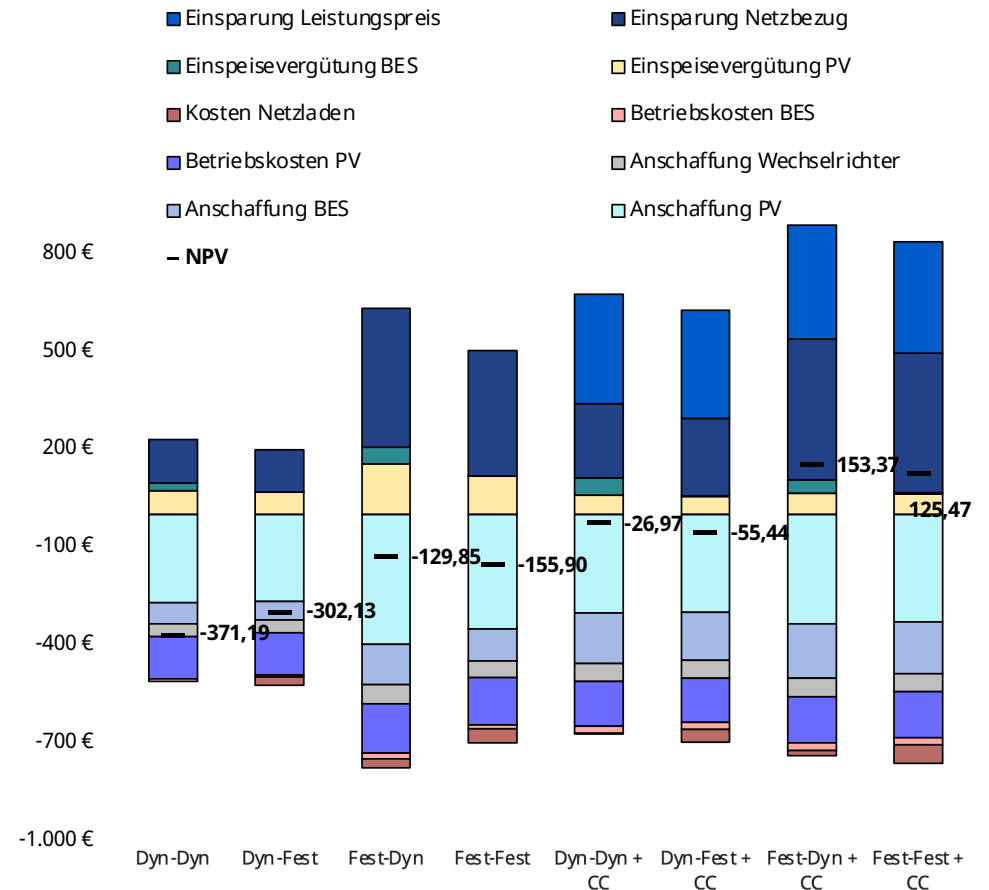
# Exponentielle Nichtlinearitäten werden iterativ angenähert

Zielfunktion: min:         - Einspeisevergütung



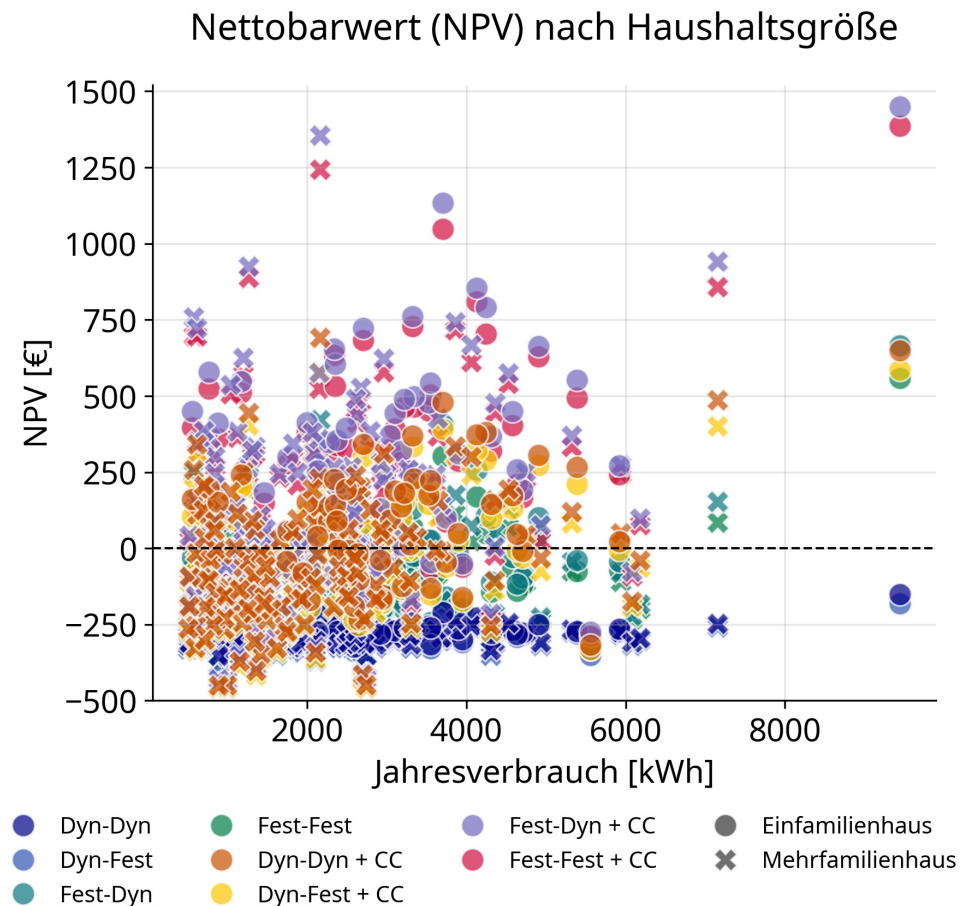
# Wirtschaftlichkeitsanalyse

- Größter Hebel: Maximierung des Eigenverbrauchs und Vermeidung von Netzbezug
- Einsparungen steigen, wenn Netzentgelte teilweise umgangen werden
- Dynamische Tarife erfordern hohe Verbrauchsflexibilität und verschlechtern oft die Wirtschaftlichkeit
- Trotz gesunkener Kosten ist eine Investition für viele Haushalte unwirtschaftlich

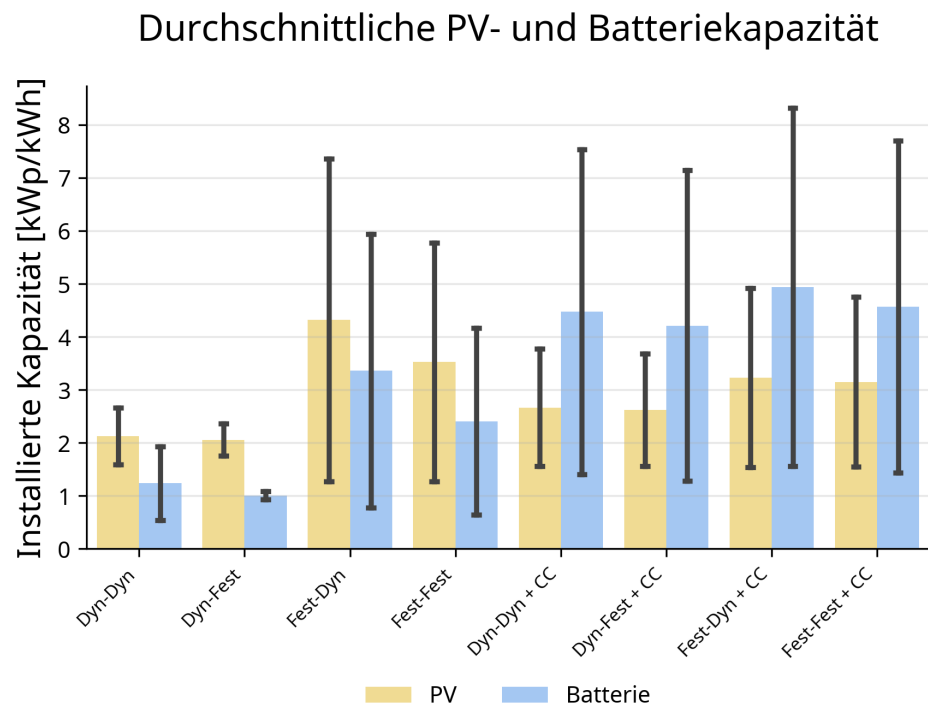


# Einfamilienhäuser wirtschaftlich im Vorteil

- Absolute Einsparungen insgesamt begrenzt
- Wirtschaftlichkeit auch bei kleinen Verbräuchen möglich, abhängig von Tarif und Lastprofil
- Bei gleichem Jahresverbrauch höhere Rentabilität in Einfamilienhäusern, getrieben durch größeres PV-Potenzial



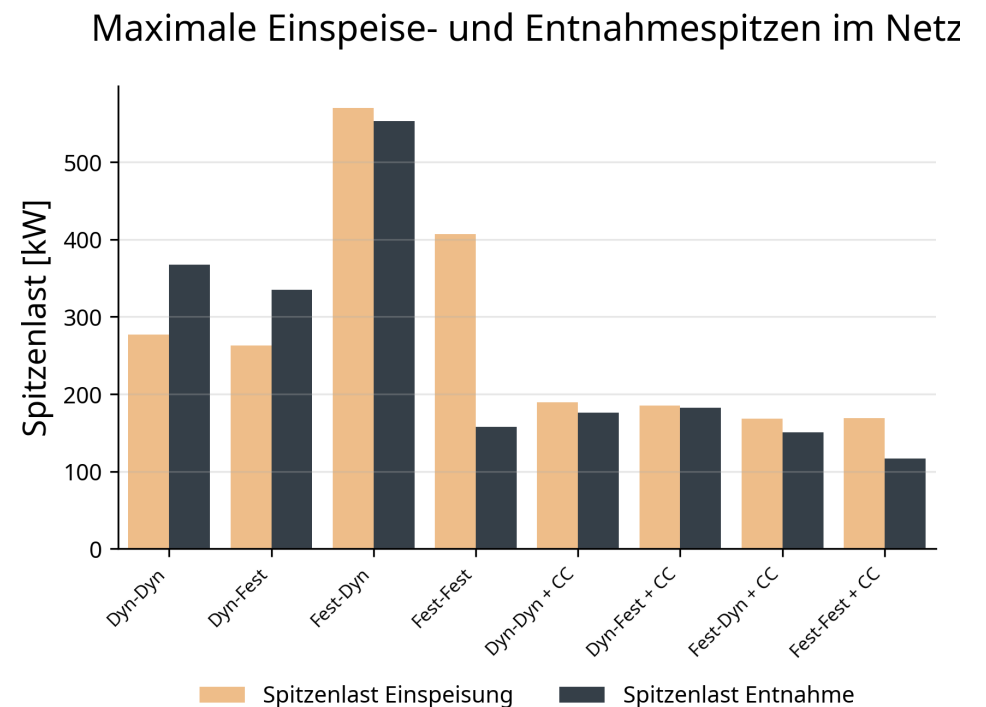
# Eigenverbrauchmaximierung dominiert Preissignale



- **Strommarktvolatilität** erzeugt auf Haushaltsebene **keine dominanten Investitionsanreize** gegenüber Eigenverbrauchsoptimierung
- **Kapazitätsbasierte Netzentgelte** fördern **größere Batteriespeicher**, da sie zusätzliche Einsparungen ermöglichen, indem Netzentgelte umgangen werden
- **Dynamische Einspeisevergütung** begünstigt **größere PV-Anlagen** bei **gleicher** durchschnittlicher **Vergütungshöhe**

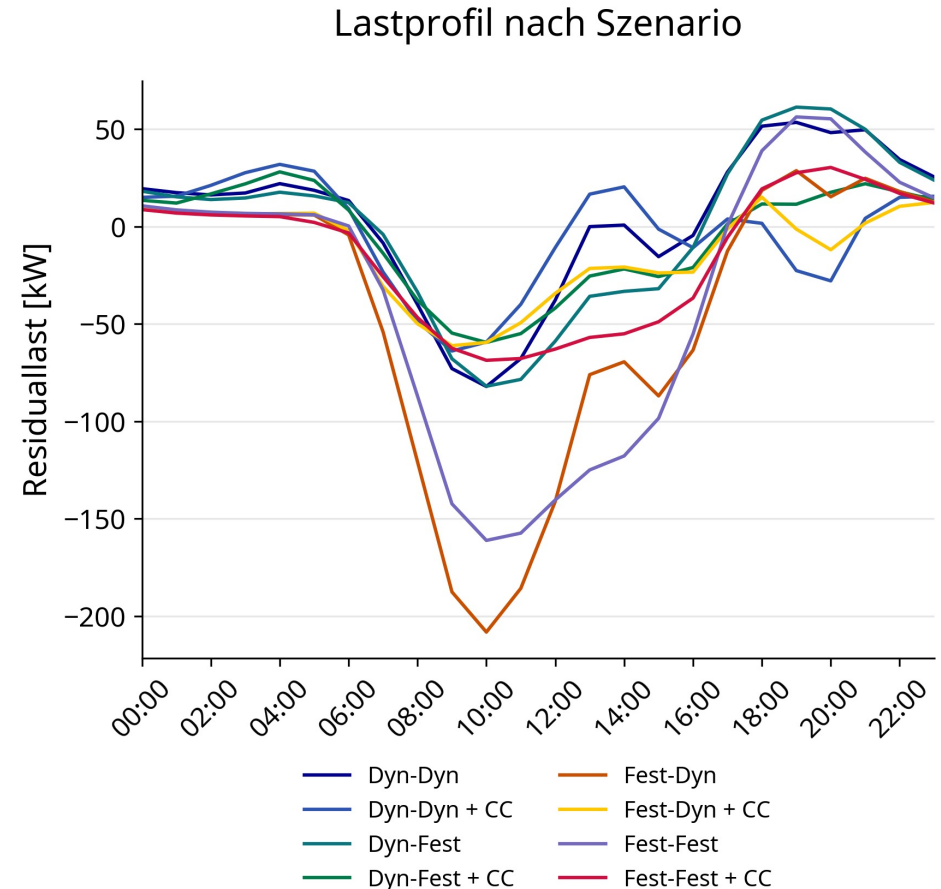
# Spitzenlasten können je nach Tarifdesign fast verdreifacht werden

- **Symmetrische Spitzenlasten:** Einspeisung und Entnahme erreichen **ähnliche Spitzenwerte**
  - **Bedeutung von Gleichzeitigkeiten:** Die zeitliche Überschneidung von Lastspitzen und Einspeisung beeinflusst die Netzauslegung
- Flexibilitätspotenzial im Projektkontext
- Kapazitätspreis wichtiges Instrument, um Spitzenlasten zu reduzieren



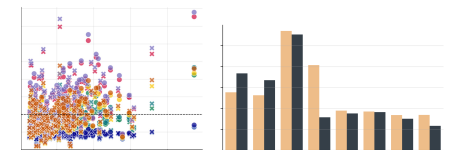
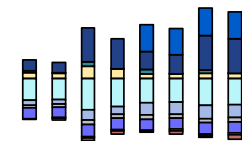
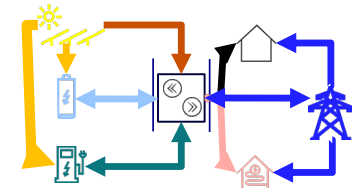
# Tarifdynamik verschiebt Lastprofile und Mittagsspitzen

- Dynamische Tarife erfordern höhere Flexibilität der Haushalte und glätten Verbrauchsprofile
- Mittagsspitzen werden abgemildert, Lastspitzen verschieben sich in andere Tageszeiten
- Eigenverbrauchsoptimierung wird wichtiger, um von günstigen Zeitfenstern zu profitieren



# Worauf bei der Ausgestaltung neuer Tarifsysteme zu achten ist

- Technoökonomische Daten für WP und EV
- **Einspeisevergütung**: Weiterhin sinnvoll zur Erreichung der PV-Ziele, da Wirtschaftlichkeit vieler Haushalte noch begrenzt ist
- Maximierung des **Eigenverbrauchs**:  
Strommarktvolatilität geringer als vermiedener Netzbezug
- **Große Einfamilienhäuser** profitieren stärker durch höheres technisches PV-Potenzial und höheren Verbrauch
- Steigender Eigenverbrauch führt zu Entsolidarisierung der Netzkosten → kapazitätsbasierte Netzentgelte könnten Spitzenlasten und Netzausbau reduzieren



# DIGITECHNETZ

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages



**robotron**  
datenbank-software



Ein Unternehmen der SachsenEnergie

**emsys grid**  
services



Dimitrios Glynos/ TU Dresden  
[dimitrios.glynos@tu-dresden.de](mailto:dimitrios.glynos@tu-dresden.de)

# Quellen

21 Solarmodule im Test und Vergleich (2025/2026). (n.d.). Retrieved February 12, 2026, from <https://gruenes.haus/solarmodule-test-vergleich/>

pyramecium-technology-models/examples/simple\_german.ipynb at main · sasanjac/pyramecium-technology-models · GitHub. (n.d.). Retrieved February 12, 2026, from [https://github.com/sasanjac/pyramecium-technology-models/blob/main/examples/simple\\_german.ipynb](https://github.com/sasanjac/pyramecium-technology-models/blob/main/examples/simple_german.ipynb)

Reuther, T., & Kost, C. (2024). PHOTOVOLTAIK-UND BATTERIESPEICHERZUBAU IN DEUTSCHLAND IN ZAHLEN Auswertung des Marktstammdatenregisters Stand Februar 2024. [www.ise.fraunhofer.de](http://www.ise.fraunhofer.de)

# Quellen



Tobias Reuther, von, Fluri, V., & Nolte, H. (2025). Wissenschaftliche Analysen zu ausgewählten Aspekten der Statistik erneuerbarer Energien und zur Unterstützung der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik Fachbericht Photovoltaik. <https://doi.org/10.60810/openumwelt-7685>

Wendlinger, E., Hinterstocker, M., & Praktiknjo, A. (2025). The flexibility divide-How socioeconomic conditions shape grid-based flexibility in Germany. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2025.104482>

Wirth, H., & Ise, F. (2026). Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. [www.pv-fakten.de,Fassungvom15.01.2026](http://www.pv-fakten.de,Fassungvom15.01.2026)

# Wechselrichter Gleichungen

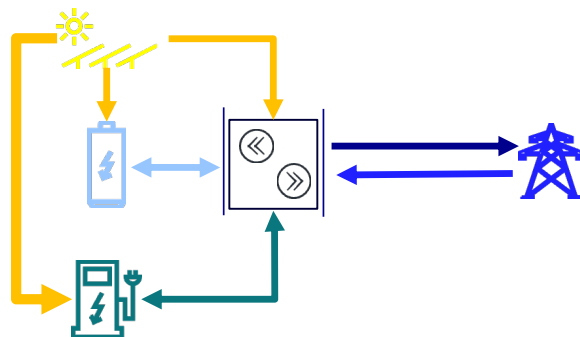
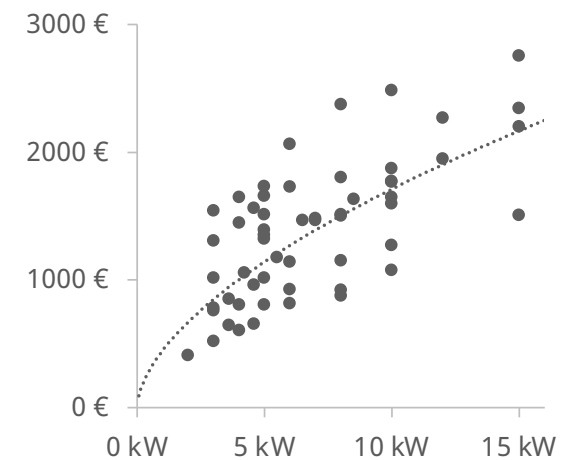


Kapazitätsgleichung:  → 

exponentielle Kostenfunktion:  $CAPEX_{inv} = 514,67 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \cdot INV_{cap}^{0,8843}$

OPEX( $INV_{cap}$ ): laufende Kosten, Ersatzinvestition + Spitzenlast

Netzexklusivität: **Binäre Variable**



# EV-Gleichungen



Kapazitätsgleichung<sup>2</sup>:  $\max \text{ [Charging Station Icon]} = \text{ [Car Icon]} \cdot avail_{EV}$

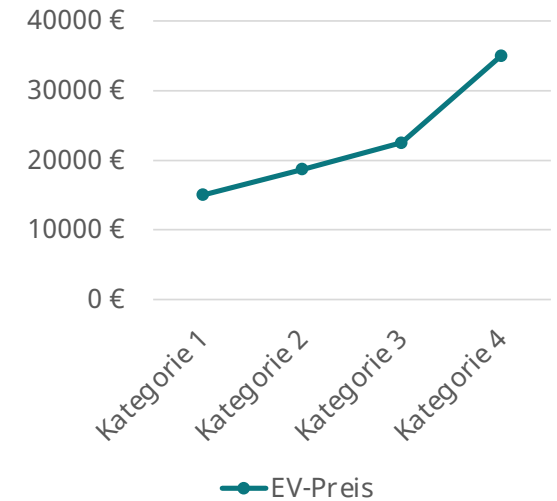
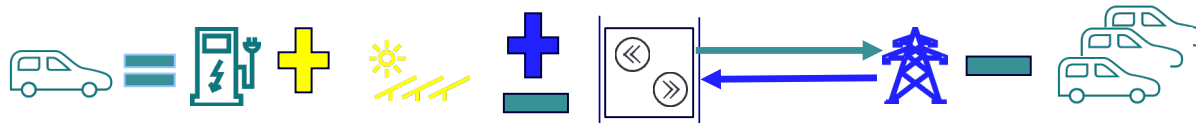
Verfügbarkeitsfenster und Zeitreihen

exponentielle Kostenfunktion:  $CAPEX_{EV} = 514,67 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \cdot EV_{cap}^{0,8843}$

OPEX( $EV_{cap}$ ): laufende Kosten, Ersatzinvestition + Dump-Mobilität

Energiebilanz SOC + Exklusivität (binär)


SOC



<sup>2</sup> Pyramecium (2024)

# Wärmepumpe Gleichungen



Kapazitätsgleichung:   $\leq HP_{cap}$

Wärmeerzeugung<sup>3</sup>:  =   $\cdot cop_{HP}$  

Verfügbarkeitsfenster und Zeitreihen<sup>4</sup>, Wasserspeicher

exponentielle Kostenfunktion ? OPEX: laufende Kosten, Ersatzinvestition + Dump-Wärme

Energiebilanz<sup>5</sup> in SOC:  $SOC_{HP}(p) = h_{sto_{in}} + \sum_{t < p} [Q_{HP}(t) - (dem_Q(t) - con_Q(t))] \cdot q_2(\Delta T)$

$$SOC_{HP}(p) = \text{House} + \text{Kettle} + \text{Radiator} + \text{Thermometer}$$

<sup>3,5</sup> EffiziEntEE, <sup>4</sup>Pyramecium (2024)

# Einfamilienhäuser wirtschaftlich im Vorteil

- Absolute Einsparungen insgesamt begrenzt
- Wirtschaftlichkeit auch bei kleinen Verbräuchen möglich, abhängig von Tarif und Lastprofil
- Bei gleichem Jahresverbrauch höhere Rentabilität in Einfamilienhäusern, getrieben durch größeres PV-Potenzial

Eigenverbrauch nach Szenario und Gebäudetyp

