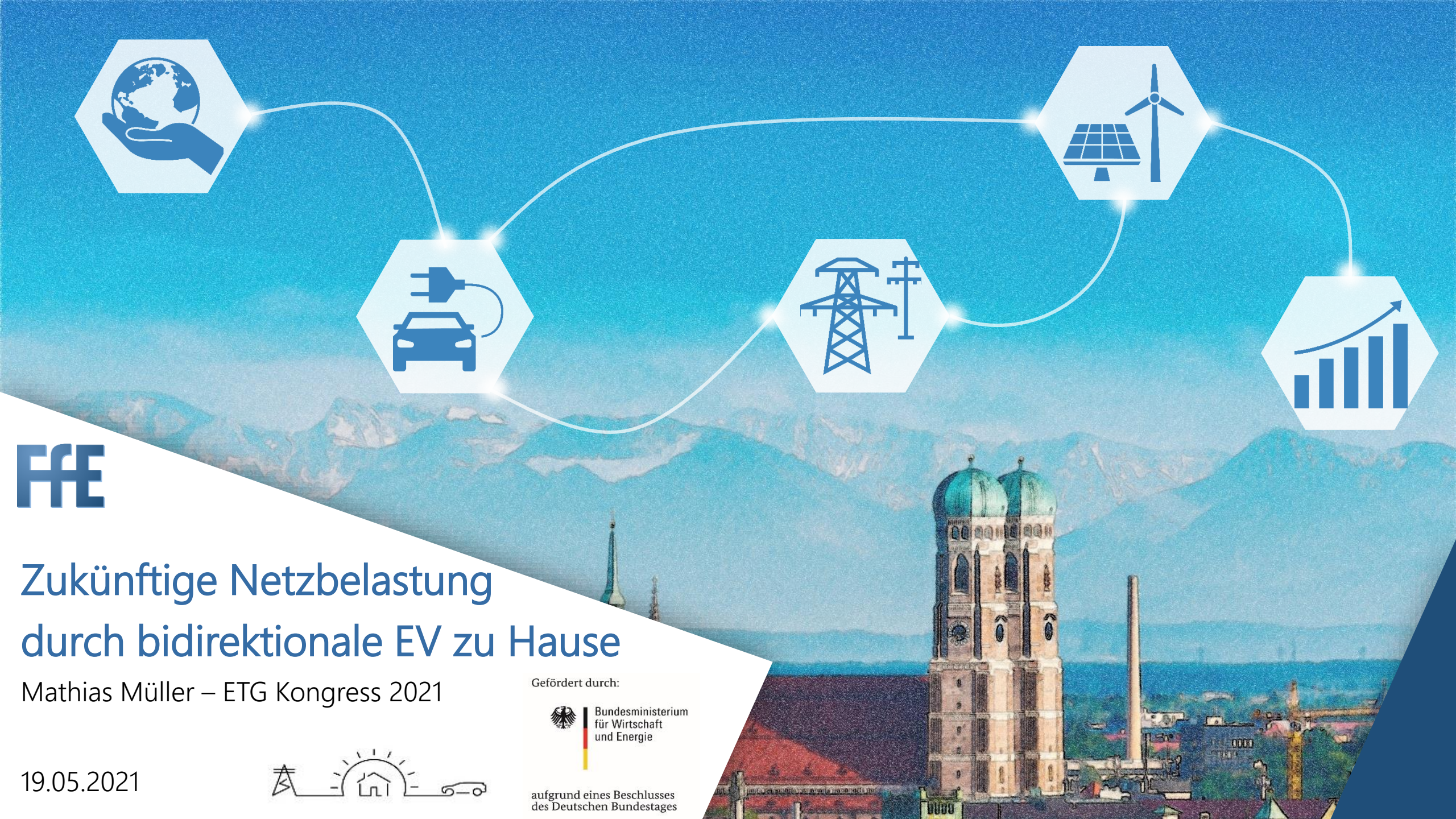


# Zukünftige Netzbelastung durch bidirektionale EV zu Hause

Mathias Müller – ETG Kongress 2021

19.05.2021

Gefördert durch:

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

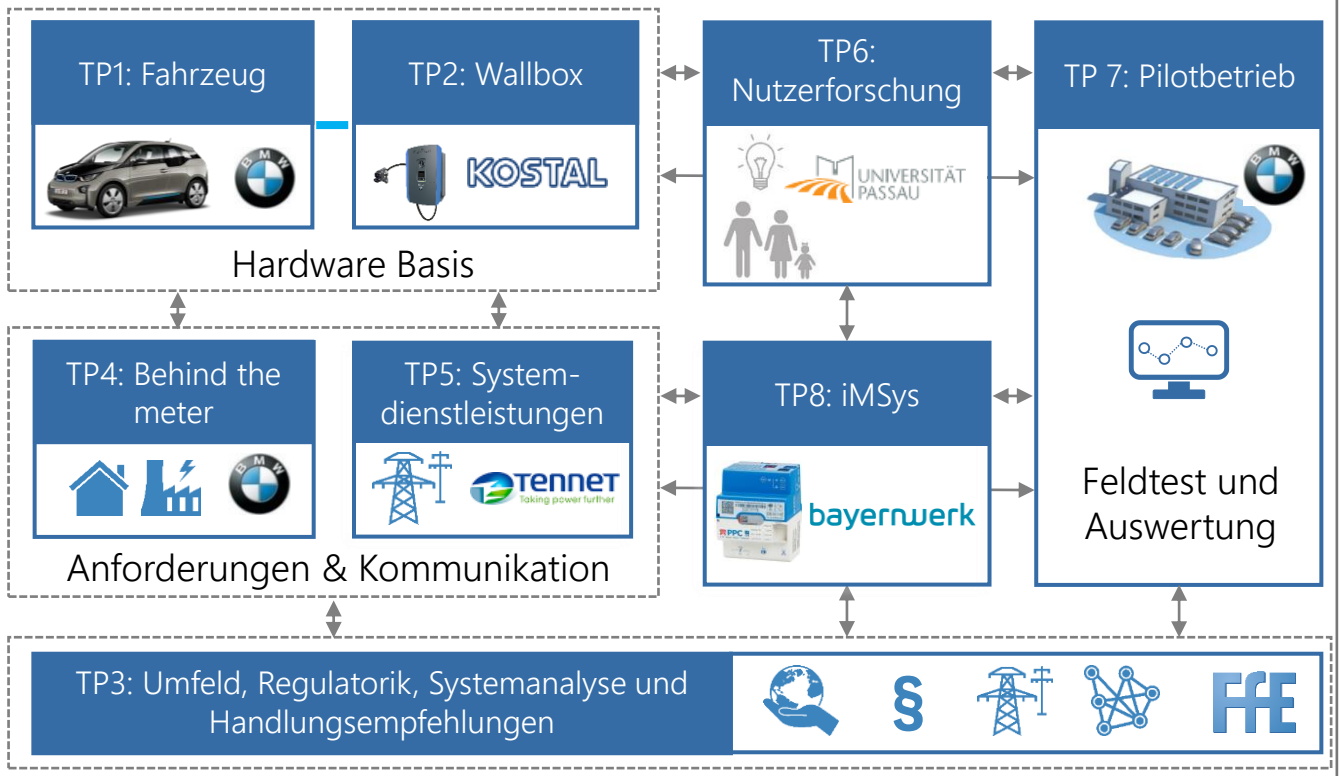
aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

# Bidirektionales Lademanagement – BDL
# Elektrofahrzeuge stützen das Stromnetz

## Projektziele

- Use Cases zur systemdienlichen Nutzung von Flexibilitäten
- Wirtschaftliche Umsetzung techn. Lösungskonzepte zu den Use Cases
- Prüfung Regulatorik auf Umsetzbarkeit der Use Cases (Kompatibilität zum GDEW)
- Demonstration der Kundenwertigkeit, sowie der Systemdienlichkeit
- Nachweis der Wirtschaftlichkeit und des $CO_2$-Vorteils
- Analyse der Auswirkungen auf die Stromnetze

## Projektübersicht

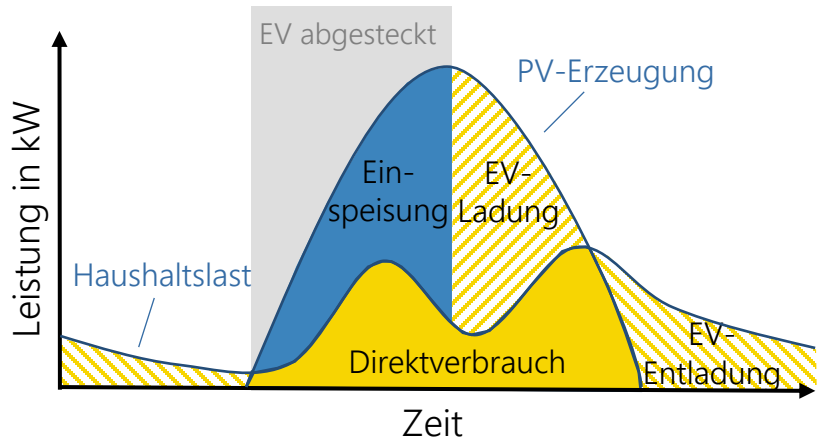



Weitere Informationen unter ww.ffe.de/bdl

# Betrachtete Vehicle-to-Home Use Cases

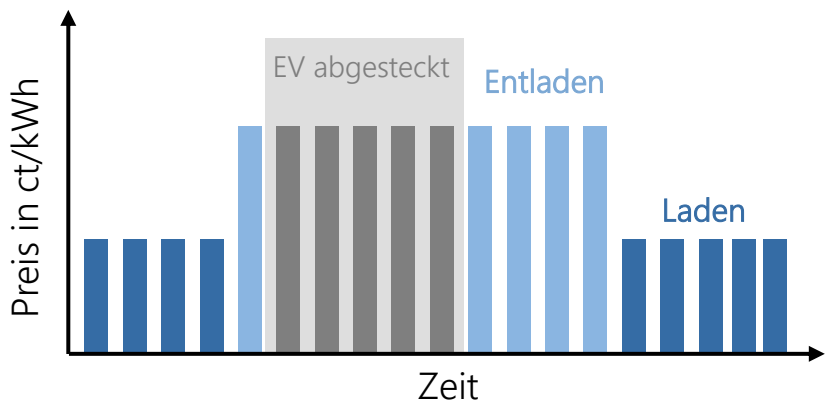
## Eigenverbrauchserhöhung

Erhöhung des Eigenverbrauchs von selbsterzeugtem Strom (z. B. durch eine PV-Anlage) bzw. Reduktion des Netzbezugs durch Zwischenspeicherung des Überschussstroms in der Fahrzeugbatterie und Versorgung des Haushalts aus der Batterie des bidirektionalen Fahrzeugs.




## Tarifoptimiertes Laden

Ausnutzung von zeitlich variablen Stromtarifen durch Laden zu Zeitpunkten mit niedrigen Strompreisen und Entladen der Fahrzeugbatterie zur Versorgung des Haushalts zu Zeiten mit hohen Strompreisen. (Ohne Netzrückspeisung)




Optimierungsziele: Minimierung der Energiekosten je Haushalt.

# Übersicht Modellierung in GridSim

## Initialisierung:

1. Import Netztopologie
2. Zuweisung Komponenten zu Netzknoten
3. Dimensionierung Verbraucher und Komponenten
4. Import/Synthese statische Lastgänge (z. B. Haushalt)
5. Parametrisierung Ladestrategien/Betriebsweisen

## Dynamische Modellierung/ Optimierung der Lastgänge

(basierend auf P, Q, U, I und Kosten)

## Lastflussberechnung je Zeitschritt

## Ergebnissicherung (je Zeitschritt und Objekt)

Leistungen | Spannungen | Ströme | Reglerzustände | SoC

## Auswertungen

Spannungsgrenzen | Auslastungen | Eigenverbrauch | CO2 | Kosten

# Übersicht der Optimierung & Input-Parameter

## Nutzerparameter

**Bewohnertyp**
Nach Bewohneranzahl & Beschäftigungsverhältnis

**Nutzertyp**
Pendler / Nicht-Pendler

**Sicherheits SoC**
30 %

**Ziel SoC bei Abfahrt**
wird optimiert

**Haushaltsausstattung**
50 % PV-Anlagen
(75 % 9 kW | 25 % 5,5 kW)

**Max. Betriebsstunden**
unbegrenzt

## Fahrzeugparameter

**Kapazität**
38 | 60 | 100 kWh
(26,3 | 41,3 | 32,4 %)

**Lade- / Entladeleistung**
11 kW

**Wirkungsgrade**
Laden: 92,5 %
Entladen: 92 %

50 % der Haushalte haben ein EV

## ResOpt

**Perfekte Voraussicht**

**Prognose – Rollierende Optimierung**

Bidirektionales Lademodell (bidi)

Gesteuertes Lademodell (uni)

Direkt – Lademodell (Reference)

## Marktparameter

**Tarifstruktur Strompreis**
Konstant, Spotmarkt,
(HT/NT, Lastabhängig)

**Tarifstruktur PV-Vergütung**
versch. EEG-Vergütungen,
(Direktvermarktung)

**Marktdesign**
EEG-Umlage Eigenverbrauch

Fahrzeug-, Nutzer- und Marktparameter sowie das Lademodell sind flexibel wählbar.

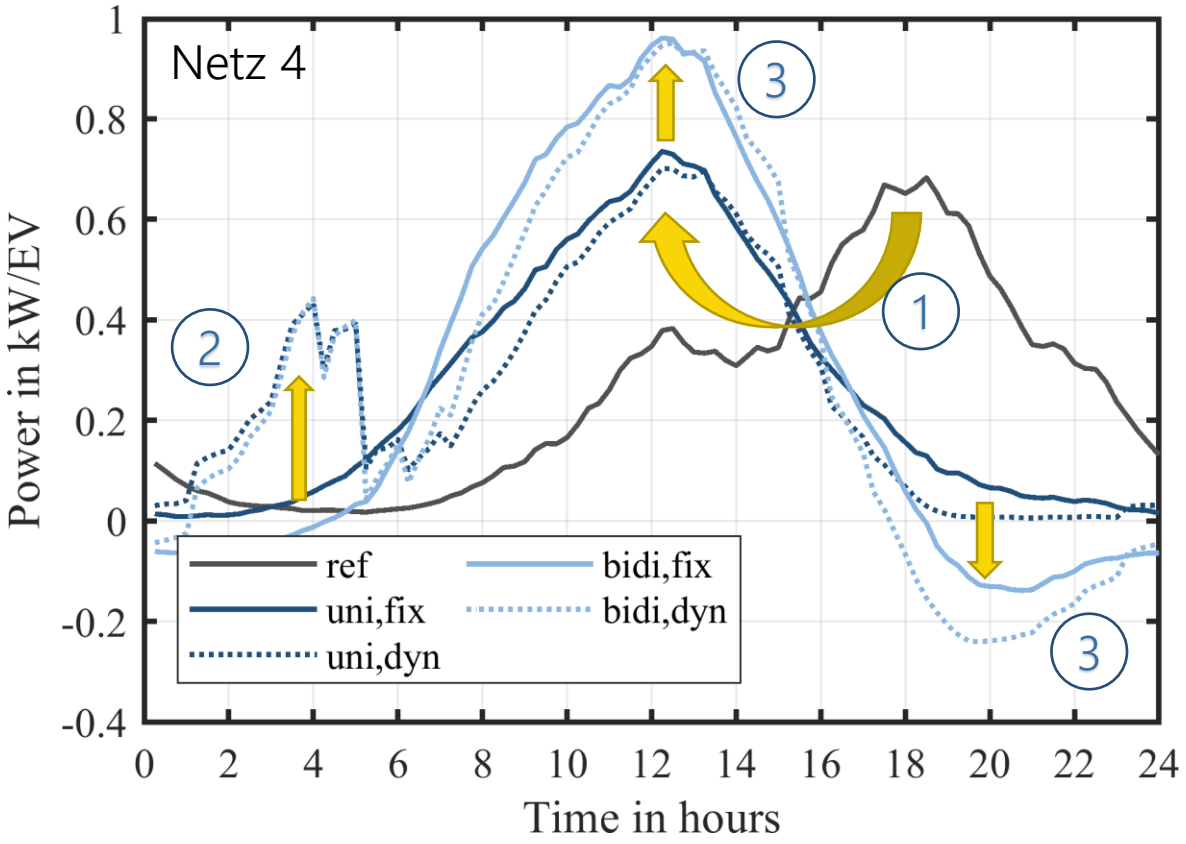
# Simulationsszenarien

| Reference (Ref) | Uni, fix | Uni, dyn | Bidi, fix | Bidi, dyn |
|---|---|---|---|---|
| • Unidirektional | • **Unidirektional** | • **Unidirektional** | • **Bidirektional** | • **Bidirektional** |
| • Regelungsbasiert | • Optimiert | • Optimiert | • Optimiert | • Optimiert |
| • **Fixe Strompreise (29,8 ct/kWh)** | • **Fixe Strompreise (29,8 ct/kWh)** | • **Dyn. Strompreise (20,5 ct/kWh + Börsenpreis)** | • **Fixe Strompreise (29,8 ct/kWh)** | • **Dyn. Strompreise (20,5 ct/kWh + Börsenpreis)** |
| • Laden mit maximaler Leistung beim Anstecken | • Laden auf Mindest-SOC (30 %) beim Anstecken | • Laden auf Mindest-SOC (30 %) beim Anstecken | • Laden auf Mindest-SOC (30 %) beim Anstecken | • Laden auf Mindest-SOC (30 %) beim Anstecken |
| | • Laden je nach PV-Überschuss | • Laden je nach PV-Überschuss | • (Ent-)Laden je nach PV-Überschuss | • (Ent-)Laden je nach PV-Überschuss |
| | • Falls nötig, Laden vor Abfahrt | • Falls nötig, Laden zu günstigen Preisen | • Falls nötig, Laden vor Abfahrt | • (Ent-)Laden je nach Preisen |

Simulation von zwei Typnetzen aus MONA 2030 mit je zehn Komponentenverteilungen
Netz 4: 45 Einfamilienhäuser | Netz 6: 83 WE in 56 Gebäuden (1,5 WE/Gebäude)

## Fünf Szenarien, um die unterschiedlichen Einflussfaktoren zu identifizieren.

# Typische Ladeleistung über einen Tag in den Szenarien

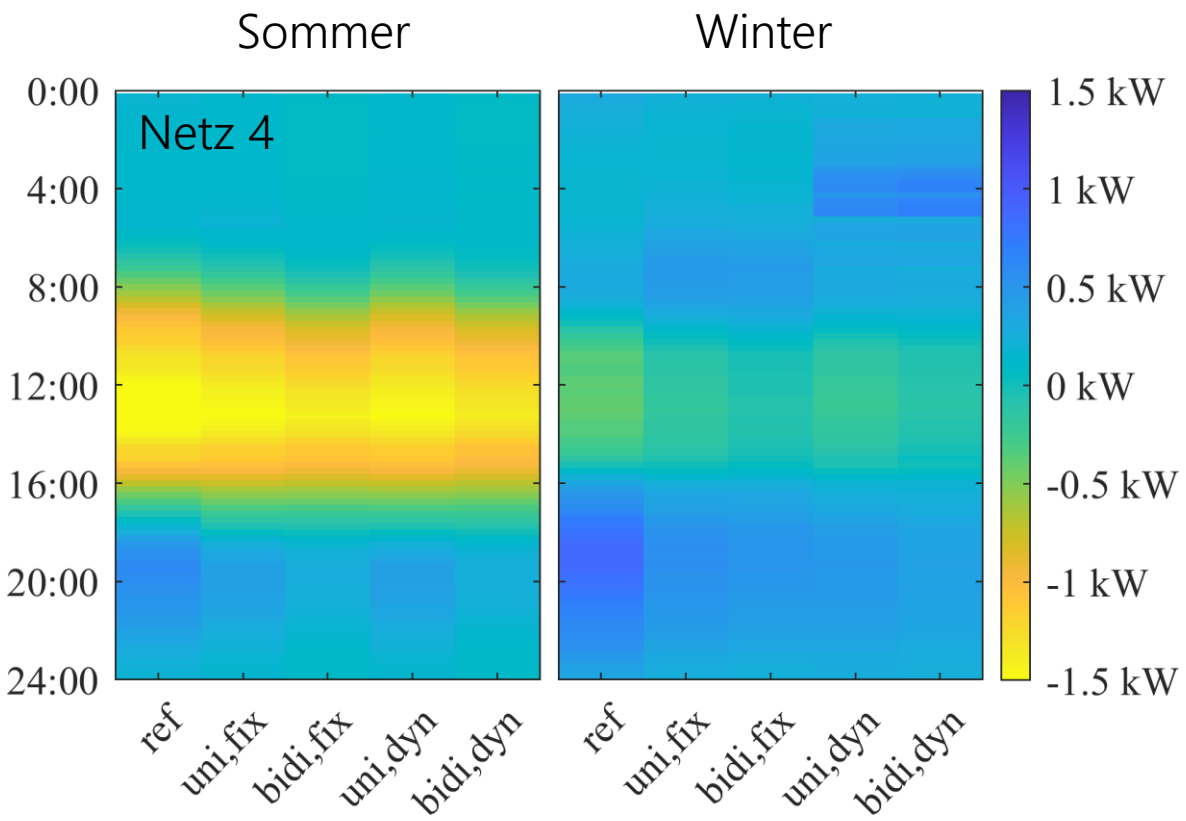



- Geringe maximale mittlere gleichzeitige Ladeleistung von 0,7 kW/EV abends

1. Deutliche Verschiebung der Ladespitze durch PV-Optimierung aus den Abend- in die Mittagsstunden
2. Variable Preise verschieben Ladevorgänge aus den Abendstunden (ohne PV-Überschuss) in die frühen Morgenstunden (2-5 Uhr)
3. Bidirektionales Laden verstärkt beide Effekte: Rückspeisung in den Abendstunden und Ladung in der Mittagszeit!

PV-Optimierung verschiebt Ladung aus den Abend- in die Mittagstunden.
Dynamische Preise verschieben Ladung in die Nachtstunden.

# Typische Leistung am Netzverknüpfungspunkt




Sommer:

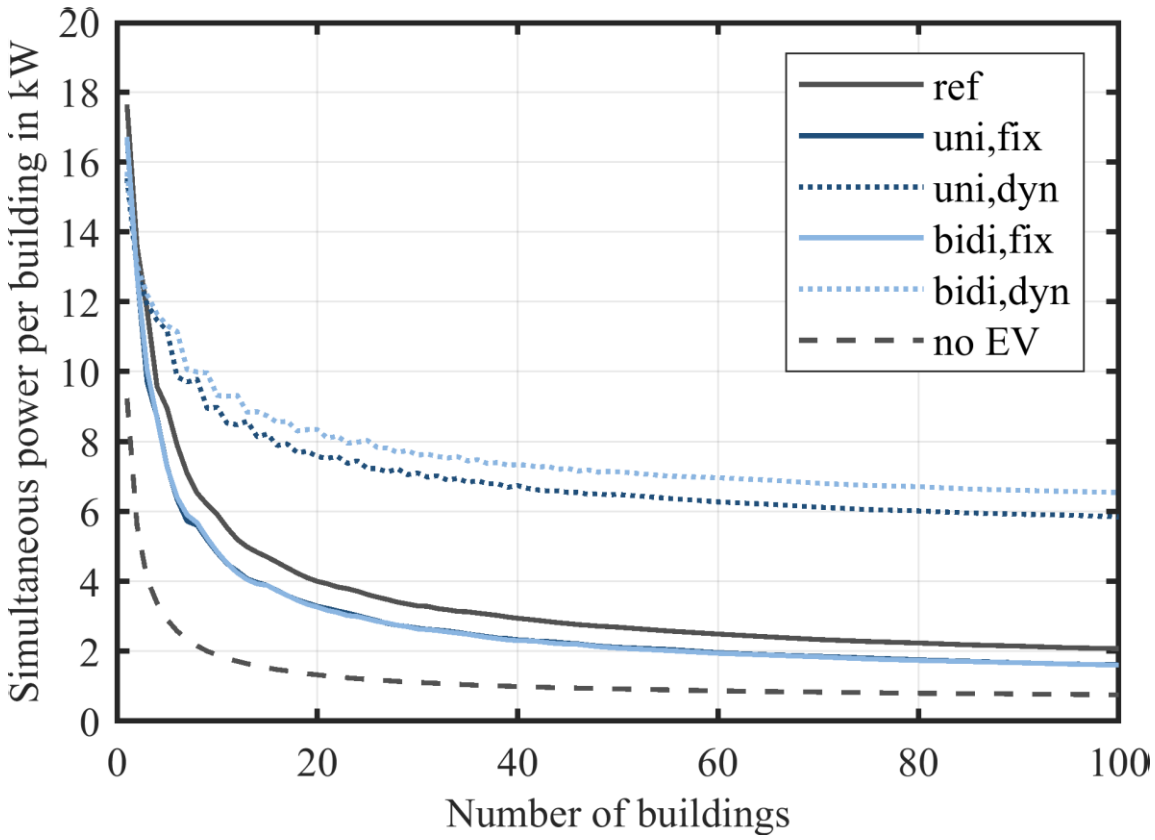
- Gesteuertes Laden reduziert PV-Rückspeisung
- Bidirektionales Laden reduziert zusätzlich Netzbezug in den Abendstunden

Winter:

- Durch PV-Optimierung Nachladung in den Morgenstunden
- Dynamische Preise führen zu Ladevorgängen zwischen 0 und 4 Uhr

Reduktion der mittleren Rückspeisung im Sommer durch bidirektionales Laden.
Dynamische Preise führen im Winter zu hohen Lasten in den Nachtstunden.

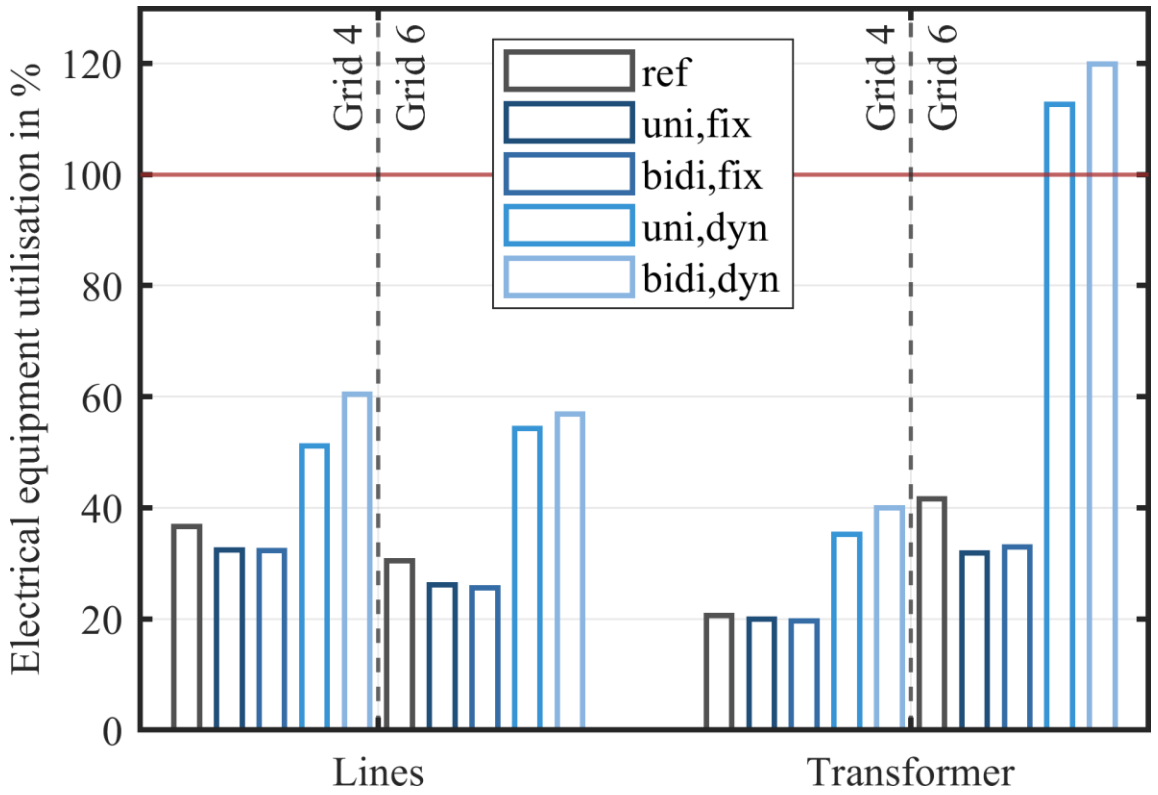
# Gleichzeitige Leistung je Netzverknüpfungspunkt bei Einfamilienhäusern




- 99 % Quantil von 10.000 Kombinationen
- Maximale gleichzeitige Leistung verdoppelt sich durch Elektrofahrzeuge ohne Lademanagement
- PV-Optimierung mit fixen Preisen verringert die Leistung leicht (100 Gebäude: 1,6 statt 2,1 kW). Kein signifikanter Einfluss von bidirektionalem Laden
- Zusätzliche dynamische Preise führen zu deutlich (~ Faktor 3) höheren maximalen Leistungen. Bidirektionales Laden verstärkt diesen Effekt. (Hinweis: In diesen Simulationen wurde mit perfekter Voraussicht gerechnet!)

PV-Optimierung reduziert die maximale gleichzeitige Leistung, wohingegen dynamische Preise diese signifikant erhöhen!

# Auslastung der Betriebsmittel in den Typnetzen




Leitungen:

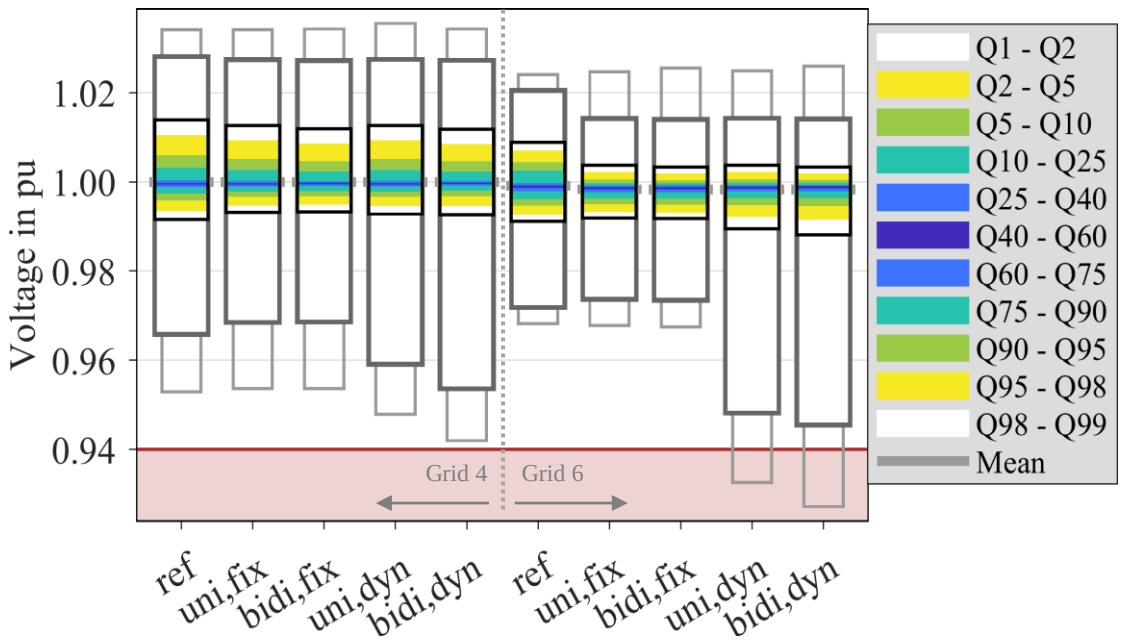
- In beiden Netzgebieten wurden keine Leitungen überlastet
- Anstieg der maximalen Auslastung um bis zu 100 %

Transformatoren:

- Im Netz 4 (Einfamilienhaussiedlung) keine Überlastung, aber Anstieg um ~ 100 %
- Im Netz 6 (Dorfkern: 1,5 WE/Gebäude) Transformatorüberlastungen (10,5 Std; Maximum 120 % (bidi, dyn)) in den Szenarien mit dynamischen Preisen

Trotz starker Erhöhung der Auslastungen nur sehr vereinzelte Überlastungen.

# Spannungsqualität in den Typnetzen




- Erlaubter Spannungsbereich: 0,94 bis 1,06 pu (Trafo + NS-Netz)
- Spannungsqualität in allen Szenarien zu 98 % im Bereich ± 0,01 pu
- PV-Optimierung verringert zusätzlich die Streuung der unterschiedlichen Spannungen und verhindert Extrema.
- In nur einer der 10 Komponenten-verteilungen im Netz 6 im Fall der dynamischen Preise (uni und bidi) wurde die Grenze von -0,06 pu verletzt!

PV-Optimierung führt zu leichten Verbesserungen bzgl. der Spannung.
Dynamische Preise führen vereinzelt zu Überschreitungen der Grenzwerte.

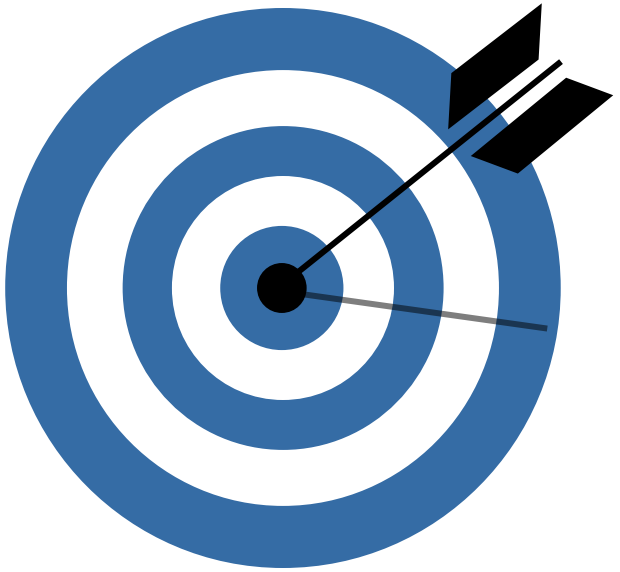
# Zusammenfassung

PV-Eigenverbrauchsoptimierung:

- Verschiebung von Lastgängen in die Mittagsstunden
- Bidirektionales Laden erhöht diesen Effekt
- Netzbelastung sinkt etwas ab, allerdings ist der Effekt durch bidirektionales Laden aus Netzsicht gering!

Dynamische Strompreise:

- Verschiebung von Lastgängen in die Morgenstunden (günstigste Stunden)
- Bidirektionales Laden erhöht diesen Effekt
- Deutlich höhere maximale gleichzeitige Ladeleistung in beiden Fällen!
- Auftreten einzelner Netzüberlastungen!



**Mathias Müller**

Wissenschaftlicher Mitarbeiter

Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.

Tel.: +49(0)89 15 81 21 – 32

Email: mmueller@ffe.de

Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.

Am Blütenanger 71 – 80995 München

Tel.: +49(0)89 15 81 21 – 0

Email: info@ffe.de

Internet: www.ffe.de

Twitter: @FfE_Muenchen


Fotos: ©Enno Kapitza