



# Zukünftige Netzbelastungen im Verteilnetz bei ausgewählten Use Cases bidirektionaler Fahrzeuge

Mathias Müller



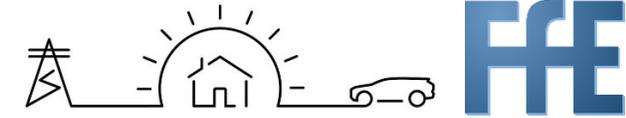
Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages



# Bidirektionales Lademanagement (BDL) Elektrofahrzeuge stützen das Stromnetz



## Betrachtete Use Cases

Erlösart	Name	Kunden- gruppe	Regelung	Ausarbeitung im Projekt
 Vehicle-to-Grid	Primärregelleistung		Lokal	Labor
	Zeitliche Arbitrage (Intraday)		Zentral	Kundenumsetzung
	Zeitliche Arbitrage (Day-Ahead)		Zentral	Labor
	Lokale Netzdienstleistung		Zentral	Labor
	Redispatch		Zentral	Labor
	Blindleistungsbereitstellung		Zentral	Labor
	„Echter“ Grünstrom (CO <sub>2</sub> Laden)		Zentral	Simulation/Konzept
 Vehicle-to-Home	Eigenverbrauchserhöhung		Lokal	Kundenumsetzung
	Tarifoptimiertes Laden/Entladen		Lokal	Labor
	Notstromversorgung		Lokal	Simulation/Konzept
	Powerbox		Lokal	Simulation/Konzept
 Vehicle-to-Business	Spitzenlastkappung		Lokal	Kundenumsetzung
	„Echter“ Grünstrom (mit PPA)		Zentral	Labor
	Flottenmanagement		Lokal	Labor

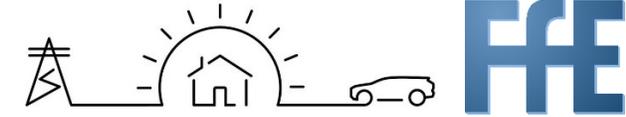
 Zu Hause/SLP-Kunde  
  Gewerbe/ RLM-Kunde  
  Netz/Markt/System



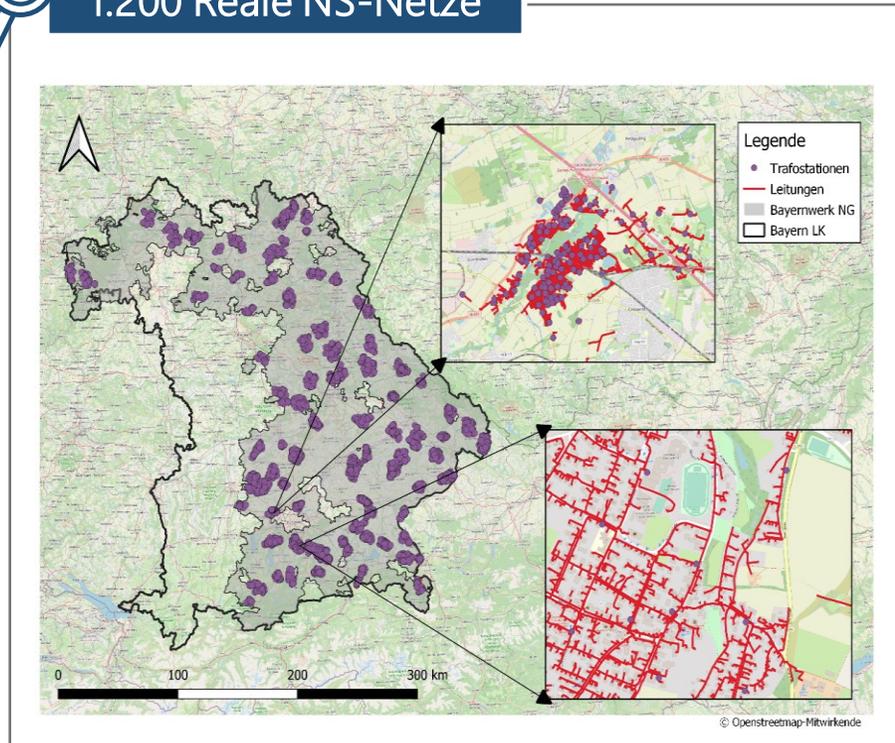
Project partner:

Entwicklung und Erprobung von bidirektionalem Laden sowie den damit verbundenen Netz- und Systemrückwirkungen

# Große Stichprobe heterogener Netze aus Bayern



1.200 Reale NS-Netze

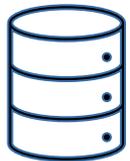


- Sehr große Stichprobe von 1200 Netzen mit großer Spannweite charakteristischer Netzkenngößen
- Reale technische Betriebsmittelkenngößen bzw. valide Ersatzwerte
- Präzise Verortung des heutigen Energiebedarfs (inkl. Eigenverbrauchsbereinigung) und dezentraler Erzeuger
- Aufgrund bekannter Geokoordinaten jedes Netzverknüpfungspunktes gute Interoperabilität mit weiteren Datensystemen (→ regionalisierte Szenarien)

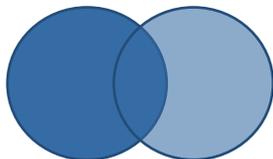
## Limitationen:

- Überwiegend ländliche Netze
- Nur Netze eines VNBS
- Alle Netze aus Bayern

\* Weitere Informationen unter [1]: Schulze, Yannic et al.: [Anforderungen an aktuelle Verteilnetze und deren zukünftige Versorgungsaufgabe](#). In: 12. Internationale Energiewirtschaftstagung; Wien: TU Wien, 2021.

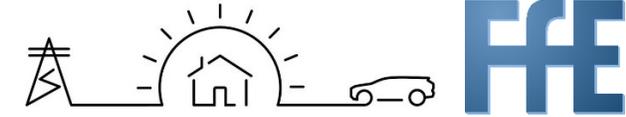


Netztopologien

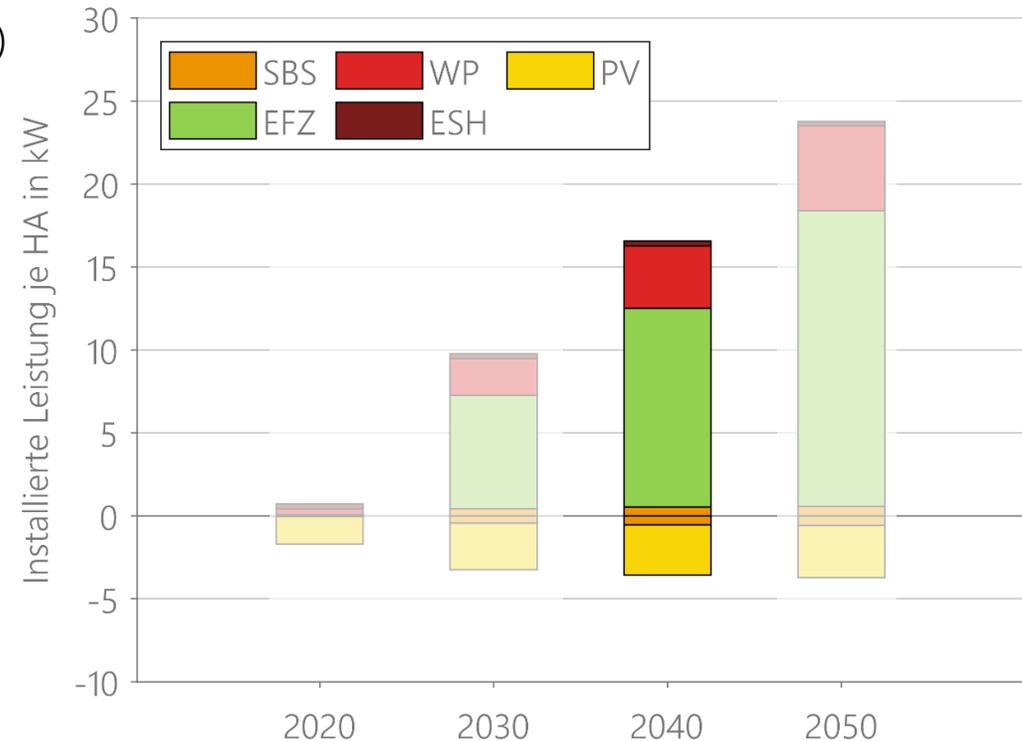


Zählerdaten

# Starker Zuwachs lastseitiger Flexibilität bis 2050



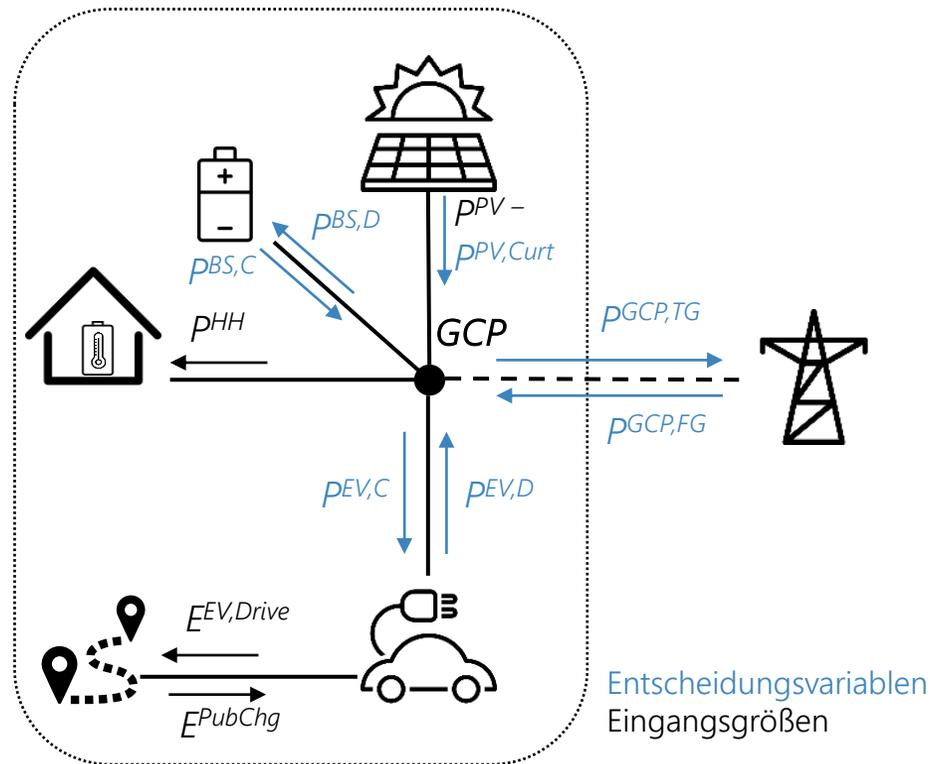
- Szenarien basieren auf Netzentwicklungsplan (NEP 2035 B\*) sowie solidEU-Szenario (eXtremOS) und wurden räumlich hochaufgelöst mit den Gebäuden verschnitten
- Mittlere Werte je Netzgebiet für 2040 :
  - **Ø 1,1 EFZ/HA**, im Mittel 0 - 3 EFZ/HA in den Netzen (26 Mio. Elektrofahrzeuge bis 2040 in Deutschland)
  - **Ø 45 %** der Gebäude mit **Wärmepumpen** (0 - 100 % WP-Anteil in den Netzen)
  - **Ø 25 %** der Gebäude mit **PV-Anlage** (0 - 100 % PV-Anteil in den Netzen)
- Große Unterschiede zw. den Netzgebieten auf Grund lokaler Siedlungsstrukturen
- Überwiegend starker Anstieg der installierten Leistungen der Flexibilitätsoptionen



**CO<sub>2</sub>-Reduktion** um bis zu **95 %** (vgl. mit 1990)

\* Extrapoliert bis 2050

\*\* Weitere Informationen unter [1]: Schulze, Yannic et al.: [Anforderungen an aktuelle Verteilnetze und deren zukünftige Versorgungsaufgabe](#). In: [12. Internationale Energiewirtschaftstagung](#); Wien: TU Wien, 2021.



## Minimierung der Stromkosten je Hausanschluss

- Je Use Case unterschiedliche Strompreisstrukturen
- Deckung der unflexiblen (statischen) Lasten:
  - Haushalts-, GHD- & RLM-Lasten
- Randbedingungen Fahrzeuge\*
  - Bereitstellung der benötigte Ladeenergie
  - Sofortiges Aufladen auf Sicherheits-SoC (30 %)
  - Einhalten des Ziel-SoC bei Abfahrt (70 %)

### → Optimierung folgender Größen:

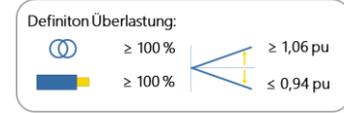
- Lade-/Entladeleistung des Fahrzeugs
- Lade-/Entladeleistung des Batteriespeichers
- Abregelung der PV-Anlage (max. 70 % Einspeisung)

\* Falls Batteriekapazität oder Ladedauer nicht zur Deckung der Energiebedarfe ausreicht wird öffentlich geladen

# Use Cases haben großen Einfluss auf Netzbelastung



Optimierung der Elektrofahrzeuge und Batteriespeicher im Jahr 2040



## Analyse der Use Cases

### V2G: Vermarktung an Strombörse und STAU-Reduktion [3]

- Zusätzlich Überlastungen durch Netz-Rückspeisung
- Deutlicher Anstieg der Umfänge (Ströme und Dauer) der Überlastungen ggü. V2H+

### V2H+: V2H mit variablen Preisen ohne Netz-Rückspeisung [4]

- Sehr hohe Ladegleichzeitigkeiten von über 90% (Ref ~30%)
- Überlastungen überwiegend in den Mittagsstunden (günstige Strompreise)

### Referenz: Alle Flex-Optionen bedarfsgeführt (z. B. Direktladen) [4]

- Netzausbaubedarf durch Elektrifizierung (Wärme und Mobilität)
- Überwiegend Transformatorüberlastung oder zu niedrige Spannungen

### V2H: PV-Eigenverbrauchserhöhung & Spitzenlastkappung im Gewerbe [4]

- Lokale Optimierung (Vergleichmäßigung) reduziert Netzbelastung nur geringfügig
- Überlastungen überwiegend im Winter

## Use Case Mischung

### Real: Realistisches Szenario mit Use Case Mix (17% V2H, 13% V2G, 70% ohne) [5]

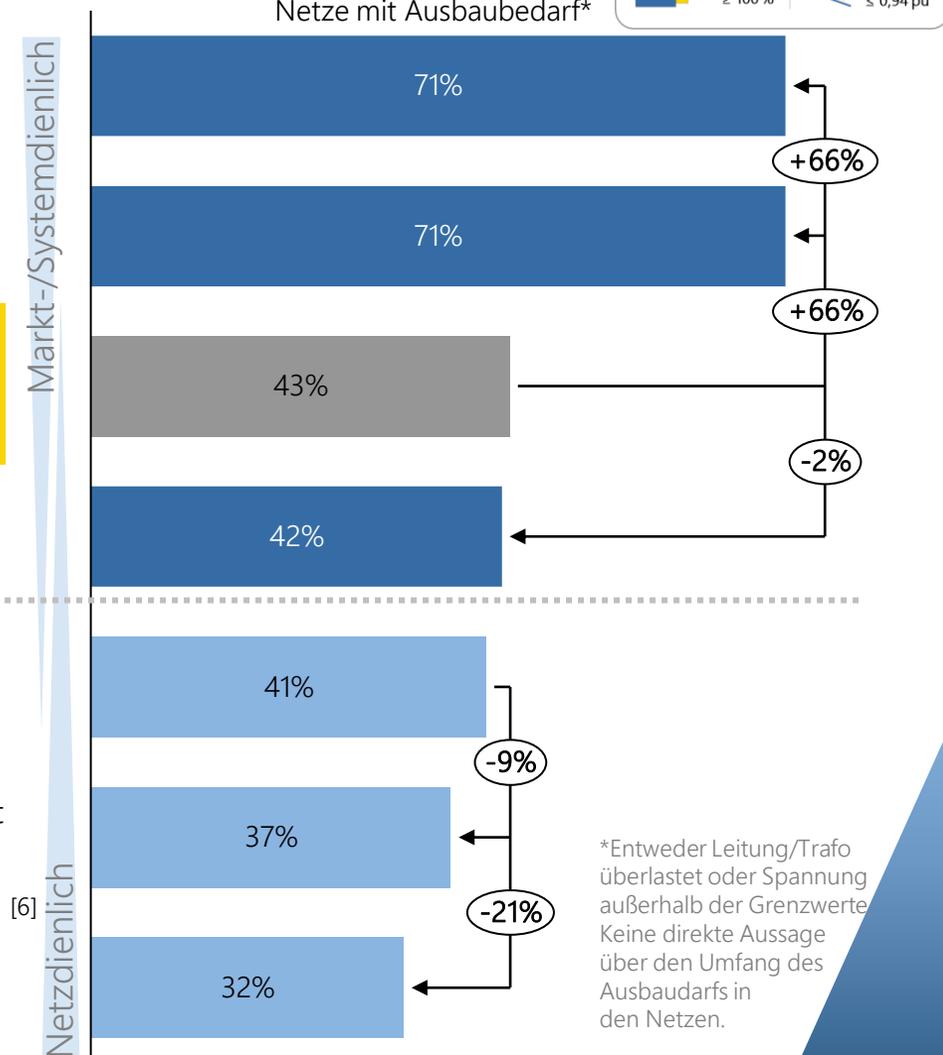
- Use Case Durchmischung verringert die max. gleichzeitige Leistung der HA auf 5,6 kW
- Q(U)-Regelung reduziert Spannungsbandverletzungen

### Real, varNE: Real. Szenario & variable Netzentgelte (Trafolastprognose) [5]

- Ausbaubedarf häufig durch unflex. Lasten, Umfänge der Überlastungen deutlich reduziert
- Wichtige Einflussgrößen: Netzentgelthöhe, Börsenpreise, Prognosegenauigkeit

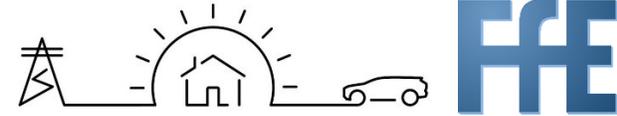
### Real, §14a: Real. Szenario & §14 a EnWG (Entwurf: Vollflexibel, Eingriffsdauer 2 h) [6]

- Wirksam in ca. 10 % der Netze, meist nur zeitliche Verzögerung des Netzausbau
- Wichtige Einflussgrößen: unbed. Leistung und Eingriffsdauer
- Sehr geringe Nutzereinschränkungen (wenige Stunden pro Jahr)



Hoher Anteil an Netzen mit Ausbaubedarf. Netzdienstliche UC reduzieren diesen um 22%

# Die zukünftige Netzbelastung wird stark von den möglichen Use Cases beeinflusst



## Kernergebnisse:

- Die Flexibilität steigt in den nächsten Jahren stark an und kann in unterschiedlichen Use Cases erschlossen werden
- Bis 2040 müssen auf Grund der Elektrifizierung ~ 40 % der Netze verstärkt werden. Ursache der Überlastungen sind häufig Wärmepumpen.
- PV-Eigenverbrauchsoptimierung ist aus Kundensicht interessant, reduziert aber die Netzbelastungen nicht merklich.
- Eine preisoptimierte Ladesteuerung (V2H+, V2G) erhöht die Zahl der überlasteten Netze auf ~ 70 % und auch die Ausmaße der Überlastungen nehmen deutlich zu.
- Use Case Durchmischung führen zu den geringsten Netzanforderungen. Werden nur bis zu 15 % der Hausanschlüsse preisoptimiert ist dies aus Netzsicht nicht kritisch.
- Trafo-auslastungsabhängige variable Netzentgelte reduzieren im hohen Umfang Überlastungen, jedoch werden nur 4% der Netze aufgrund konkurrierender Börsenpreise und einen hohen Anteil statischer Lasten vollständig entlastet.
- Modell der Spitzenglättung kann Netzausbau zeitlich verzögern aber nicht dauerhaft verhindern und hat nur geringe Kundenauswirkungen.



## Netze & Szenarien:

- Überwiegend ländlich Netze aus Bayern.
- PV-Szenarien basierend auf NEP 2035 B (vor Osterpaket), aber: Sensitivitäten zeigen, dass Last auch mit aktualisierten Szenarien dominierend bleibt.

## Modellierung:

- Jedes Elektrofahrzeug hat eine zugewiesene Ladestation (73 % zu Hause und 27 % am Arbeitsplatz) mit 11 kW.
- Keine Optimierung/Flexibilisierung/Leistungslimitierung der Wärmepumpen.
- Bei Vermarktung werden alle EVs mit gleicher Strategie und Preisprognose sowie perfekter Voraussicht optimiert.
- Bei variablen Netzentgelten: Keine Berücksichtigung von Spannungsbandverletzungen oder Leitungsüberlastungen bei Netzentgeltberechnung (weiterer Forschungsbedarf!).
- Bei Umsetzung §14a (Spitzenglättung): Perfekte Kenntnis des Netzzustands und somit nur bedarfsabhängige Leistungslimitationen.

## Interpretation der Ergebnisse:

- Netze mit Ausbaubedarf: Entweder Leitung/Transformator überlastet oder Spannung außerhalb der Grenzwerte. Somit erfolgt keine direkte Aussage über den Umfang des Ausbaudarfs in den Netzen. Ergebnisse zu den Umfängen in den einzelnen Veröffentlichungen.

- [1] [Y. Schulze, A. Ostermann, J. Reinhard, M. Müller: „Anforderungen an aktuelle Verteilnetze und deren zukünftige Versorgungsaufgabe“ in 12. Internationale Energiewirtschaftstagung, 2021.](#)
- [2] [Müller, Mathias et al.: Future grid load with bidirectional electric vehicles at home. Berlin: International ETG Congress 2021. VDE, 2021](#)
- [3] [Y. Schulze, N. Jooß, M. Müller: „Netzbelastungen durch optimal am Spotmarkt vermarktete bidirektionale Elektrofahrzeuge“ in Zukünftige Stromnetze, 2022](#)
- [4] [M. Müller, Y. Blume, J. Reinhard: „Impact of behind-the-meter optimised bidirectional electric vehicles on the distribution grid load“, Energy, Jg. 255, S. 124537, 2022, doi: 10.1016/j.energy.2022.124537.](#)
- [5] [Y. Blume, M. Müller, N. Jooß: „Effects of variable grid fees on distribution grids with optimized bidirectional battery electric vehicles“ in 6th Grid Service Market Symposium, Luzern, 2022.](#)
- [6] M. Müller, S. Rodler, N. Jooß: “Avoiding low-voltage grid overloads through curative grid operation intervention with focus on electric vehicles, in 6<sup>th</sup> E-Mobility Power System Integration Symposium, The Hague, 2022



**Mathias Müller**

Leiter Verteilnetze und Elektromobilität

MMueller@ffe.de



**Janis Reinhard**

Wissenschaftlicher Mitarbeiter

JReinhard@ffe.de



**Yannic Schulze**

Wissenschaftlicher Mitarbeiter

YSchulze@ffe.de



**Niklas Jooß**

Wissenschaftlicher Mitarbeiter

NJooss@ffe.de



Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V.

Am Blütenanger 71 – 80995 München

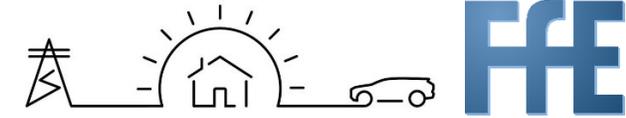
Tel.: +49(0)89 15 81 21 – 0

Email: [info@ffe.de](mailto:info@ffe.de)

Internet: [www.ffe.de](http://www.ffe.de)

Twitter: @FfE\_Muenchen

# Simulationsszenarien



	Ref	V2H	V2H+	V2G	RS	RS, varNE	RS, §14a	
<b>Bidirektional</b>		20   23	74   100	74   100	30   36	30   36	30   36	
<b>Eigenverbrauchs- erhöhung</b>		20   23	20   23		17   19	17   19	17   19 %	
<b>Spitzenlastkappung*</b>		0,3   2,5	0,3   2,5 %	0,3   2,5	0,3   2,5	0,3   2,5	0,3   2,5 %	
<b>Var. Energiepreise</b>			74   100	74   100	13   17	13   17	13   17	
<b>Netzurückspeisung</b>				74   100	13   17	13   17	13   17	
<b>Var. Netzentgelte</b>						13   17		
<b>Spitzenglättung</b>							74   100	

## Simulationsszenarien



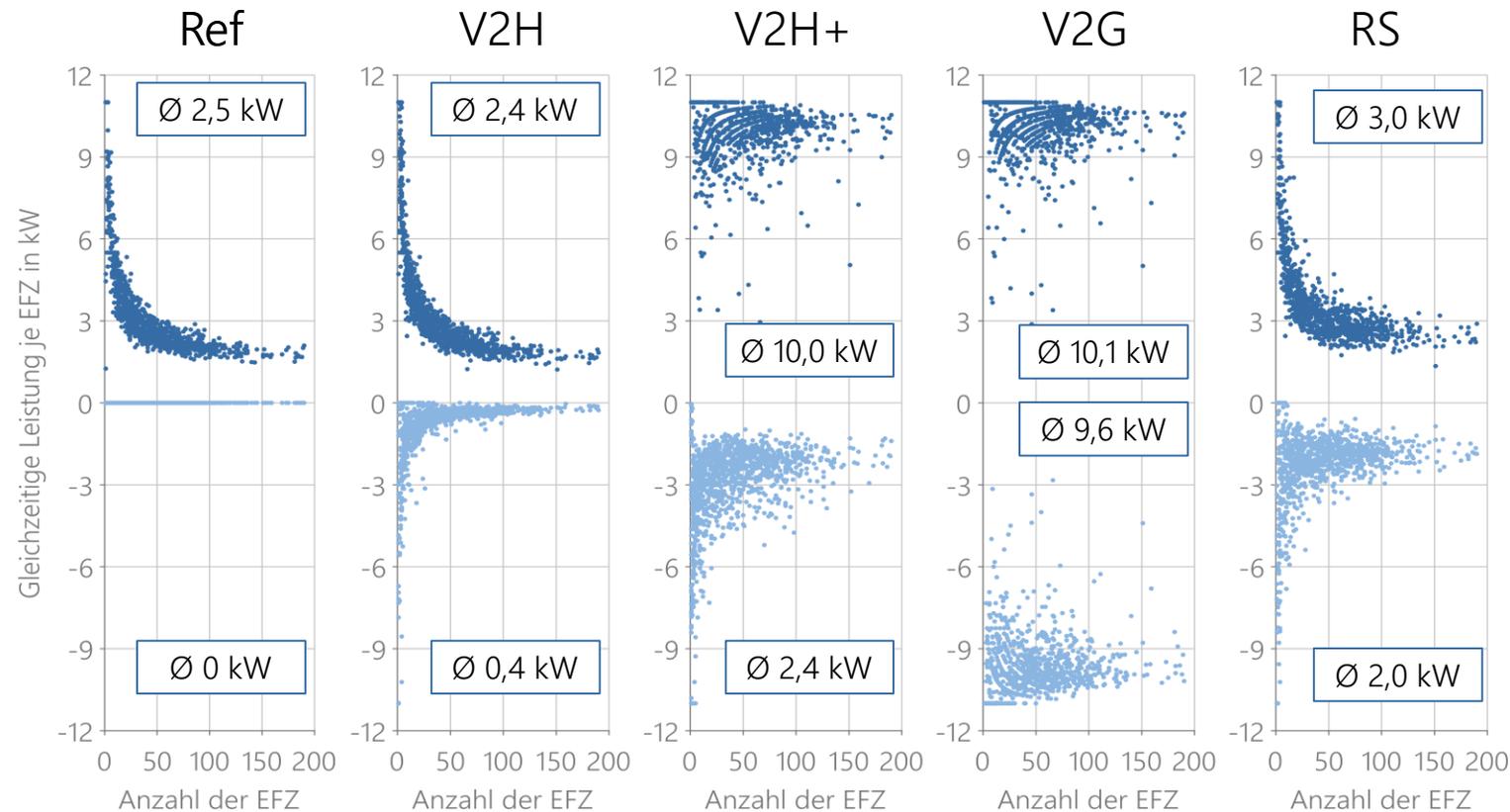
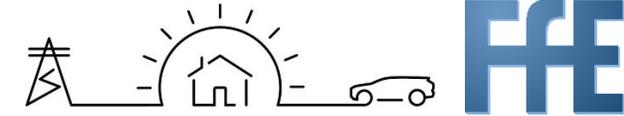
Die Kombinationen verschiedener Modellexogener Parameter werden in Simulationsszenarien gebündelt.

Resultierende Teilnahmegrade der HA | EFZ in %



\*Spitzenlastkappung (V2B) im Fall einer RLM oder Verbrauch > 100.000 kWh ; DA = Day-Ahead

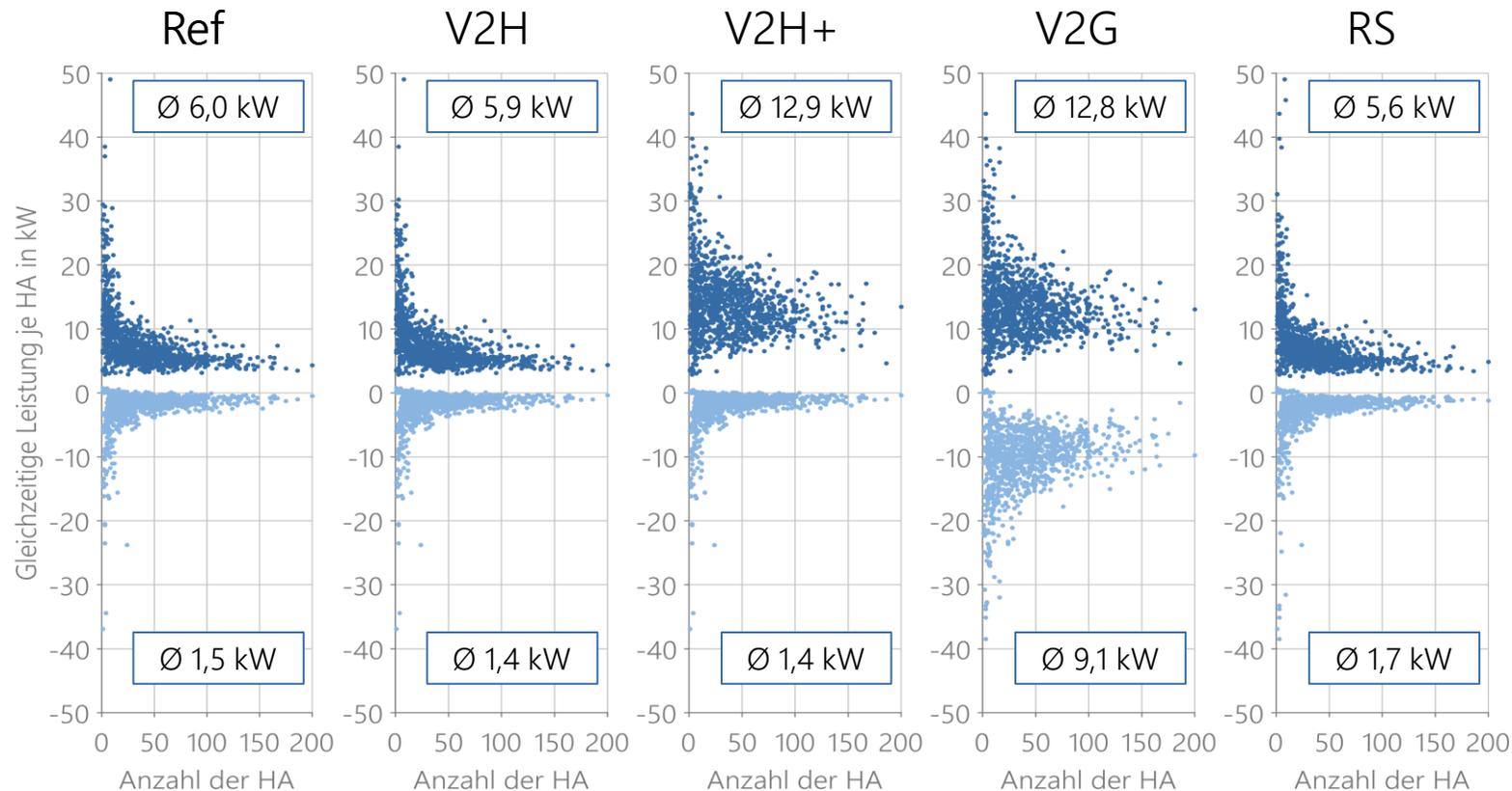
# Maximal gleichzeitige Leistung der Elektrofahrzeuge



- Ladeleistung sinkt zügig **ohne Variable Preise**  
≥7 EFZ: 5,5 kW/EFZ,  
≥30 EFZ: 3 kW/EFZ
- Ladeleistung **mit variablen Preisen** ~10 kW/EFZ, auch für mehr als 100 EFZ
- Entladeleistung ist **mit variablen Preisen höher** und steigt von **0,4** (V2H) über **2,4** (V2H+) auf **9,6** (V2G) kW/EFZ an
- V2G führt auch bei vielen EFZ zu gleichzeitigen Entladeleistungen bis zu ~10 kW/EFZ
- Reales Szenario erhöht Gleichzeitigkeiten moderat 3,0 kW bzw. 2,0 kW/EFZ

Vergleichmäßigung der gleichzeitigen Leistungen findet bei preisoptimiertem Laden nur sehr begrenzt statt.

# Maximal gleichzeitige Leistung je Hausanschluss



## Maximale Gleichzeitigkeit der HA (ohne Gewerbe):

- Nahezu kein Unterschied zwischen Ref und V2H:  
Ø Maximum **~6.0 kW/HA**
- Ø Maximum **mit variablen Preisen** verdoppelt sich auf **13 kW/HA** (V2H+ und V2G)
- Ø **Minimum** steigt von **~1,4 kW/HA** (Ref, V2H, V2H+) **auf ~9,5 kW/HA** (V2G)
- Reales Szenario im Bereich von V2H, mit leicht höheren Einspeiseleistungen

Deutliche Erhöhung der gleichzeitigen Leistung je Hausanschluss