

19. Symposium Energieinnovation | 11.-13.02.2026 | Graz

Einsparpotenziale durch Lastverschiebung und bidirektionales Laden in Lkw-Depots

Fabio Frank*, Till Gnann, Steffen Link, Patrick Plötz
Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, Karlsruhe

Motivation

Forschungsstand und -fragen

Hintergrund und Forschungsstand

- Die **Zukunft des Straßengüterverkehrs** ist sehr wahrscheinlich überwiegend **batterieelektrisch** (Link et al., 2024)
- **Privates Depot-Laden** ist ausreichend für einen großen Teil des Lkw-Bestands (Speth & Plötz, 2024; Borlaug et al., 2021)
- **Lkw-Flottenbetreiber** müssen sich mit **Aufbau** und **Betrieb von Ladeinfrastruktur** auseinandersetzen, um wettbewerbsfähig zu bleiben
- **Wirtschaftlichkeit** von **smartem** und **bidirektionalem Laden** für schwere Lkw-Flotten bislang wenig erforscht. Bestehende Analysen fokussieren auf **einzelne Fallbeispiele** (Biedenbach & Strunz, 2024; Frank et al., 2025)

Forschungsfragen

1. Welche **Kostensenkungen** können durch eine **optimierte Steuerung der Ladevorgänge** in Lkw-Depots erzielt werden?
2. Welche **zusätzlichen Einsparpotenziale** bietet das **bidirektionale Laden** gegenüber dem optimierten unidirektionalen Laden in Lkw-Depots?
3. Wie beeinflussen **unterschiedliche Netzentgelttarife** die **Wirtschaftlichkeit** von bidirektionalem Laden in Lkw-Depots?

Biedenbach & Strunz (2024). Multi-Use Optimization of a Depot for Battery-Electric Heavy-Duty Trucks. <https://doi.org/10.3390/wevj15030084>

Borlaug et al. (2021). Heavy-duty truck electrification and the impacts of depot charging on electricity distribution systems. <https://doi.org/10.1038/s41560-021-00855-0>

Frank et al. (2025). Optimizing charging infrastructure for truck depots: Cost-minimal system for truck charging combined with PV and battery storage systems. <https://doi.org/10.24406/publica-4844>

Link et al. (2024). Rapidly declining costs of truck batteries and fuel cells enable large-scale road freight electrification. <https://doi.org/10.1038/s41560-024-01531-9>

Speth & Plötz (2024). Depot slow charging is sufficient for most electric trucks in Germany. <https://doi.org/10.1016/j.trd.2024.104078>

Agenda

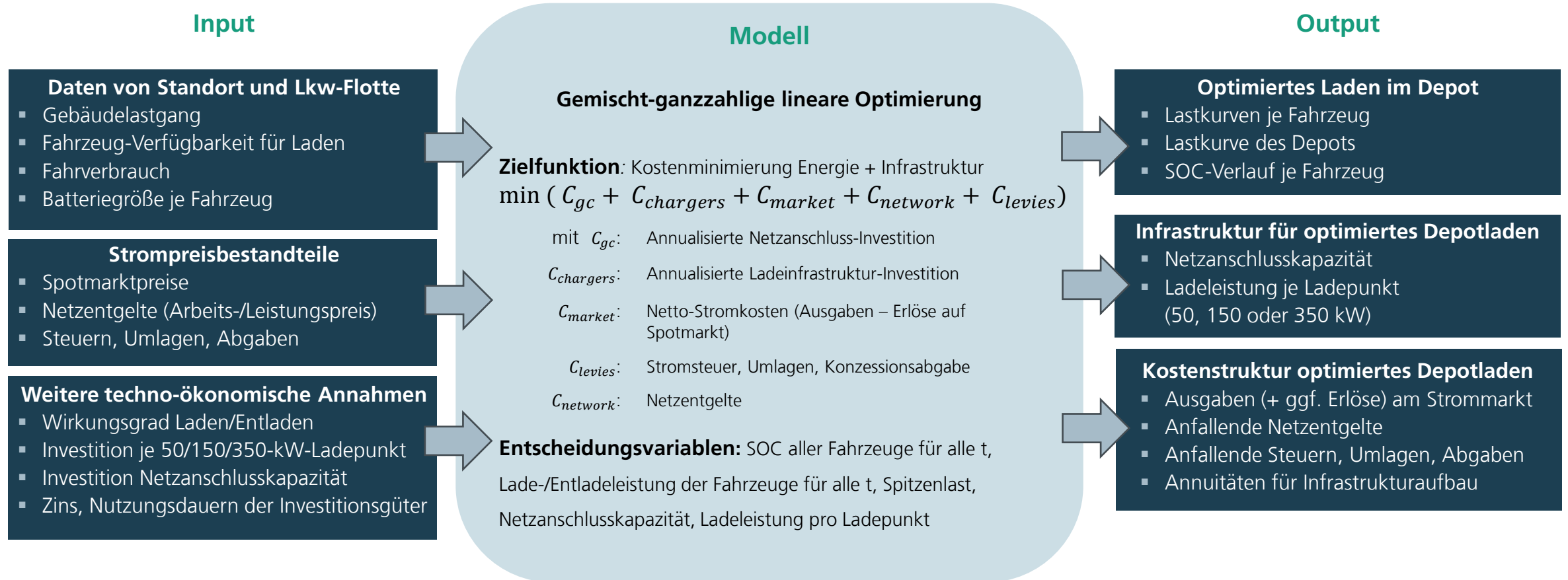
12.02.2025

- 1. Methodik: Überblick Optimierungsmodell**
- 2. Daten und Annahmen**
 - Flotten- und Standortdaten
 - Energiekostenbestandteile
 - Szenarien
- 3. Ergebnisse**
 - Lastkurven
 - Kosten
- 4. Fazit und Diskussion**
- 5. Q&A**

Optimierungsmodell

Überblick

Für alle Szenarien: Optimierung mit perfect foresight für 3 Monate (Sample der Fahrdaten), anschließend Hochrechnung der Ergebnisse auf 1 Jahr

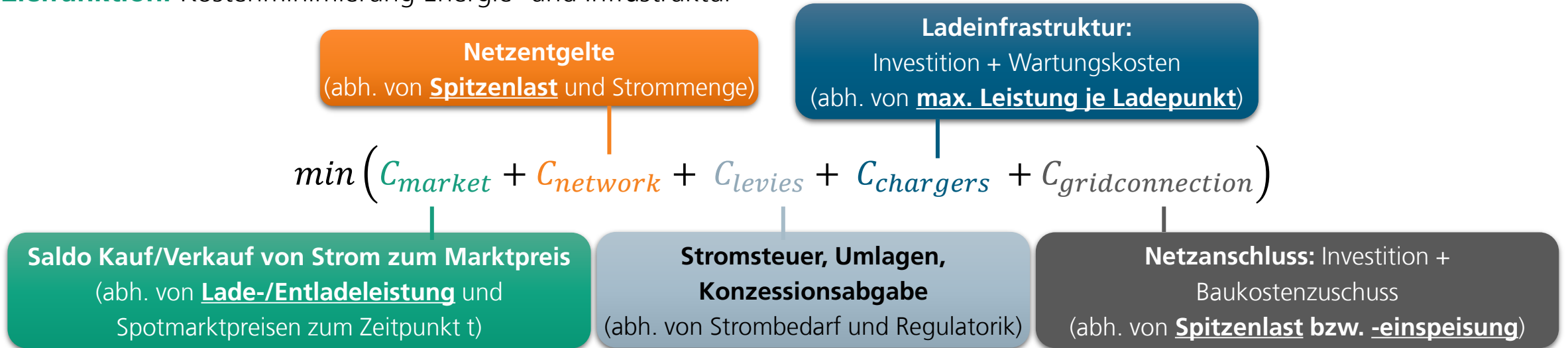


Optimierungsmodell

Überblick Zielfunktion, Nebenbedingungen, Entscheidungsvariablen

Variable in Optimierung

Zielfunktion: Kostenminimierung Energie- und Infrastruktur



Nebenbedingungen

- **State of Charge je Fahrzeug** in Abhängigkeit von **Ladeleistung / Entladeleistung** sowie Fahrverbrauch zum Zeitpunkt t, Ladewirkungsgrad
- Einhaltung technischer Restriktionen: **Batteriegröße, max. Ladeleistung je Ladepunkt, Netzanschlusskapazität**
- **Machbarkeit Fahrprofile:** Vor jeder Tour muss ausreichend geladen werden, um den Fahrverbrauch bis zur Wiederankunft zu realisieren.

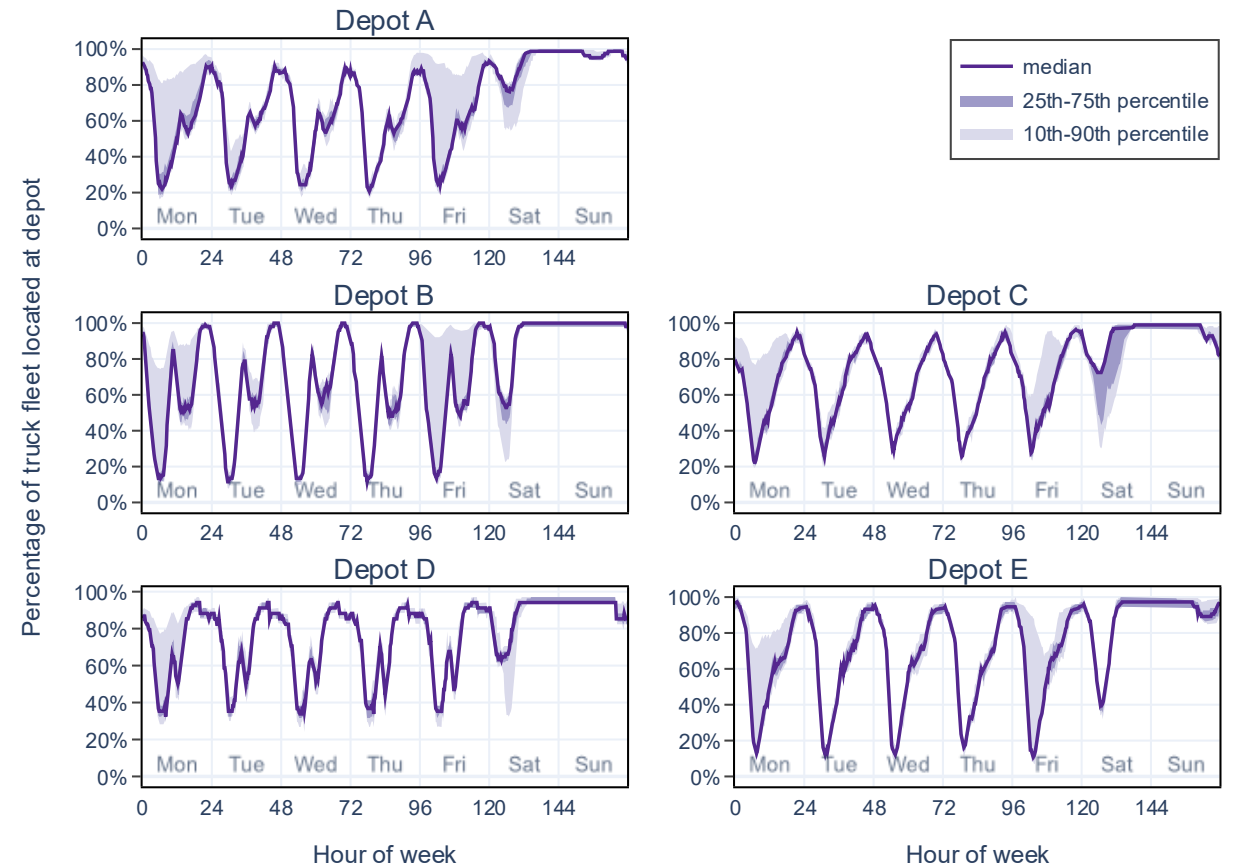
Daten

Betrachtete Standorte

Eckdaten

- **5 Depots** der **Lebensmittel- und Getränkelogistik** in Deutschland mit **je 30-100 schweren Lkw**
- Sample der **Fahrprofile für 3 Monate** (Januar – April – Juni)
 - Auflösung 15 min
 - Anwesenheit am Depot
 - simulierte Energieverbräuche der Touren und benötigte Batteriegrößen (450 oder 650 kWh)
- Außerdem Daten zum heutigen Stromverbrauch der Standorte: **Gebäude-Lastgänge** + ggf. **installierte PV-Leistung**

Anwesenheit der Lkw am Depot im Wochenverlauf



Szenarien

Ladestrategien

unabhängig von
Preissignalen, Lastkurve für
jedes Szenario gleich

Optimales Ergebnis des
gemischt-ganzzahligen
linearen Programms

Ladestrategien

uncontrolled = Laden mit voller Leistung ab
Ankunft

flat = gleichmäßiges Laden auf 100% mit
kleinstmöglicher Leistung

unidirectional = Optimierte Lastverschiebung
(Kostenminimierung mit perfect foresight)

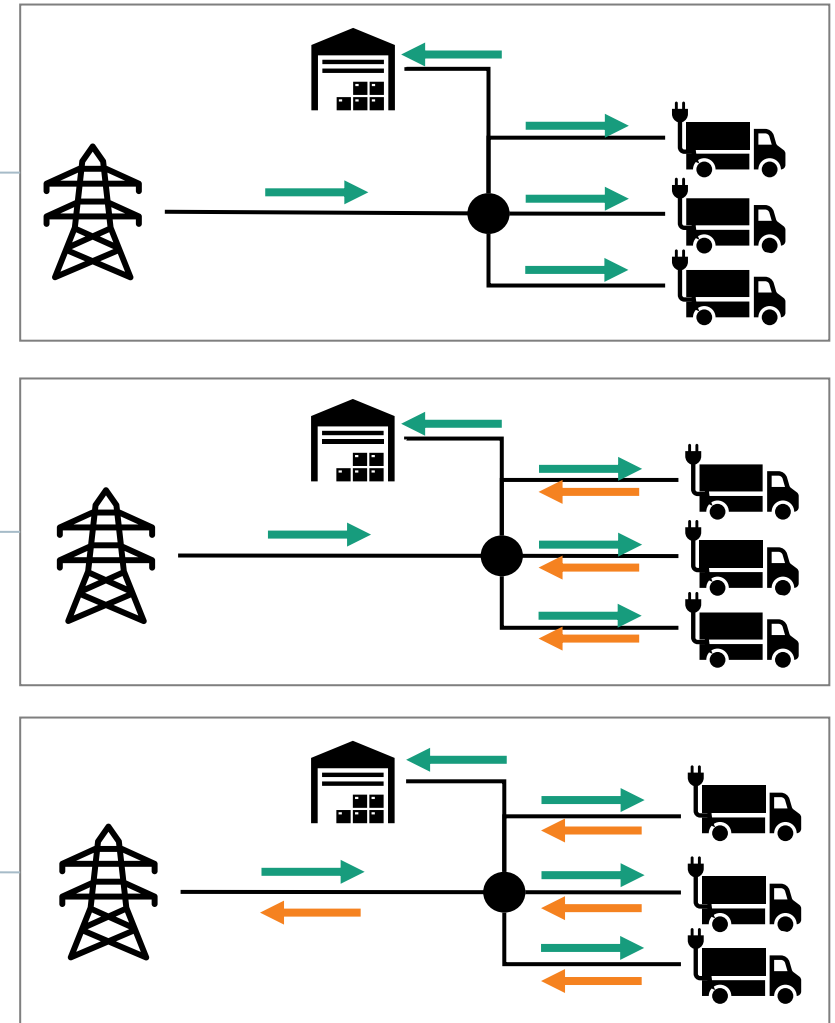
vehicle-to-building (V2B) = Optimiertes
bidirektionales Laden ohne Rückspeisung ins
Netz (Kostenminimierung mit perfect
foresight)

vehicle-to-grid (V2G) = optimiertes
bidirektionales Laden inkl. Rückspeisung +
Handel auf Spotmarkt (Kostenminimierung mit
perfect foresight)

Stromfluss

→ unidirektional

↔ bidirektional



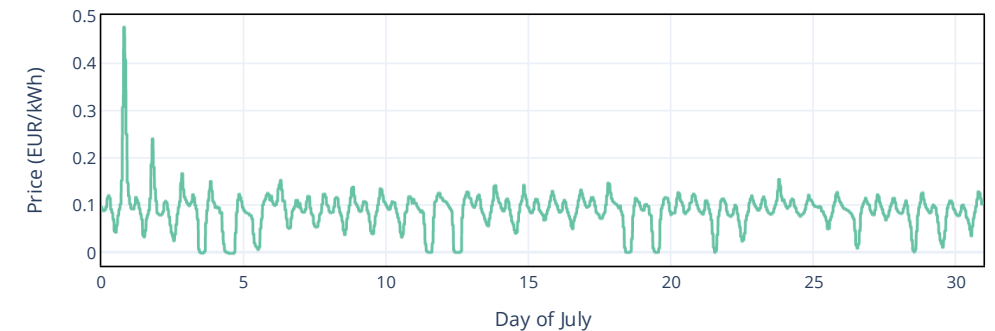
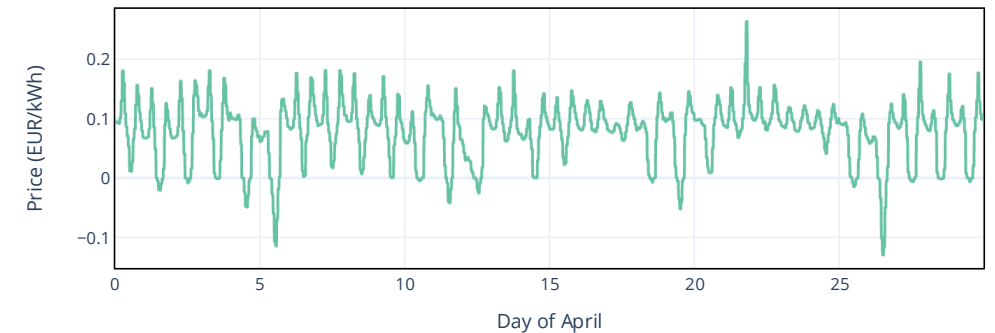
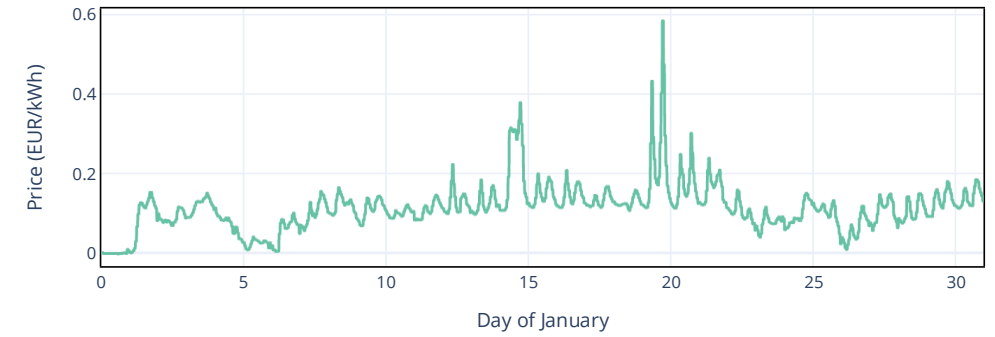
Annahmen

Energiekosten

Zusammensetzung Stromkosten

- Grundannahmen: Depot unterliegt einem **dynamischen Strompreis** sowohl bei **Netzbezug** als auch bei **Netzeinspeisung**
- **Strompreiskomponenten:**
 - Stundenscharfer Preis am Day-Ahead-Markt **Zeitreihe für Jan/Apr/Jul 2025**
 - + Stromsteuer **2,05 ct/kWh**
 - + Konzessionsabgabe **0,11 ct/kWh**
 - + Umlagen (StromNEV-, Offshore-, KWK-) **2,03 ct/kWh**
 - + Netzentgelte **abh. von Lastgang und Netzbetreiber**
- Für **V2G** fallen die **staatlich induzierten Preisbestandteile nur auf den Saldo** aus Bezug und Einspeisung an:
 - Umlagen: Saldierung ist bereits Status quo (§ 21 Abs. 3 EnFG)
 - Netzentgelte, Stromsteuer: Bundestagsbeschluss Nov. 2025
 - Konzessionsabgabe: künftige Regulierung analog zu anderen Komponenten angenommen

Day-Ahead-Marktpreise DE/LU Jan/Apr/Jul 2025



Strommarktdaten: BNetzA (2025). Strom- und Gasmarktdaten. <https://www.smard.de/>

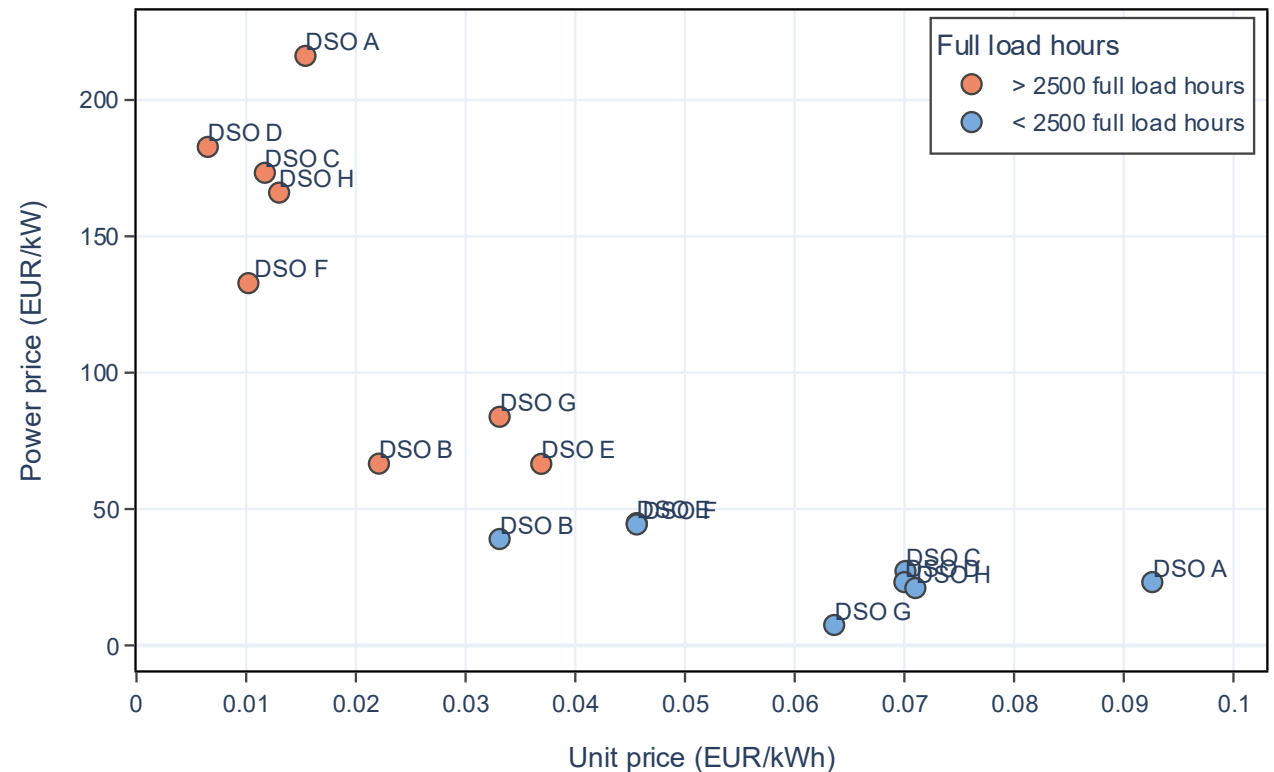
Szenarien

Netzentgelte

Annahmen

- Grundannahme: Depot ist ans **Mittelspannungsnetz** angeschlossen.
- **Netzentgelte** sind abhängig vom jährlich aus dem Netz bezogenen **Strom (kWh)** sowie von der **Jahresspitzenlast (kW)**. Der Quotient beider Größen ergibt die jährlichen **Benutzungsstunden**.
- Netzbetreiber bieten jeweils zwei Tarife an:
 - <2500 Benutzungsstunden p.a.
 - \geq 2500 Benutzungsstunden p.a.
- Szenarien auf Basis von 8 realen VNB: Lösen des MILP für beide Tarife und Wahl des kostengünstigeren Ergebnisses.

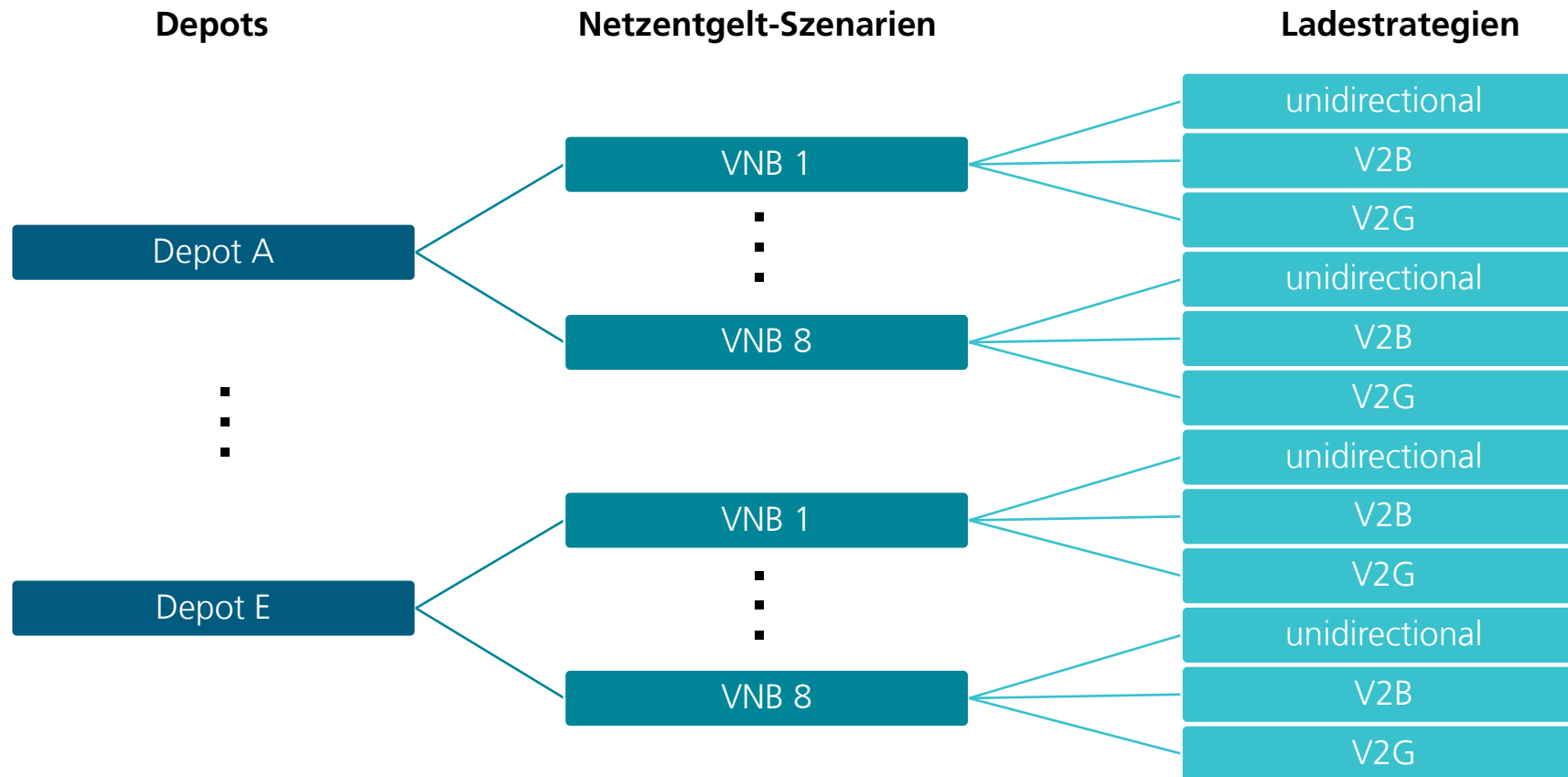
Arbeits- und Leistungspreise (2025) von 8 ausgewählten VNB



Szenarien

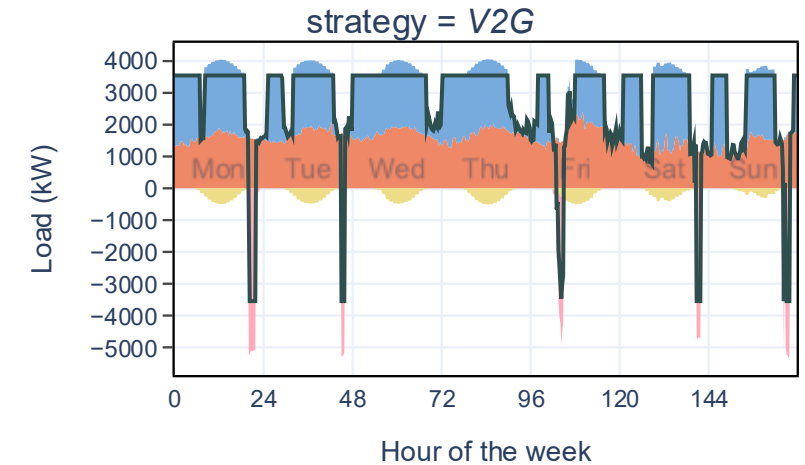
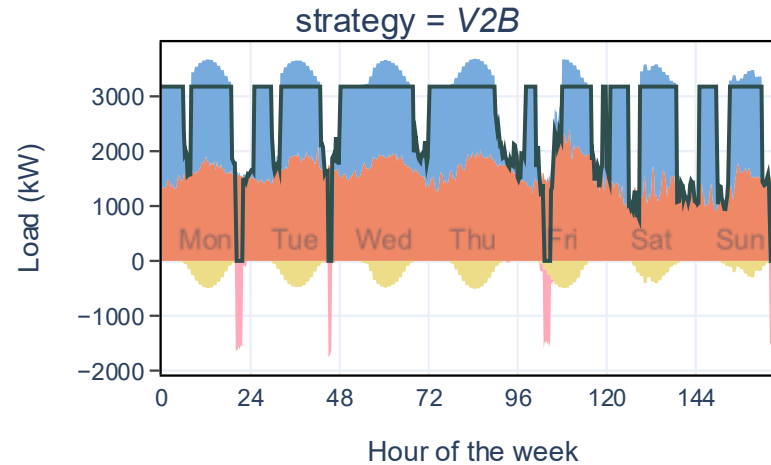
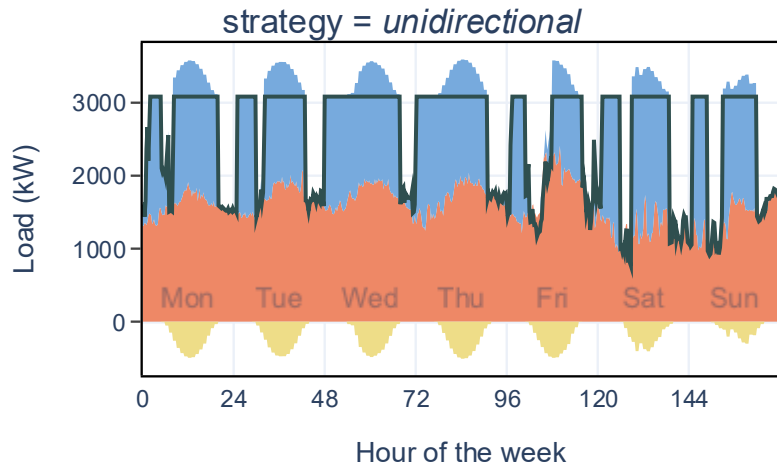
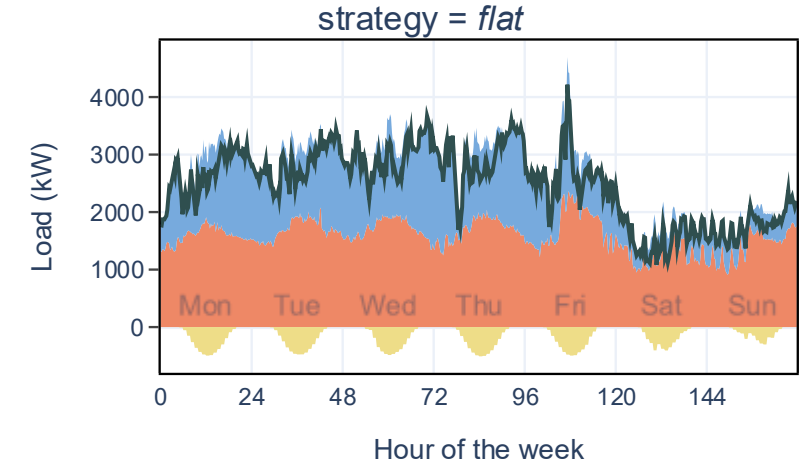
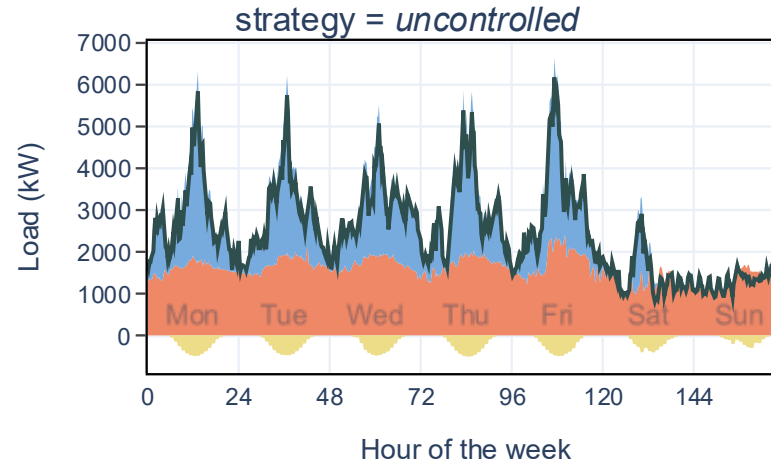
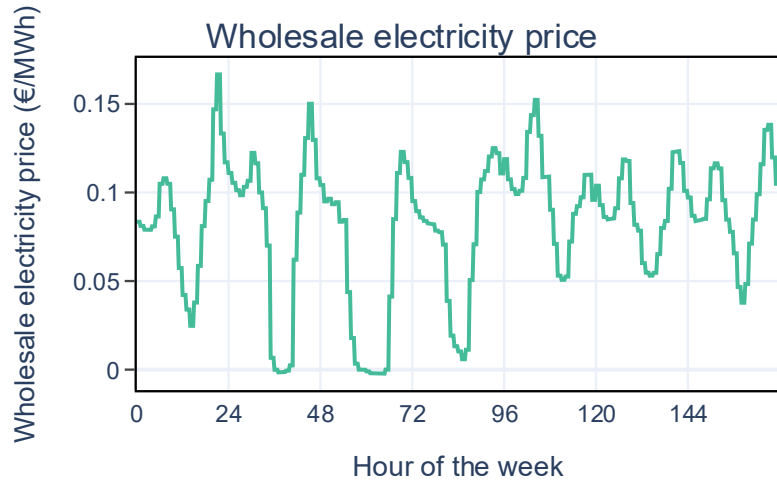
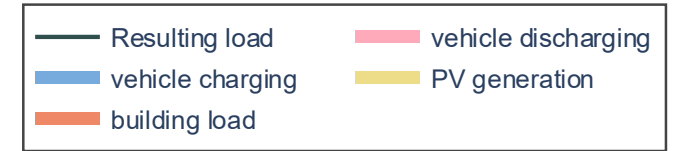
Überblick

Optimierung der Ladestrategien für 5 Depots × 8 Netzentgeltszenarien



Ergebnisse: Lastprofil

Ladestrategien im Vergleich – exemplarisch: erste Juliwoche, Depot C

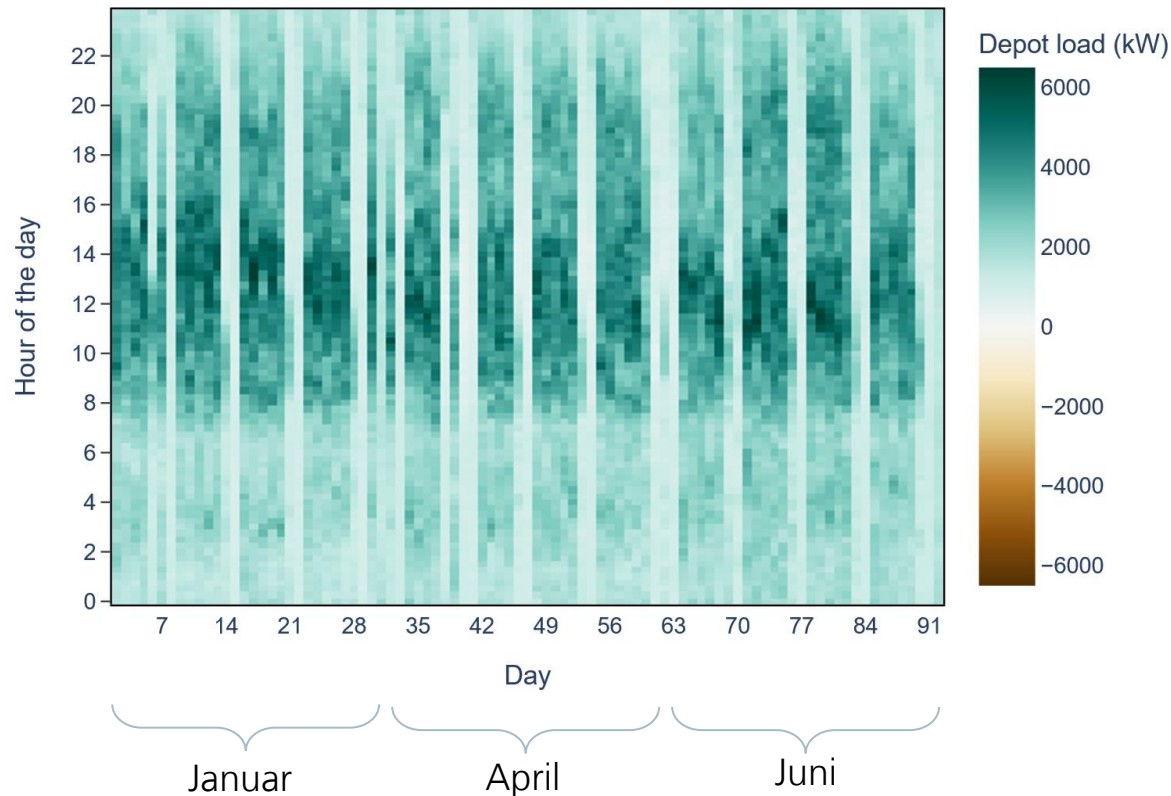


Ergebnisse: Lastprofil

Lastsenkung und Rückspeisung in Abend-/Morgenstunden mit hohem Strompreis – sonst Lastglättung

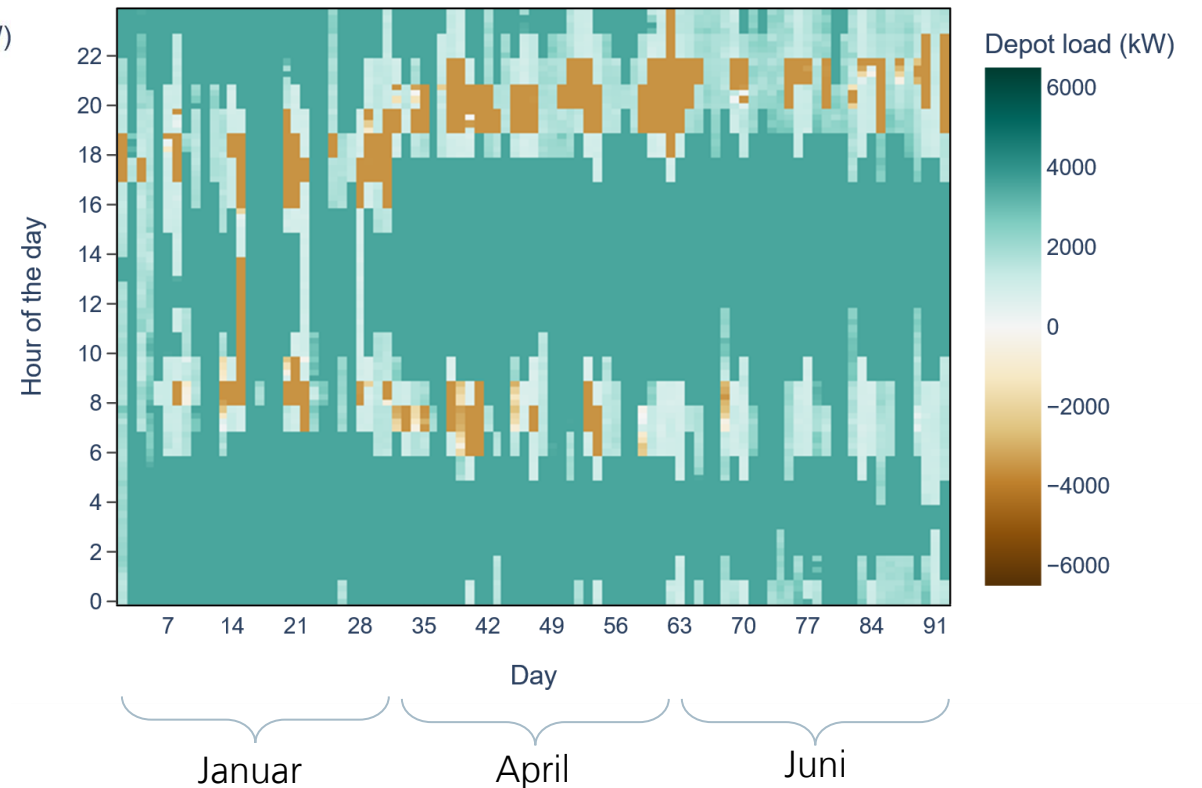
Ungesteuertes Laden

scenario = uncontrolled



Optimiertes bidirektionales Laden

scenario = V2G



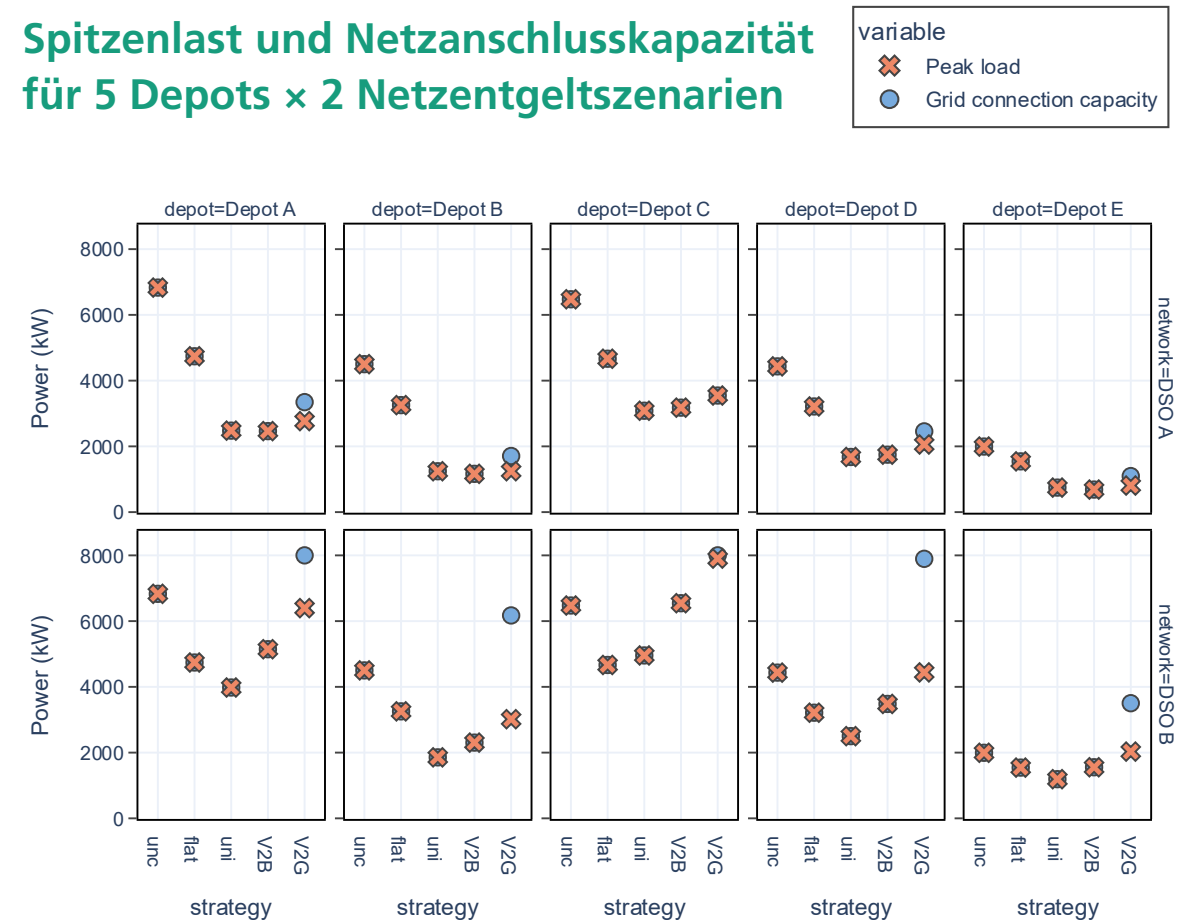
Ergebnisse: Spitzenlast und Netzanschlusskapazität

Lastverschiebung senkt Netzanschlussbedarf – V2G profitiert von größerem Netzanschluss

Kostenoptimierte Spitzenlast und Netzanschlusskapazität

- **Lastverschiebung** kann die Spitzenlast und damit den Bedarf an **Netzanschlusskapazität** erheblich **senken**
- Beim **bidirektionalen Laden** wird im Optimum eine höhere Spitzenlast zugelassen, um dafür die Spotmarktpreise besser auszunutzen.
- **V2G**: Während in allen anderen Ladestrategien Spitzenlast = Netzanschlusskapazität gilt, stellt sich hier je nach Szenario eine **höhere Netzanschlusskapazität als Spitzenlast** ein, die nur bei der **Einspeisung** ins Netz vollständig ausgenutzt wird.
 - Hintergrund: **Netzentgelte** fallen nach aktueller Regulierung in Deutschland **nur auf Netzbezug** an, d.h. eine Einspeisung mit hoher Last erhöht nicht die Netzentgelte

Spitzenlast und Netzanschlusskapazität für 5 Depots × 2 Netzentgeltszenarien



Ergebnisse

Kosten pro genutzter kWh

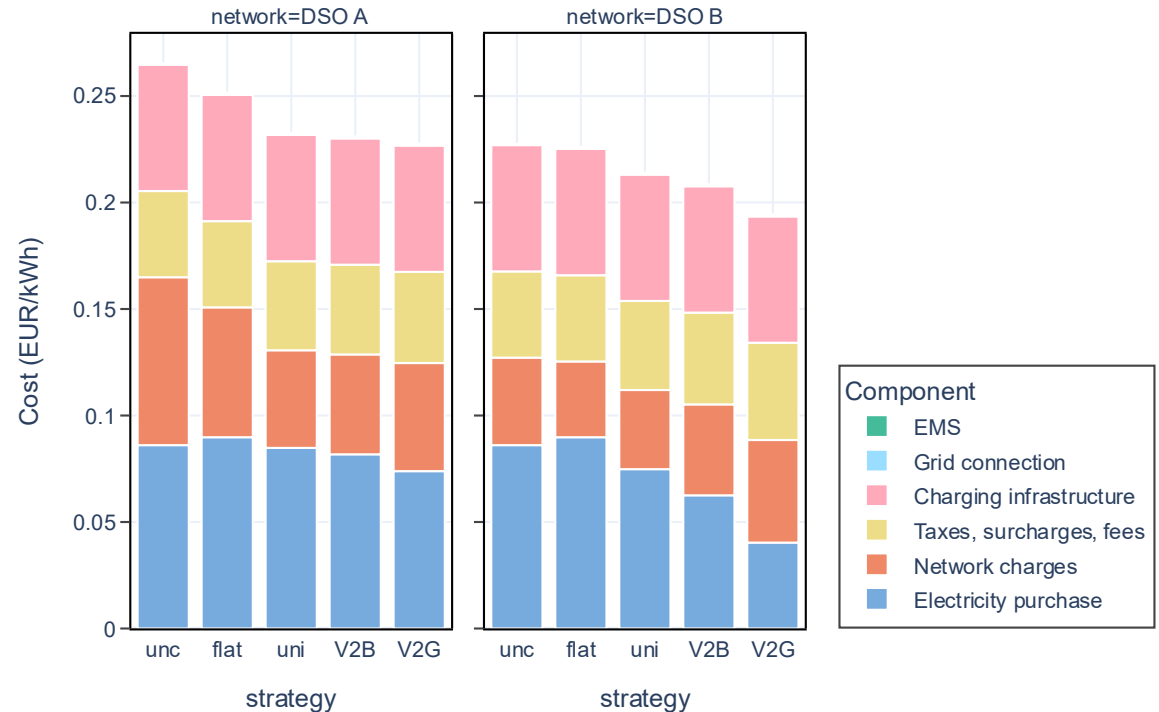
Zusammensetzung der Kosten

- **Optimiertes unidirektionales Laden** senkt **Netzentgelte** und **Strombezugskosten**. Aufgebaute Ladeinfrastruktur ist i. d. R. gleich und Investitionen in Netzanschluss und Energiemanagementsystem (EMS) sind vernachlässigbar.
- Im **V2G**-Szenario sinken die Kosten für den Strombezug weiter (dank **Erlöse durch Rückspeisung**), dafür müssen **höhere Netzentgelte** in Kauf genommen werden.
- Der **Nutzen von bidirektionalem Laden** gegenüber unidirektionalem Laden hängt **vom Netzentgeltszenario** ab:
 - minimaler Mehrwert (links) oder
 - relevante zusätzliche Kostenreduktion (rechts)

Kostenstruktur für Depot C für zwei Netzentgeltszenarien

Leistungspreise (>2.500 Benutzungsstunden)

- DSO A: 216 €/kW
- DSO B: 67 €/kW



Ergebnisse

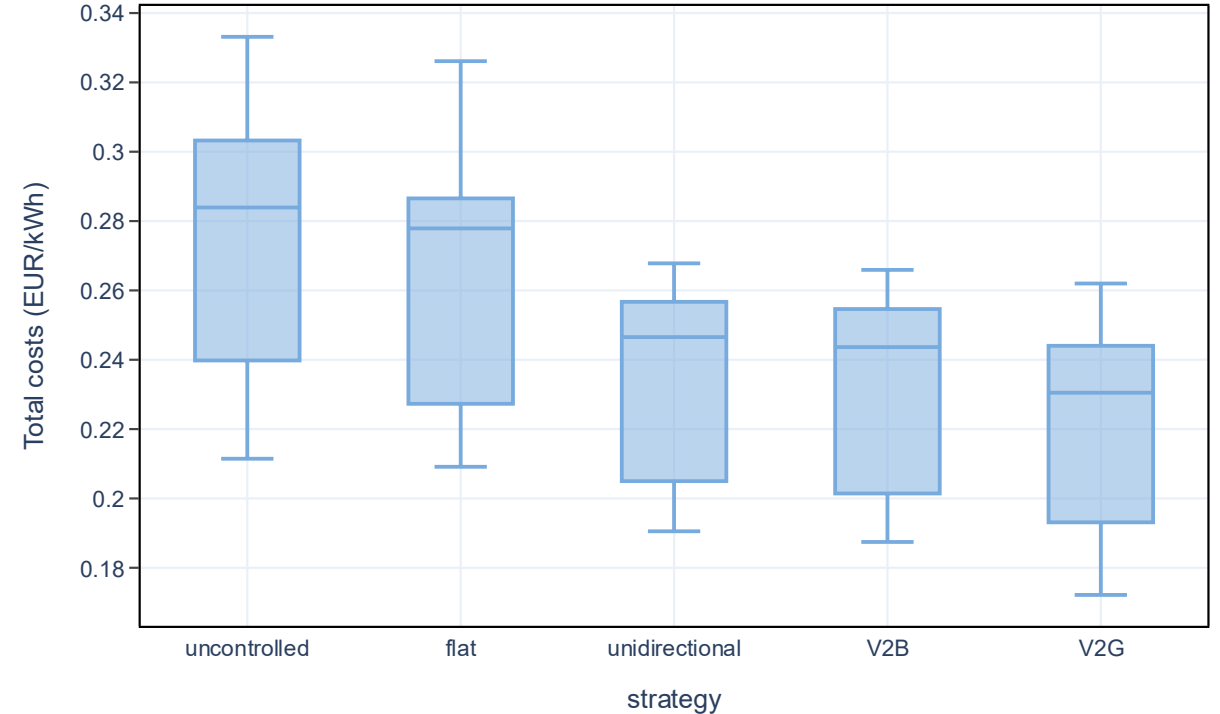
Kostenvorteile durch smartes und bidirektionales Laden

Einsparpotenziale

- Lastmanagement senkt die **Kosten pro genutzter kWh** um
 - ca. **1 ct** durch **simple Lastglättung** in der *flat*-Strategie (Spanne von 0-2 ct je nach Depot und Netzentgelt-Szenario)
 - ca. **4 ct** mit **optimierter Lastverschiebung** (Spanne von 1-7 ct)
 - ca. **5 ct** durch **optimiertes V2G** (Spanne von 3-7 ct)
- **Kostenvorteil** von **bidirektionalem Laden** gegenüber unidirektionalem Laden liegt je nach Szenario bei
 - **< 0,5 ct/kWh** bei **V2B**
 - **0,5-3 ct/kWh** bei **V2G**

Kosten in EUR je genutzter kWh Strom im Depot

Bandbreite aller betrachteten Lkw-Flotten und Szenarien



Ergebnisse

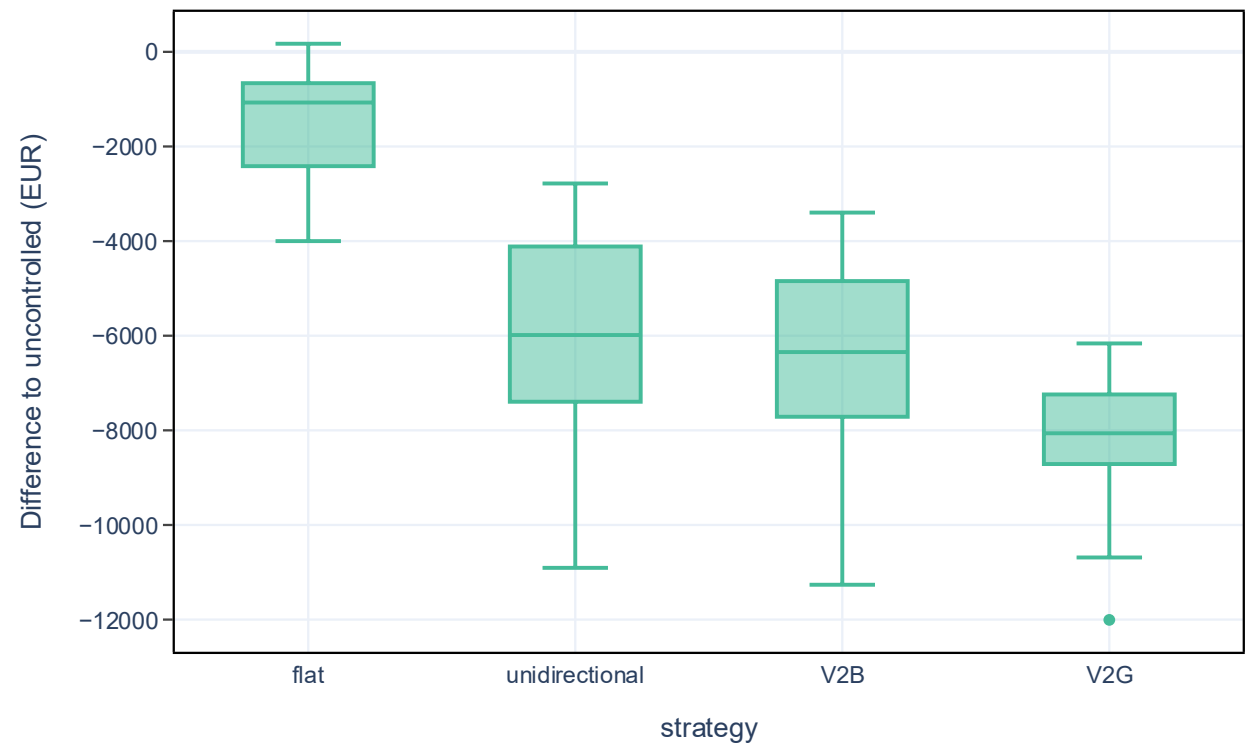
Kostenreduktion

Einsparpotenziale

- Lastmanagement senkt die **Gesamtkosten des Depots** um
 - ca. **1.000 €/Lkw** allein durch **simple Lastglättung** (Strategie *flat*),
 - ca. **6.000 €/Lkw** durch **optimierte Lastverschiebung**,
 - ca. **8.000 €/Lkw** durch **optimiertes V2G**
- **Kostenvorteil** von **bidirektionalem Laden** gegenüber unidirektionalem Laden liegt je nach Szenario bei
 - **300-1.100 €/Lkw** (Median **400 €/Lkw**) bei **V2B**
 - **900-4.200 €/Lkw** (Median **1.800 €/Lkw**) bei **V2G**

Jährliche Einsparung je smart geladenem Lkw

Bandbreite über alle betrachteten Lkw-Flotten und Szenarien



Ergebnisse

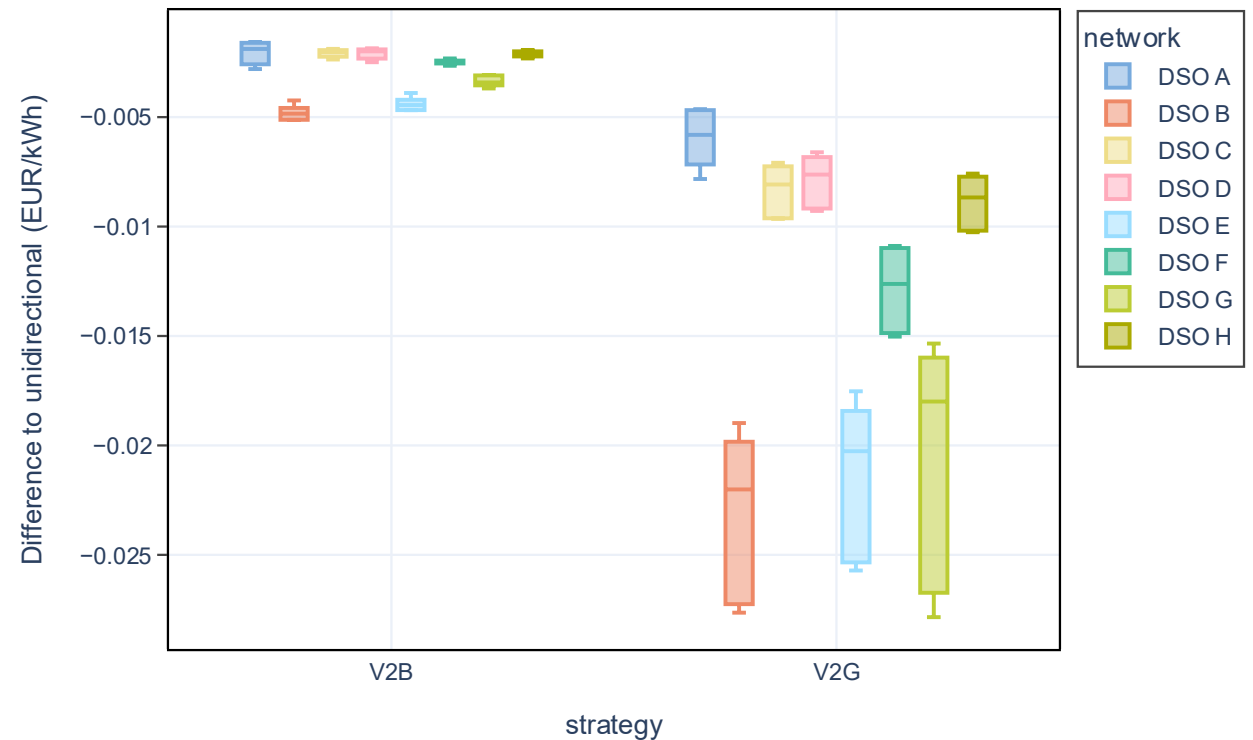
Mehrwert bidirektionales Laden

Kostenvorteil von bidirektionalem Laden

- **V2B** bringt in den untersuchten Fällen **kaum zusätzliches Einsparpotential** gegenüber dem optimierten unidirektionalen Laden
- **V2G** kann **zusätzliche Einsparung bis zu 3 ct/kWh** ermöglichen – die Höhe hängt von Ausgestaltung des Netzentgelttarifs ab.

Einsparung gegenüber optimiertem unidirektionalem Laden

Bandbreite über alle betrachteten Lkw-Flotten



Fazit

Kernergebnisse

1

Die Standzeiten der **untersuchten Lkw-Flotten** aus der Lebensmittellogistik bieten die **Flexibilität**, Ladevorgänge zu verschieben und die Fahrzeuge als Speicher zu nutzen, um die Gesamtkosten im Depot zu **senken**.

2

Durch **Lastverschiebung** kann die Spitzenlast erheblich reduziert werden, was zu **niedrigeren Netzentgelten** und **Netzanschlussbedarfen** führt.

3

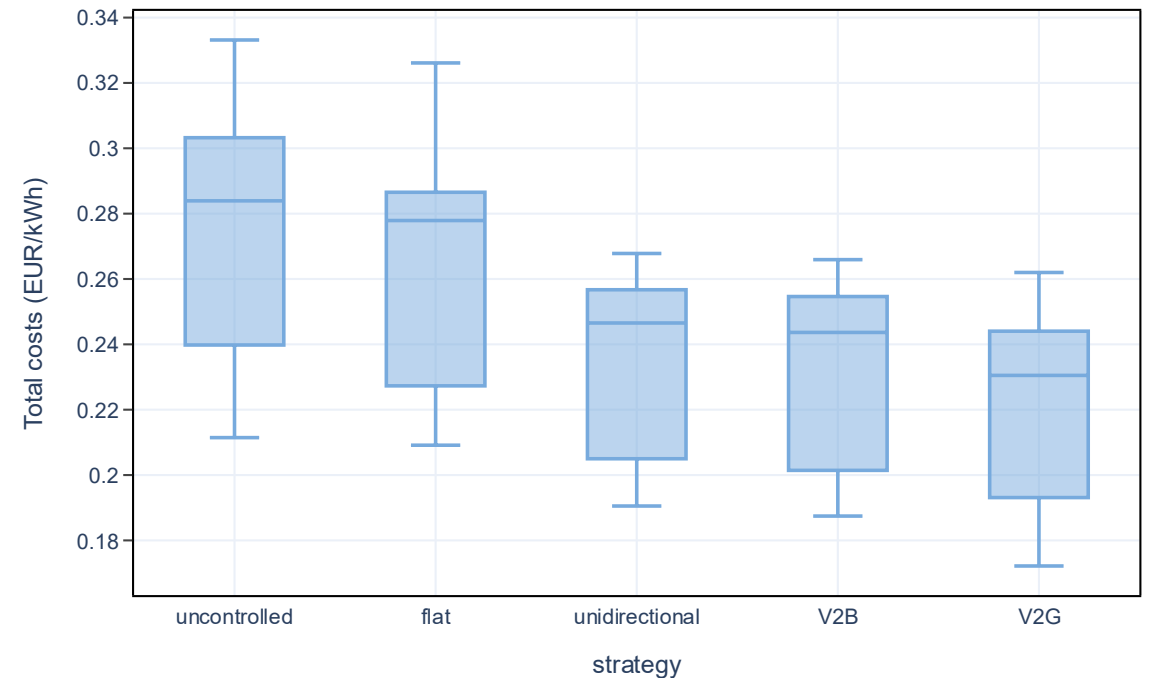
Optimiertes unidirektionales Laden kann **Kostensenkung von 1-7 ct/kWh** ermöglichen, **V2G weitere 0.5-3 ct/kWh**. Bidirektionales Laden ohne Netzeinspeisung (V2B) bietet nur geringes Einsparpotenzial gegenüber unidirektionalem Laden.

4

Die **Ausgestaltung der Netzentgelte** (Höhe von Leistungs- und Arbeitspreisen) beeinflusst den Nutzen von bidirektionalem Laden. Bei hohen Leistungspreisen ist primär die **Vermeidung von Spitzenlasten** kosteneffizient, was Arbitrage mit volatilen Spotmarktpreisen einschränkt.

Kosten in EUR je genutzter kWh Strom im Depot

Bandbreite aller betrachteten Lkw-Flotten und Szenarien



Diskussion und Ausblick

Mögliche nächste Schritte

- **Kostenminimierung** stark durch **Netzentgelte** beeinflusst
 - Aktuelle Netzentgeltsystematik in Deutschland führt zu starker Lastglättung, ermöglicht aber hohe Einspeiseleistungen
 - Rahmenbedingungen in Deutschland werden sich voraussichtlich ändern (*AgNes*-Prozess)
- Tiefere Analyse der relevanten **Einflussgrößen**
 - Welche Voraussetzungen macht einen Standort / eine Lkw-Flotte attraktiv für bidirektionales Laden?
- Es wurden fünf Depots der **Lebensmittellogistik** analysiert
 - Untersuchung **weitere Lkw-Anwendungsfälle** interessant für künftige Forschung
- Mögliche **Modellweiterentwicklungen**:
 - variable **PV-Kapazität** am Standort
 - variable **Batteriegrößen** der Fahrzeuge
 - variable **Anzahl an Ladepunkten**
 - Berücksichtigung der **Batterialterung**

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit! Fragen? 😊



Fraunhofer-Institut für System- und
Innovationsforschung ISI

V2XPLORE

Kontakt

Fabio Frank
Geschäftsfeld Energiewirtschaft
Abteilung Energietechnologien und Energiesysteme
Tel. +49 721 6809-458
fabio.frank@isi.fraunhofer.de

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI
Breslauer Straße 48
76139 Karlsruhe
www.isi.fraunhofer.de