

# Session Verteilnetzplanung

Birgit Schachler, Maike Held, Kilian Helfenbein,  
Paul Dubielzig, Jonathan Amme





Birgit Schachler

Reiner Lemoine Institut  
Berlin



Jonathan Amme

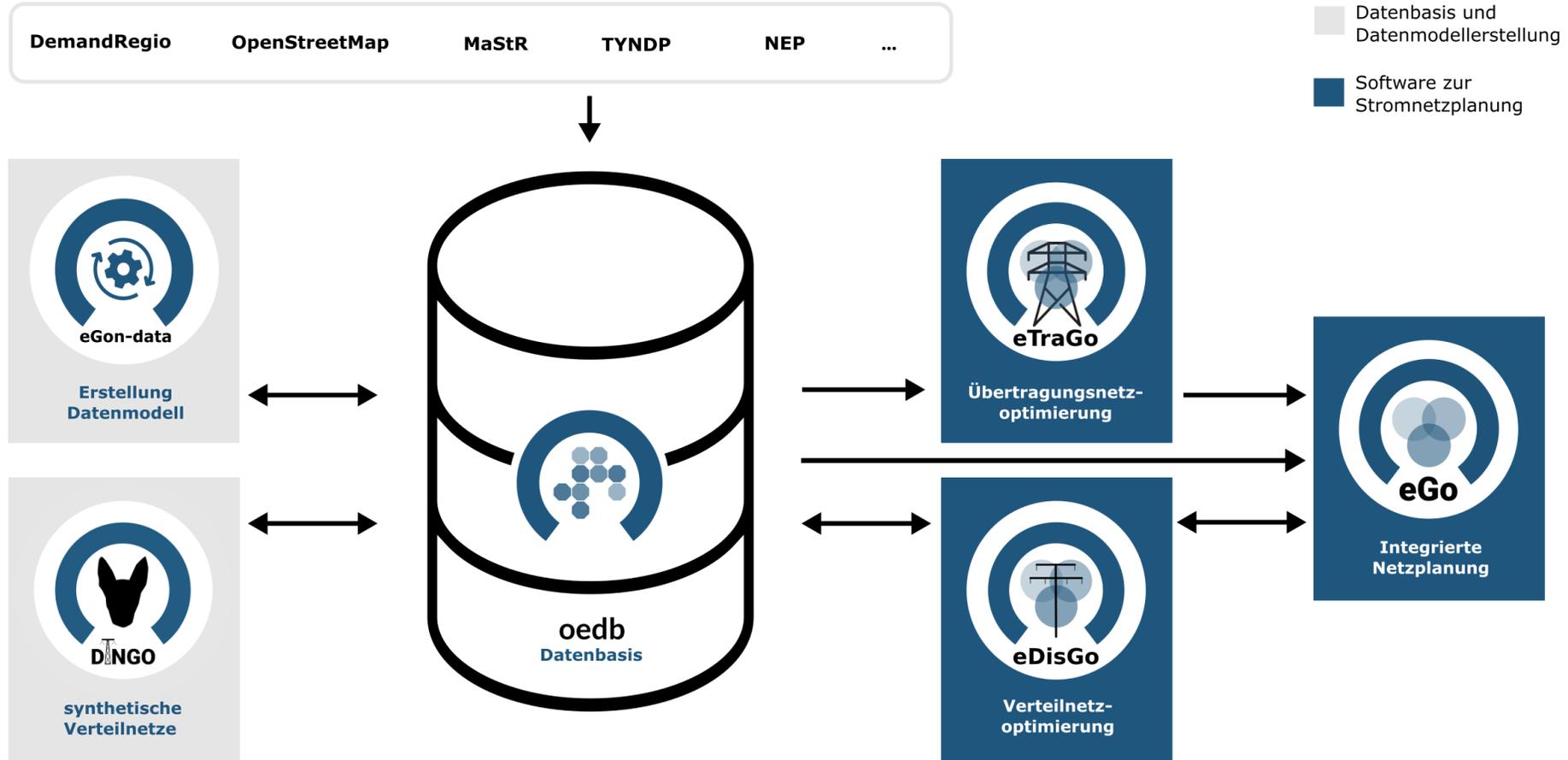
Reiner Lemoine Institut  
Berlin



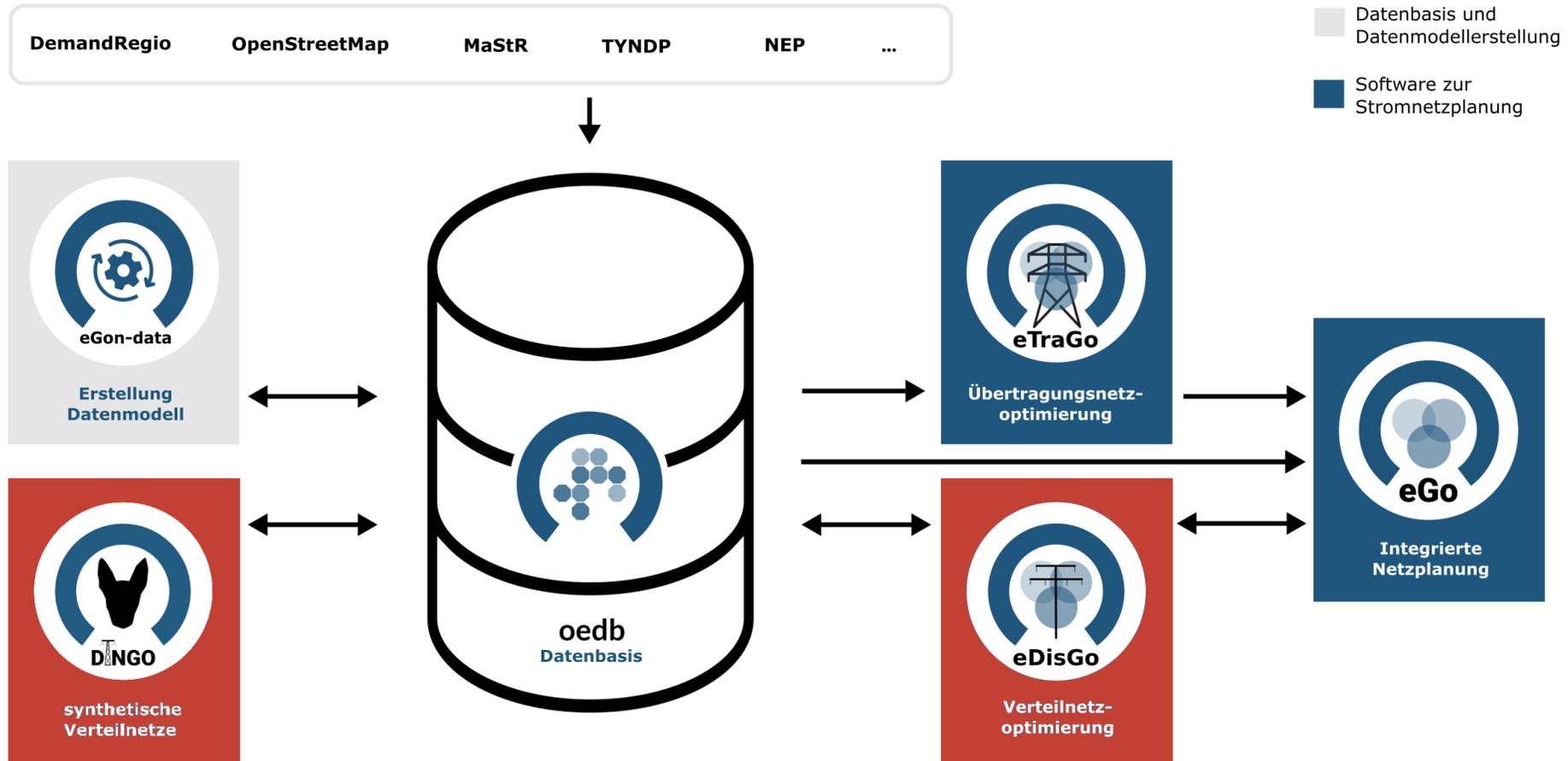
Kilian Helfenbein

Reiner Lemoine Institut  
Berlin

# Einordnung in den Projektkontext



# Einordnung in den Projektkontext





## Distribution Network Generat0r

### Fokus:

- Generierung **synthetischer Netztopologien** für Mittel- und Niederspannung auf Basis von Geodaten

### Features:

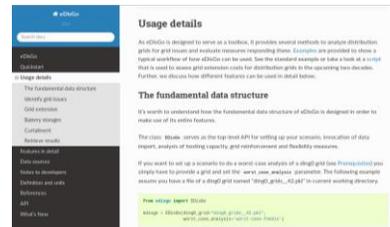
- Greenfield-Planning Ansatz
- Berücksichtigung gängiger Netzplanungsprinzipien
- Routing entlang von Straßen



Source Code: <https://github.com/openego/ding0>

Lizenz: AGPLv3

Installation: `pip install ding0`



Doku: <https://dingo.readthedocs.io>



## electricity **Distribution Grid** optimisation

### Fokus:

- Bestimmung des **Netzausbaubedarfs** in der Mittel- und Niederspannung aufgrund sich **wandelnder Erzeugungs- und Verbrauchslandschaft**
- Bewertung von **Flexibilitätsoptionen** wie Speichern, gesteuertem Laden, etc. hinsichtlich ihres Potenzials Netzausbaubedarf zu verringern

### Features:

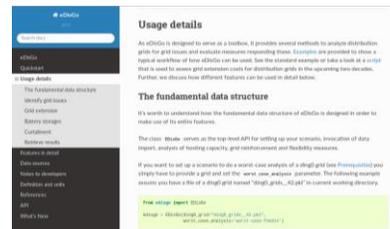
- Nicht-lineare Lastflussanalyse mit PyPSA
- AC-OPF zur Optimierung von Flexibilitätseinsatz (julia Implementierung)
- Automatisierter Netzausbau
- Diverse Datenschnittstellen (OEP, eGon-data, oemof demandlib, SimBEV)



Source Code: <https://github.com/openego/eDisGo>

Lizenz: AGPLv3

Installation: `pip install eDisGo`



Doku: <https://edisgo.readthedocs.io>

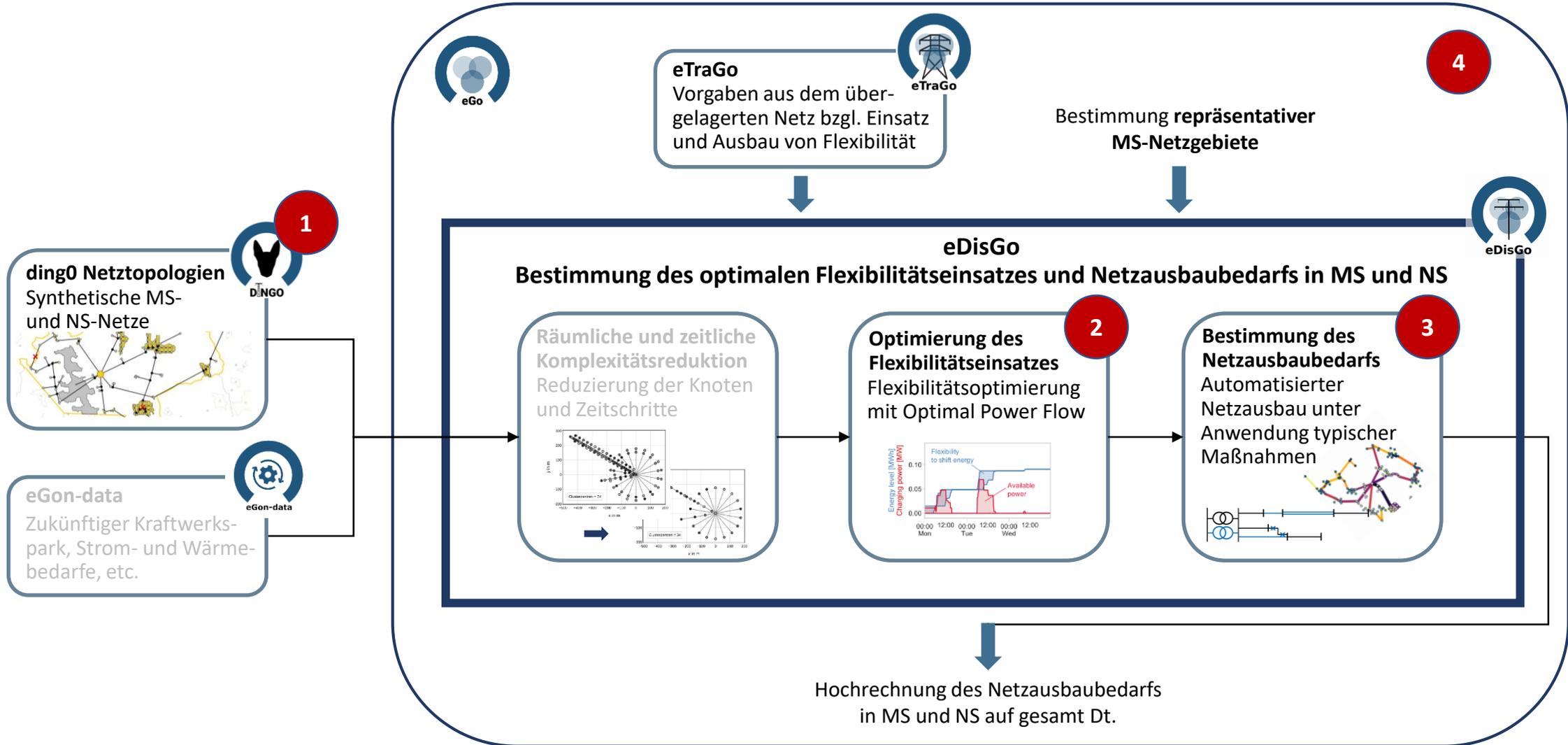


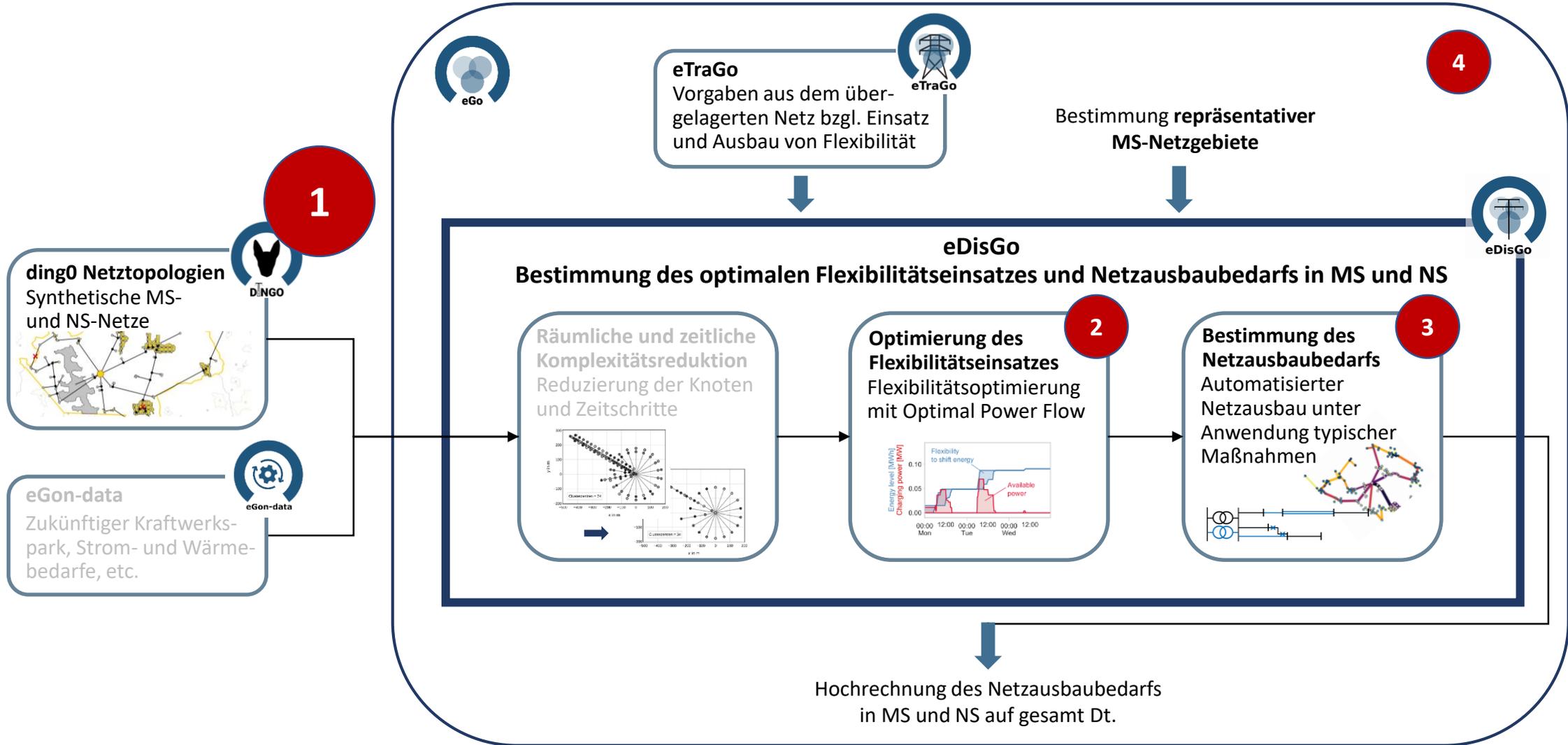
Wie hoch sind **Netzausbau- und Flexibilitätsbedarfe** in einem sektorgekoppelten Energiesystem?



Welchen Einfluss hat der **HÖS- und HS-optimale Einsatz von Flexibilitäten** auf die **MS- und NS-Netze**?

# Workflow und Agenda





## Ausgangssituation:

- Realnetzdaten unter Verschluss
- etablierte Netzmodelle nicht georeferenziert / frei zugänglich

## Zielsetzung:

- deutschlandweite Abdeckung unter Berücksichtigung lokaler Gegebenheiten
- realitätsnahe, technische funktionsfähige Modellnetze des Status-Quo-Zustands

## Umsetzung:



- Abdeckung des ländlichen Raums mit hohem Netzausbaubedarf
- Vereinfachte Annahmen (gebietsweise Spitzenlasten, Positionen, ...)

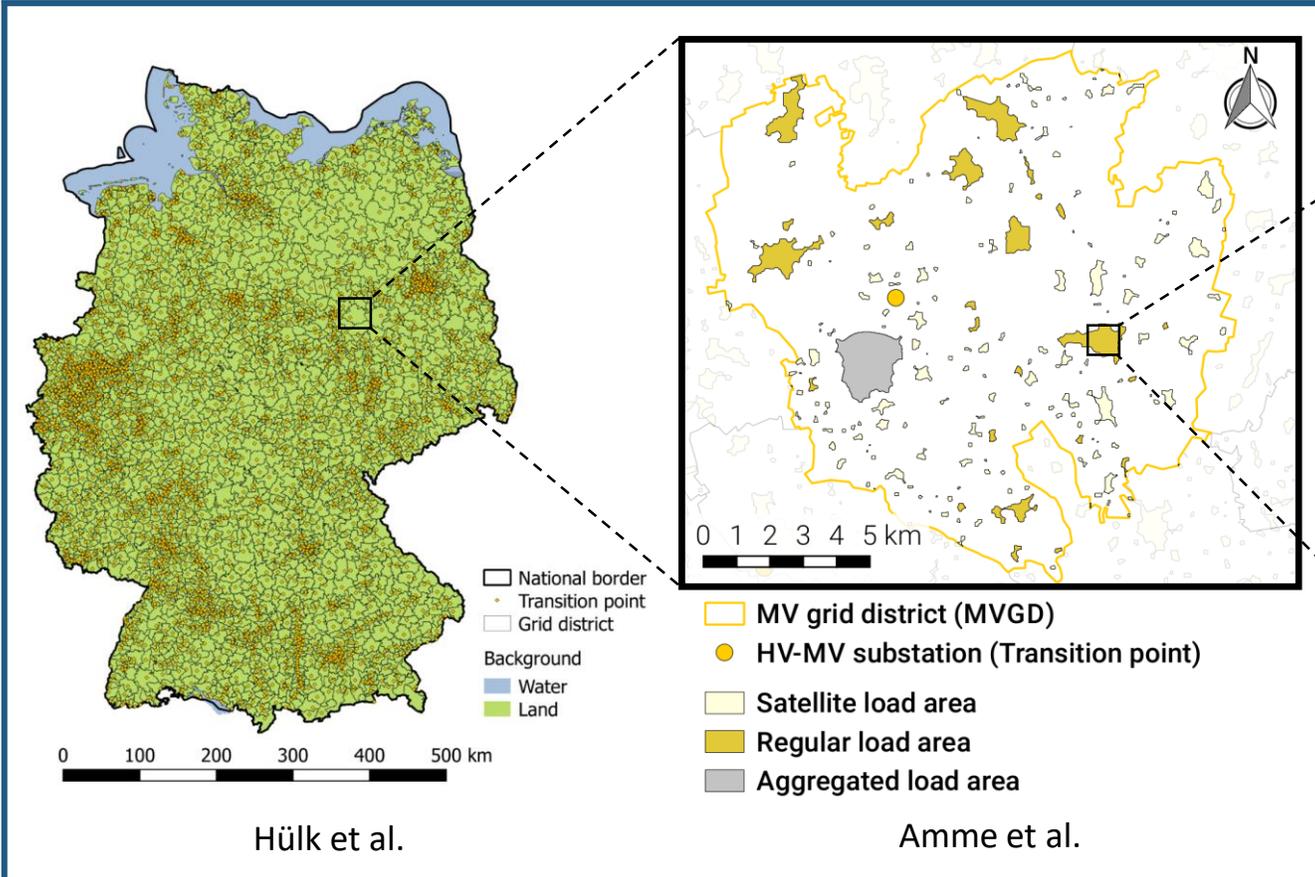
### Erstentwicklung



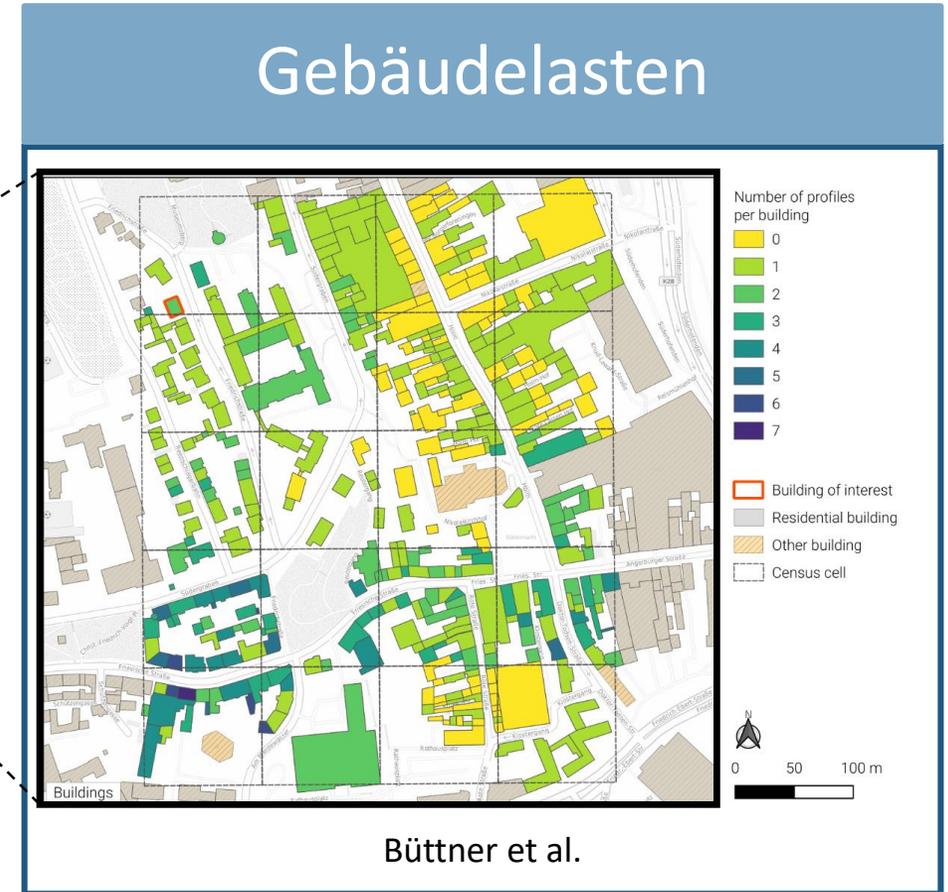
### Weiterentwicklung

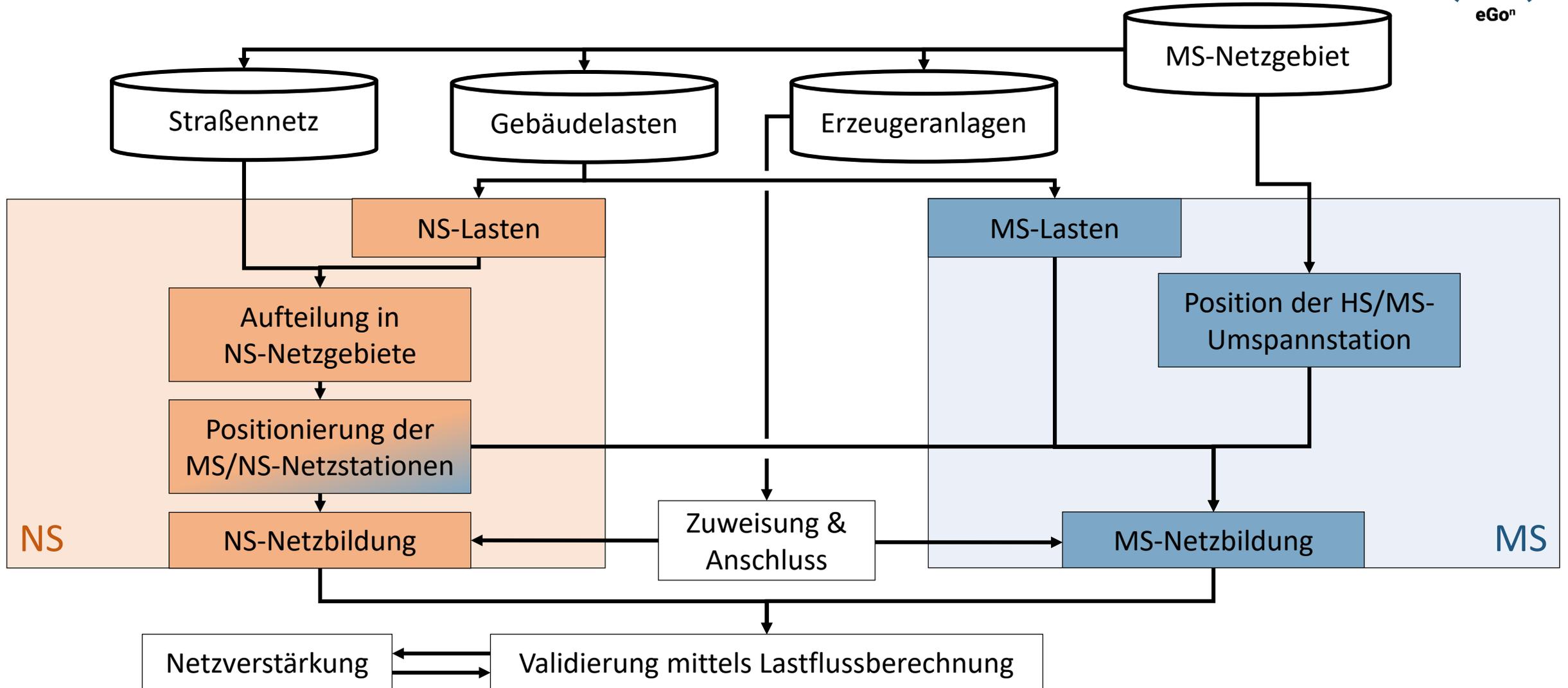
- Lastdaten auf Gebäudeebene
- Berücksichtigung des Straßennetzes
- Erweiterung der Abdeckung auf den urbanen Raum

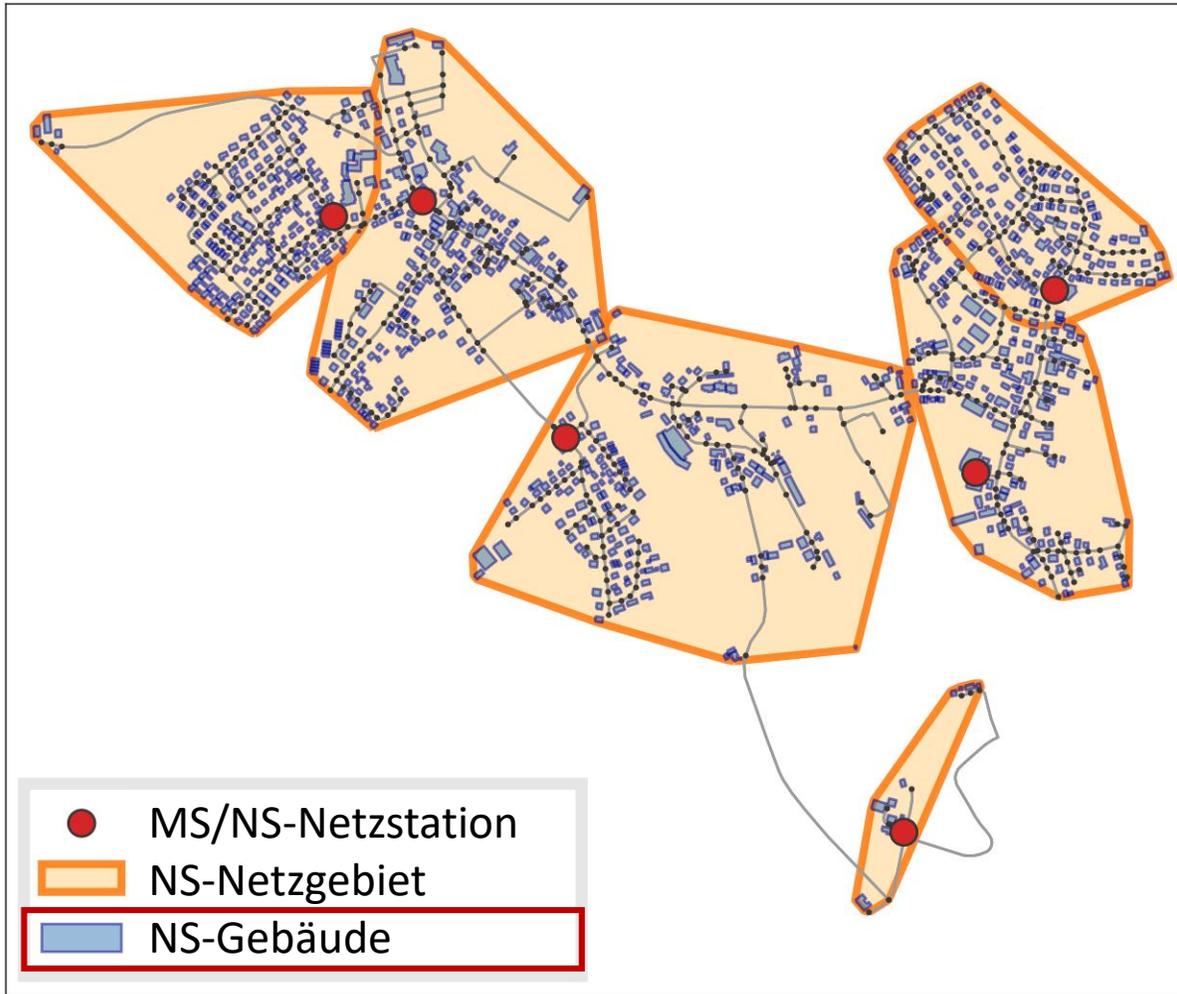
## MS-Netzgebiete



## Gebäudelasten





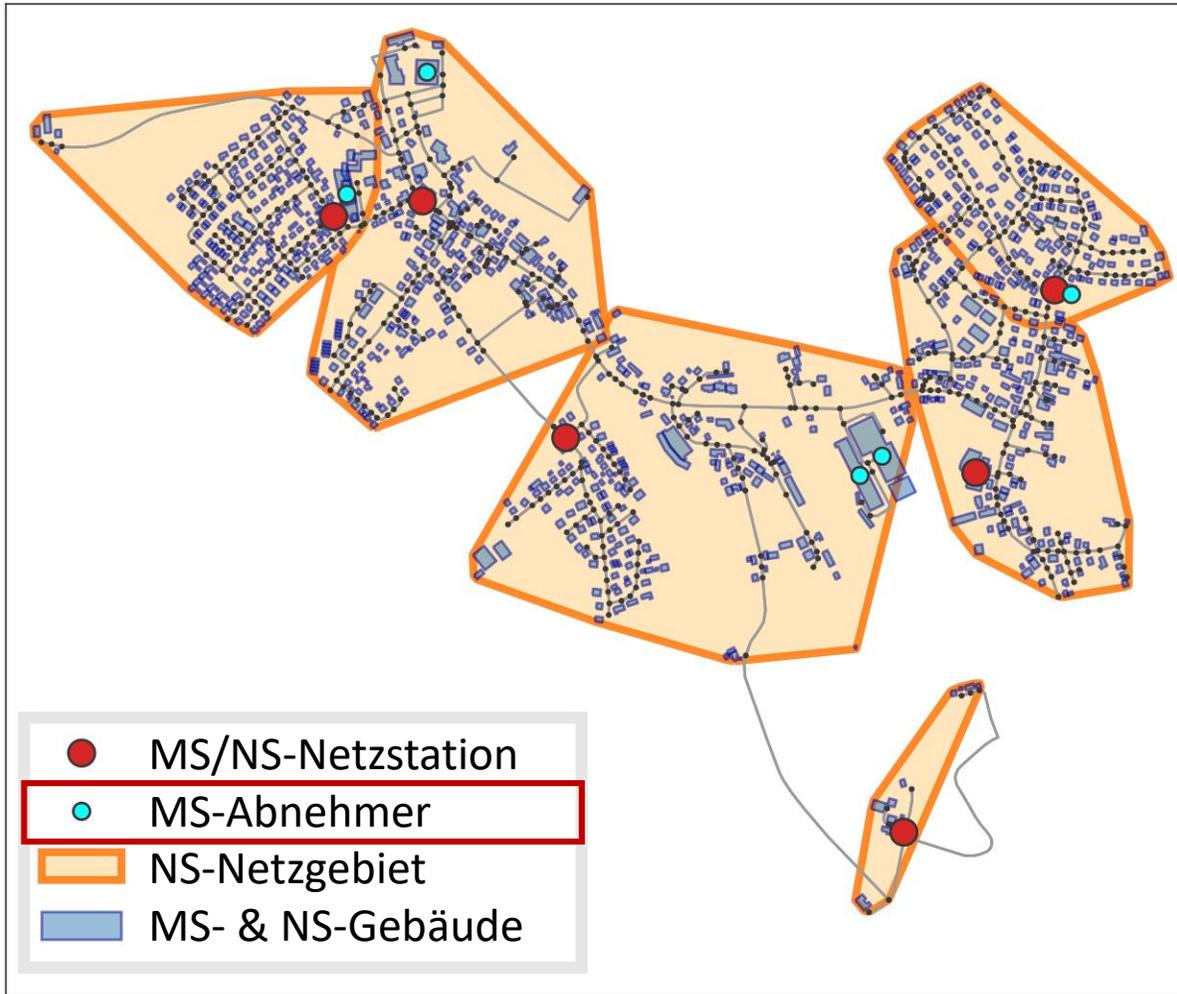


## MS/NS-Netzstationen

1. Unterteilung des Straßennetzes in NS-Netzgebiete mithilfe hierarchisch-agglomerativer Clusteranalyse
2. Positionierung der Netzstation im straßengewichteten Lastschwerpunkt

## Spannungsebenenzuweisung

Netzanschlusspunkt	Spannungsebene	Kapazität [MW]
NS-Netz	0,4 kV	0 - 0,1
MS/NS-Sammelschiene	0,4 kV	0,1 - 0,2
MS-Netz	10 kV	0,2 - 3
	20 kV	0,2 - 5,5



## MS/NS-Netzstationen

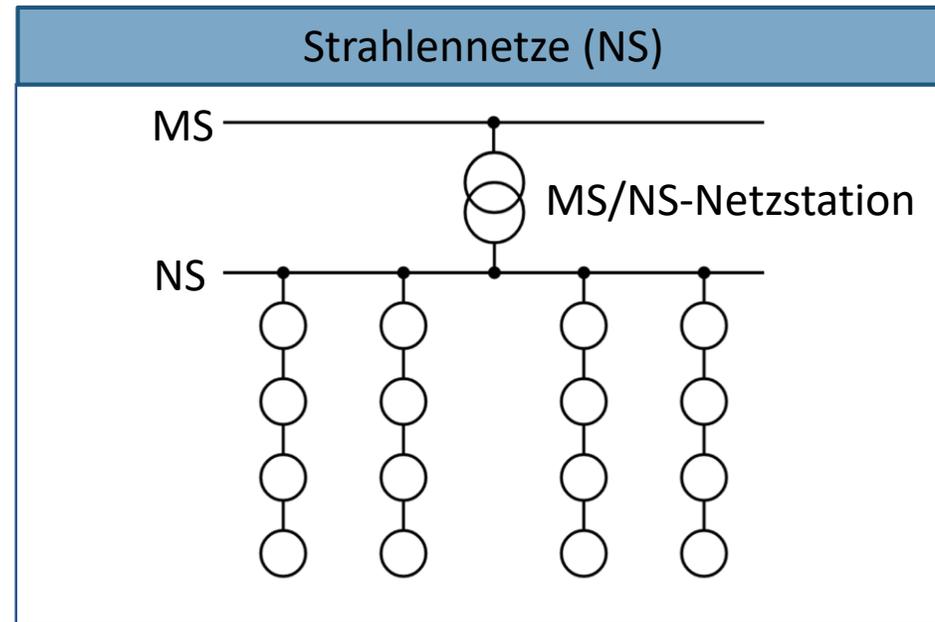
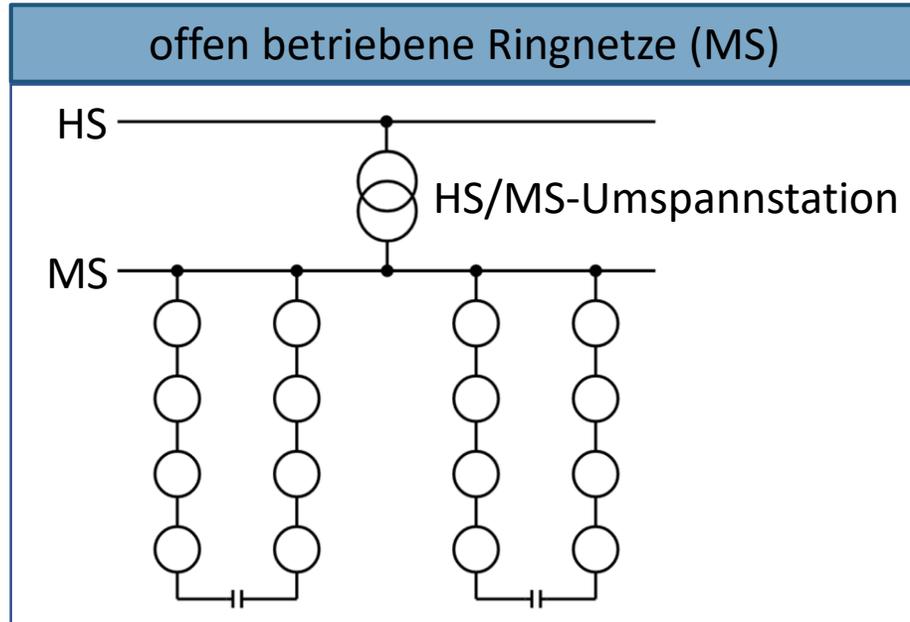
1. Unterteilung des Straßennetzes in NS-Netzgebiete mithilfe hierarchische-agglomerativer Clusteranalyse
2. Positionierung der Netzstation im straßengewichteten Lastschwerpunkt

## MS-Abnehmer

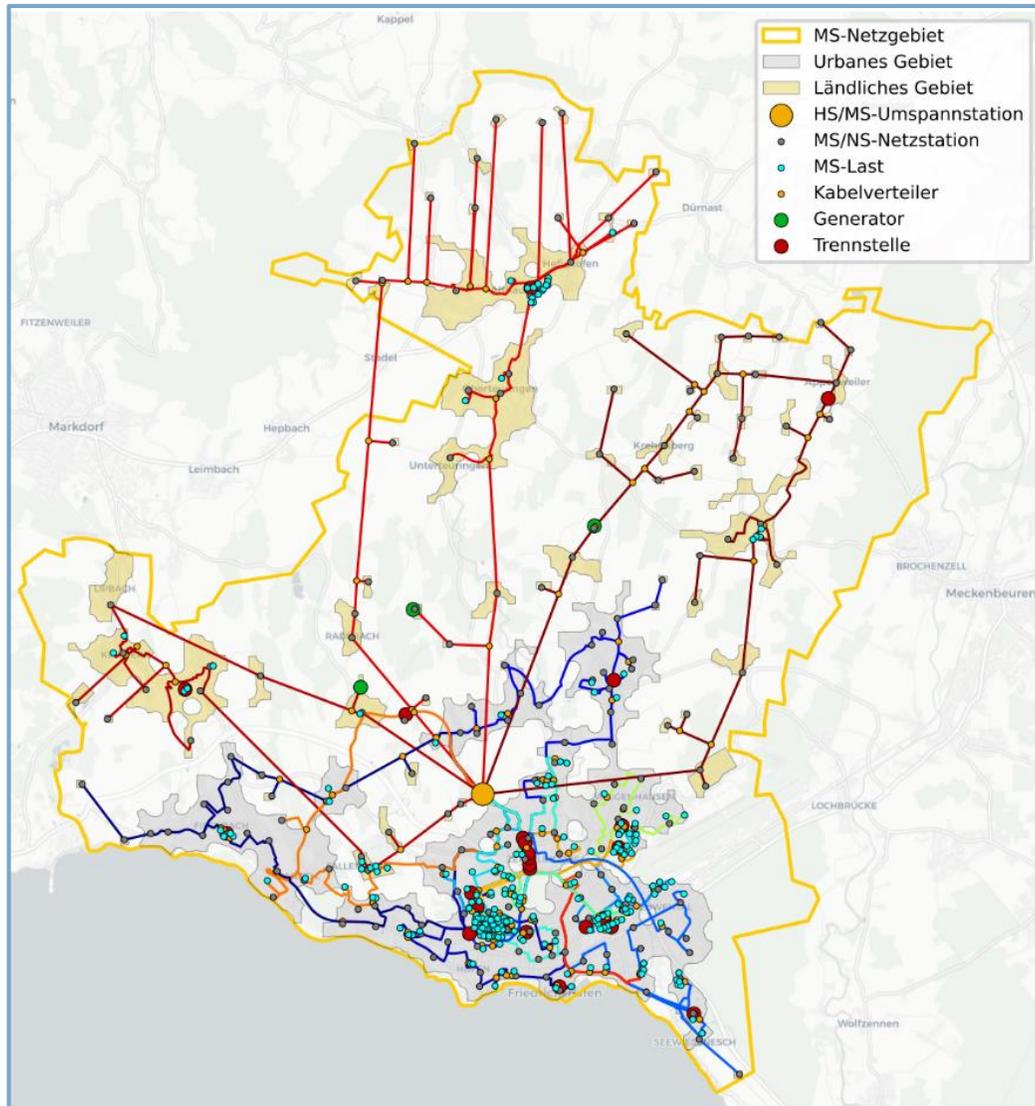
- Positionierung im Gebäudezentrum

## Spannungsebenenzuweisung

Netzanschlusspunkt	Spannungsebene	Kapazität [MW]
NS-Netz	0,4 kV	0 - 0,1
MS/NS-Sammelschiene	0,4 kV	0,1 - 0,2
MS-Netz	10 kV	0,2 - 3
MS-Netz	20 kV	0,2 - 5,5

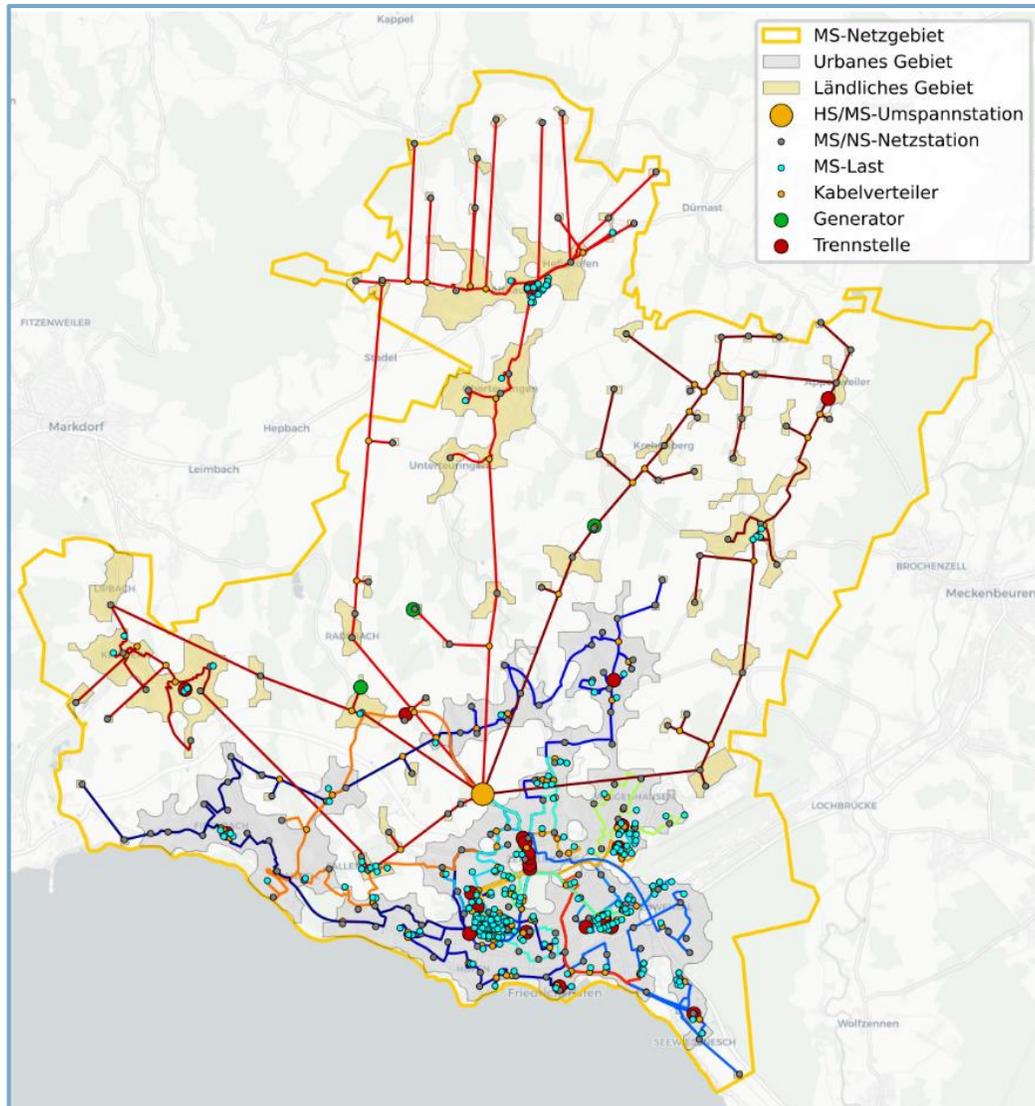


- Annahme einer Grundtopologieform pro Netzebene (einfachgespeiste Netze)
- Netzbildung erfolgt
  - mithilfe von Algorithmen aus der Tourenplanung
  - unter Berücksichtigung gängiger Planungsgrundsätze & technischer Restriktionen



## Netzbildung

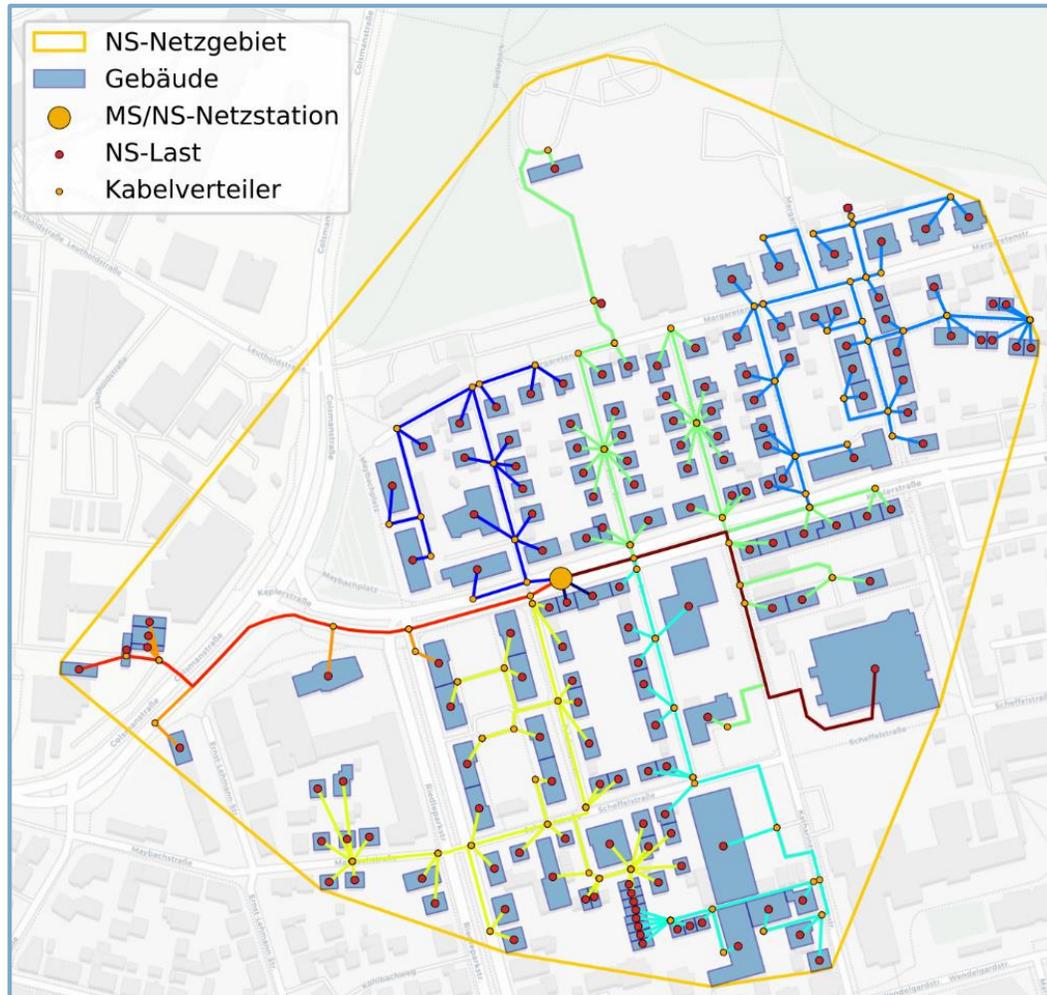
1. Grundtopologie: Formulierung der Hauptringbildung als Capacitated Vehicle Routing Problem (CVRP)
  - max. 20 Lastenknoten / Hauptring
  - max. 60 km Hauptringlänge
  - Leitungsauslastungs- & Spannungsfallüberprüfung
2. Erweiterte Topologie: Anschluss verbliebener Netzteilnehmer & Erzeuger mittels Stichanbindung / Hauptringintegration
  - Stichsummenlast  $\leq 1\text{MVA}$



## Planungsgrundsätze

- Kabelführung entsprechend des Siedlungstyps
- Erfüllung des (n-1) Kriteriums
  - redundant ausgelegte Betriebsmittel
  - Einbau von Lasttrennschaltern (Ring)
  - Notstromaggregate ( $\leq 1\text{MVA}$ ) (Stich)
- Überprüfung von zulässiger Auslastung von Betriebsmitteln & Spannungsbandverletzung

Equipment	Load factor (LF) heavy load flow	Load factor reverse power flow
HV-MV transformer	max. 60 %	max. 100 %
MV cable	max. 60 %	max. 100 %



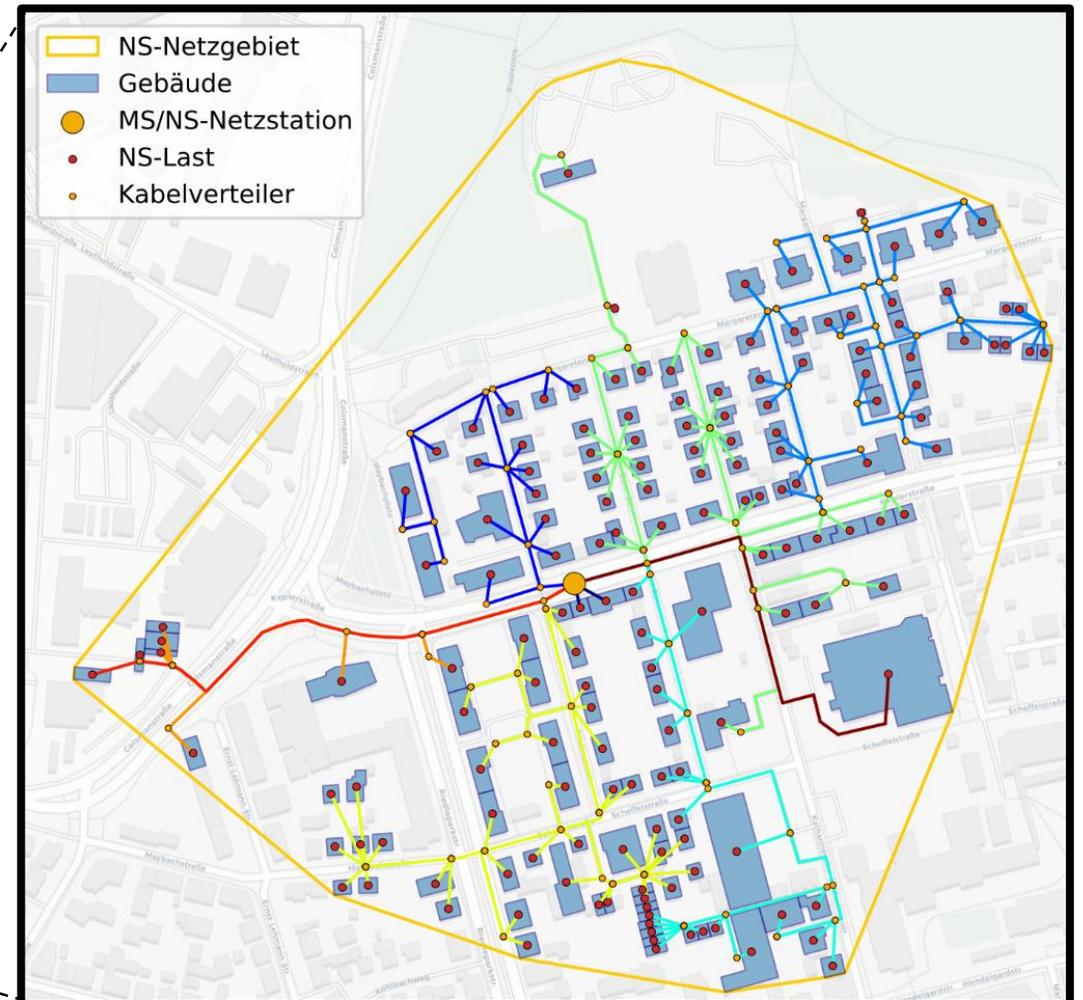
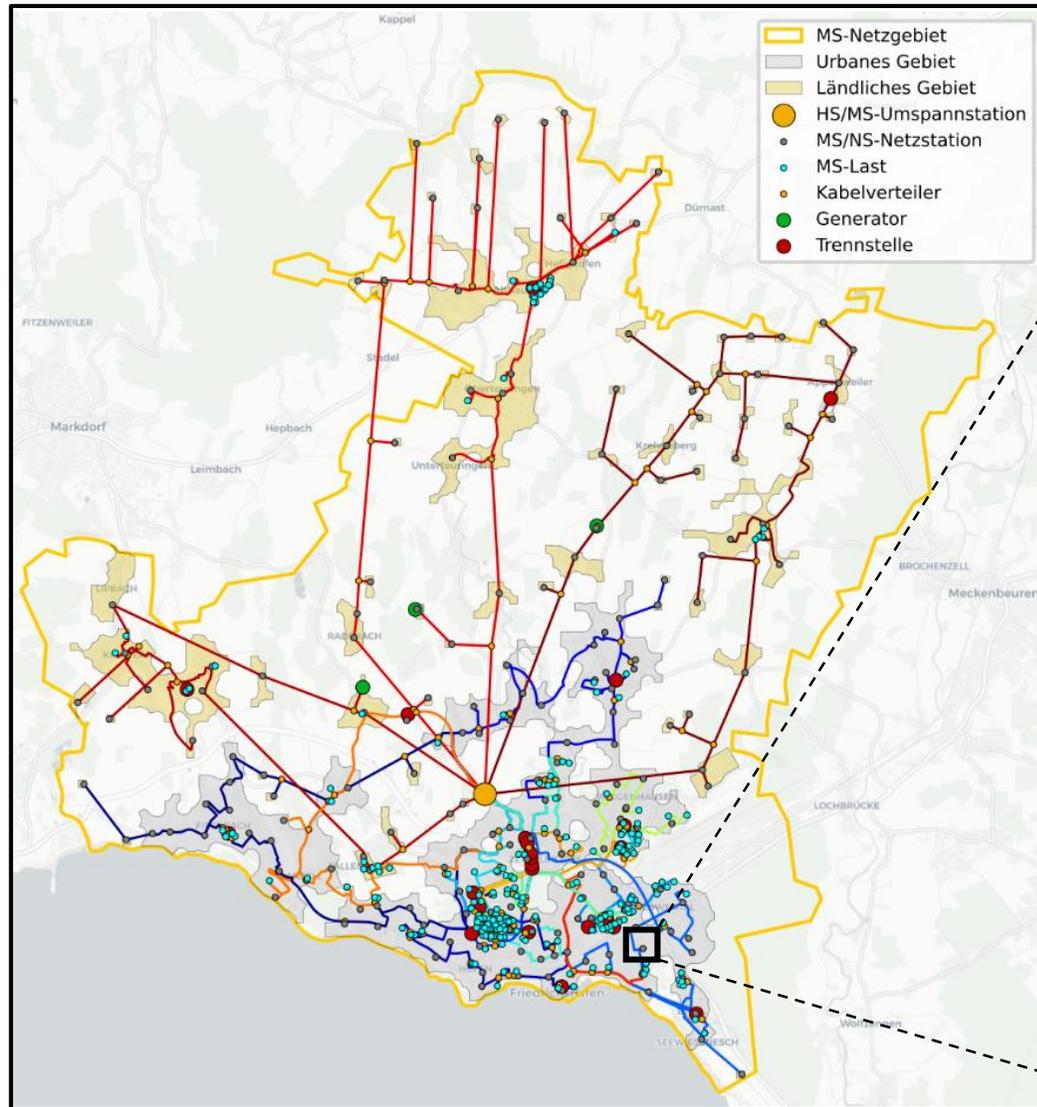
## Netzbildung

1. Grundtopologie: Shortest-Path-Tree von MS/NS-Netzstation zu NS-Gebäudelasten
2. Strängeaufteilung: lastgewichtete Aufteilung in Stränge mittels Graphenpartition

## Planungsgrundsätze

- uneingeschränkte Kabelführung entlang der Straßen
- max. 1500m zulässige Leitungslänge
- Überprüfung von zulässiger Auslastung von Betriebsmitteln & Spannungsbandverletzung

Equipment	Load factor (LF) heavy load flow	Load factor reverse power flow
MV-LV transformer	max. 100 %	max. 100 %
LV cable/overhead line	max. 100 %	max. 100 %



## Zusammenfassung

- Erzeugung heterogener, technisch funktionsfähiger, reproduzierbarer Modellnetze
- Abdeckung: 3648 von 3854 MS-Netzgebieten (ca. 95%)
- Berücksichtigung gängiger Planungsgrundsätze / technischer Restriktionen

## Unsicherheiten

- Besonderheiten historisch gewachsener Netze (Vermaschungen, Mehrfachspeisung, Querverbindungen...)
- Netzplanung häufig Einzelfallentscheidung (Planungsgrundsätze, Betriebsmittel, ...)
- initiale Netzbildungsannahmen beeinflussen die Resultate

## Geplante Veröffentlichungen

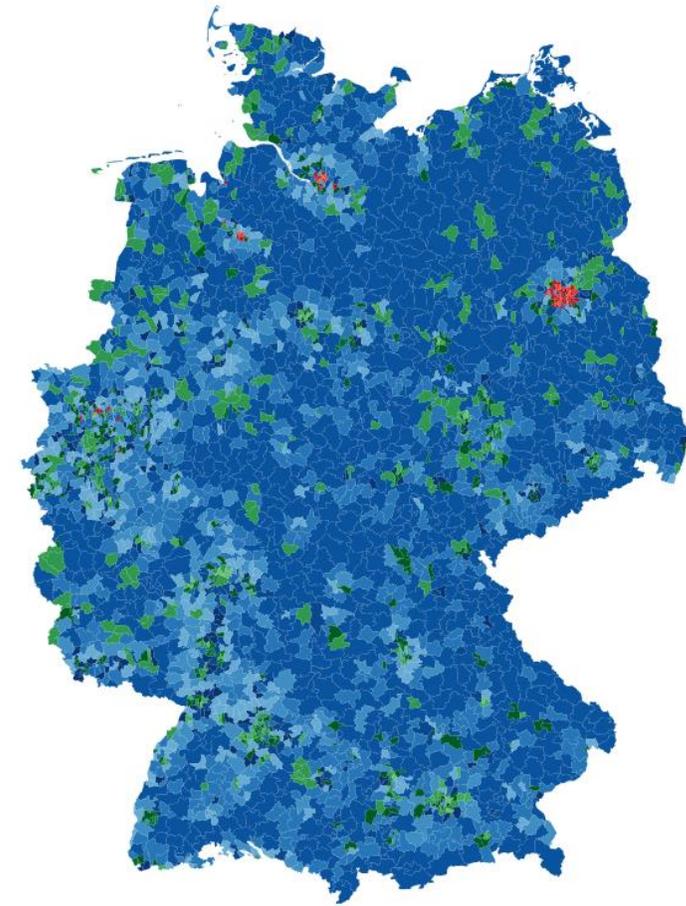
- Gesamtheit aller Modellnetzdaten (via Zenodo)
- ding0-Release mit höherer Nutzerfreundlichkeit
- Wissenschaftliches Paper zur Methodik

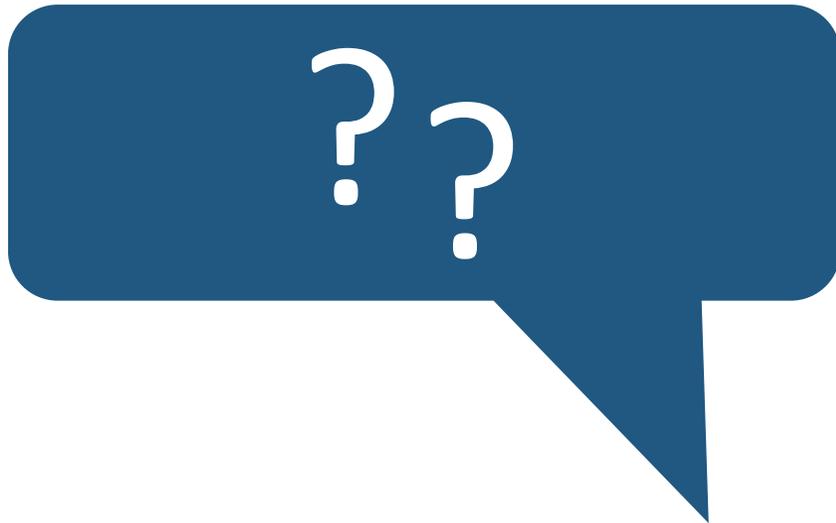
## Validierung & Erweiterungen

- Erweiterung um einen Brownfield-Planning-Ansatz
- Evaluation anhand einer (netzgebietsbezogenen) Vergleichsanalyse mit realen Netzstrukturdaten

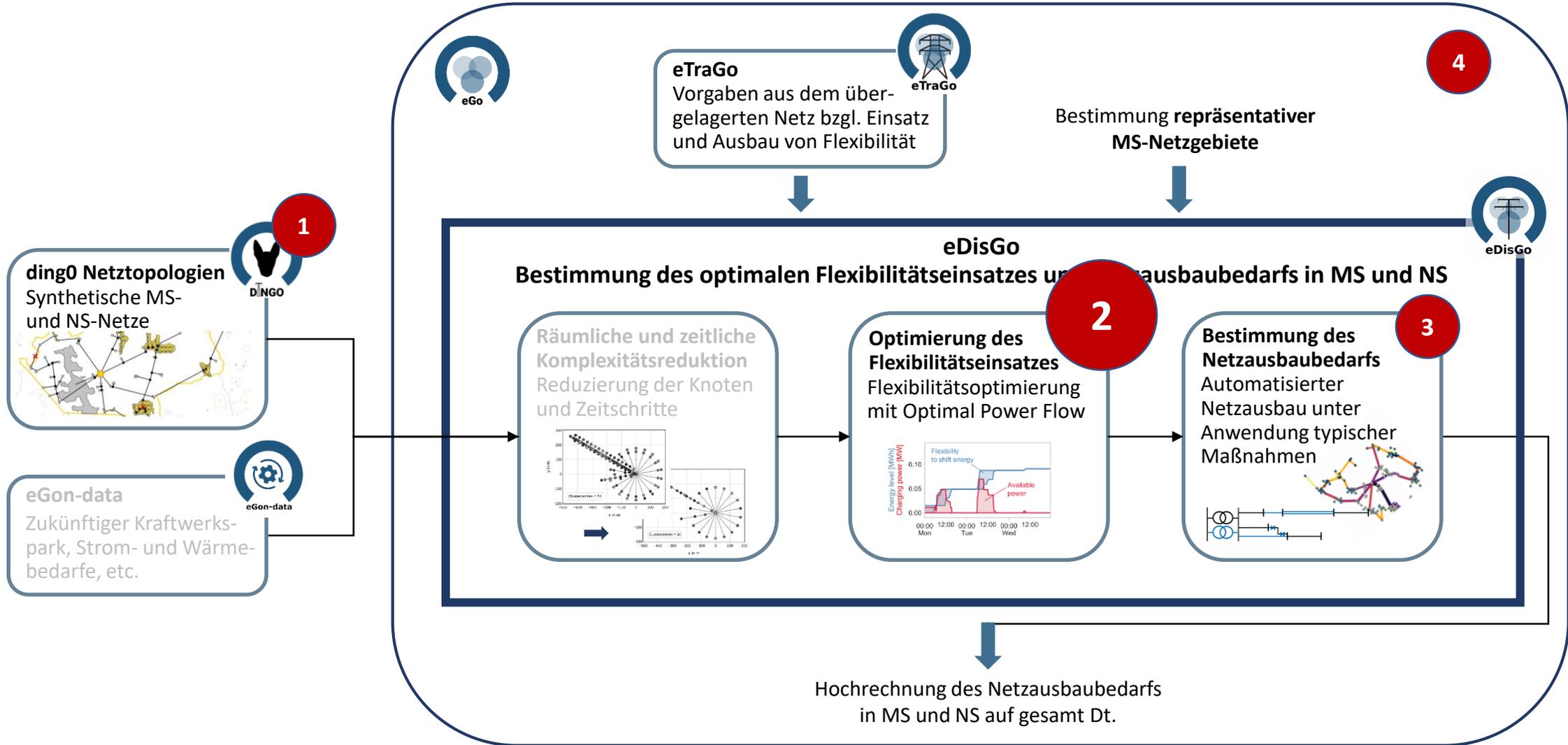
## Bestimmung repräsentativer MS-Netze

- Ziel: Bestimmung des Netzausbaubedarf in MS- und NS-Netzen für ganz Deutschland
- Deutschlandweit über 3.800 MS-Netze
- Bestimmung repräsentativer Netze mittels k-Medoids Clustering
- Clustering anhand der zukünftigen Versorgungsaufgabe basierend auf [dena2018, VN-StudieNRW2021] (Werte jeweils Flächenbezogen)
  - Zubau Wind
  - Zubau PV
  - Hochlauf WP
  - Hochlauf Elektromobilität
- Im Projekt Verwendung von 50 Clusternetzen





Fragen oder Anmerkungen?





1.



**LOPF zur Bestimmung des kostenoptimalen**

- **Stromnetzausbaus auf HöS- und HS-Ebene**
- **Speicherausbaus** (Batteriespeicher, Wärmespeicher, H<sub>2</sub>-Speicher)
- Ausbaus von PtH<sub>2</sub>-Anlagen, Brennstoffzellen, Dampfreformierungs- und Methanisierungsanlagen
- **Kraftwerks- und Flexibilitätseinsatzes**



2.



**AC-OPF zur Bestimmung des optimalen Flexibilitätseinsatzes zur Minimierung des Netzausbaubedarfs**

- auf **MS- und NS-Ebene**
- unter Berücksichtigung der **Vorgaben aus den übergelagerten Netzebenen**

- Verwendung des **Branch-Flow-Model** (BFM)
- **Konvexe Relaxation** der Leistungsgleichung um Lösbarkeit für große Netze zu ermöglichen
- Nur Optimierung des Flexibilitätseinsatzes, nicht des Netzausbaus
  
- Zielfunktion:

$$\min_x \sum_{t \in T} \left( \underbrace{\delta_2 \cdot \tilde{p}^t}_{\text{Minimierung von Last- und Erzeugungsabwurf}} + \underbrace{\sum_{(i,j) \in E} (1 - \delta_2) \cdot l_{ij}^t \cdot R_{ij}}_{\text{Minimierung der Leitungsverluste}} \right)$$

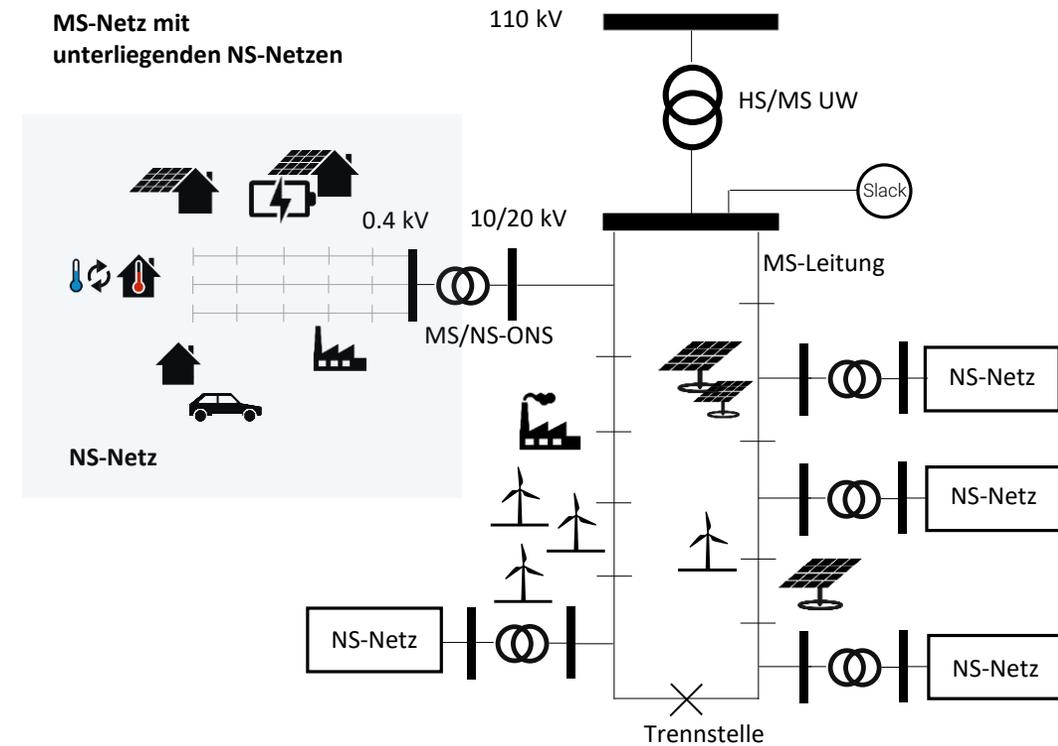
Minimierung von **Last- und Erzeugungsabwurf** um Integration in das bestehende Netz zu maximieren

Minimierung der **Leitungsverluste** um Fehler durch Relaxierung der Leistungsgleichung so gering wie möglich zu halten

➔ Netzausbaubedarf bestimmt sich anschließend anhand der nicht integrierbaren Leistung

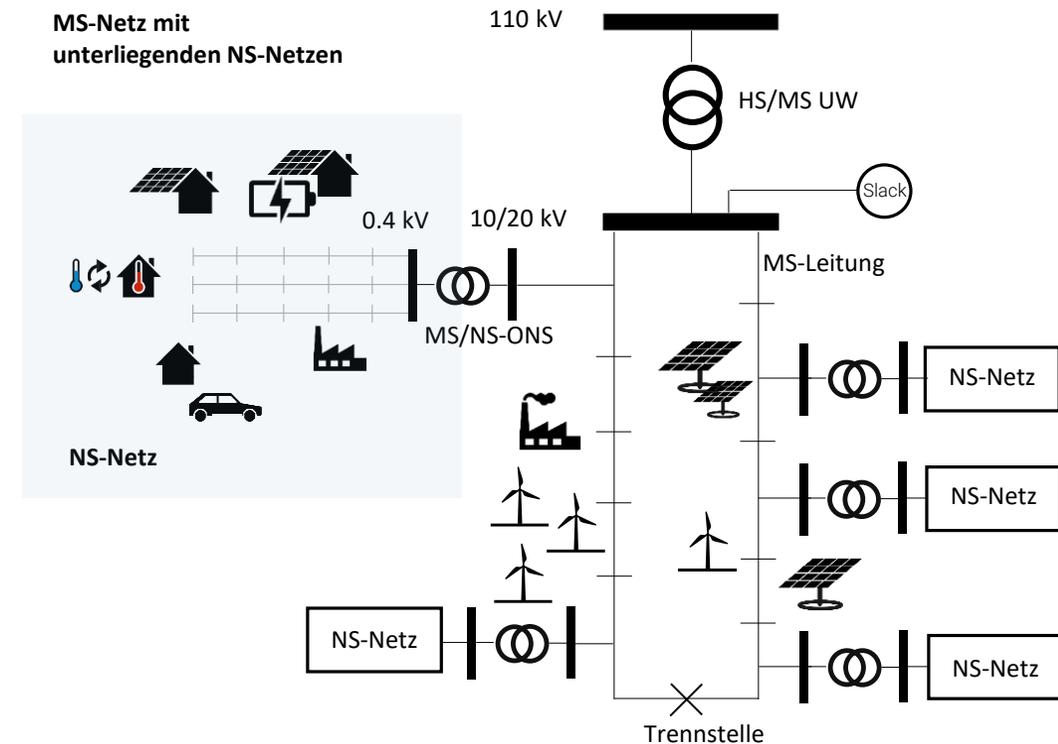
## Flexibilitäten in der Mittel- und Niederspannung

- Wärmepumpen mit Wärmespeicher
- Gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen
- Heimspeicher
- Demand Side Management in Gewerbe und Industrie
- Abregelung von Wind- und PV-Einspeisung



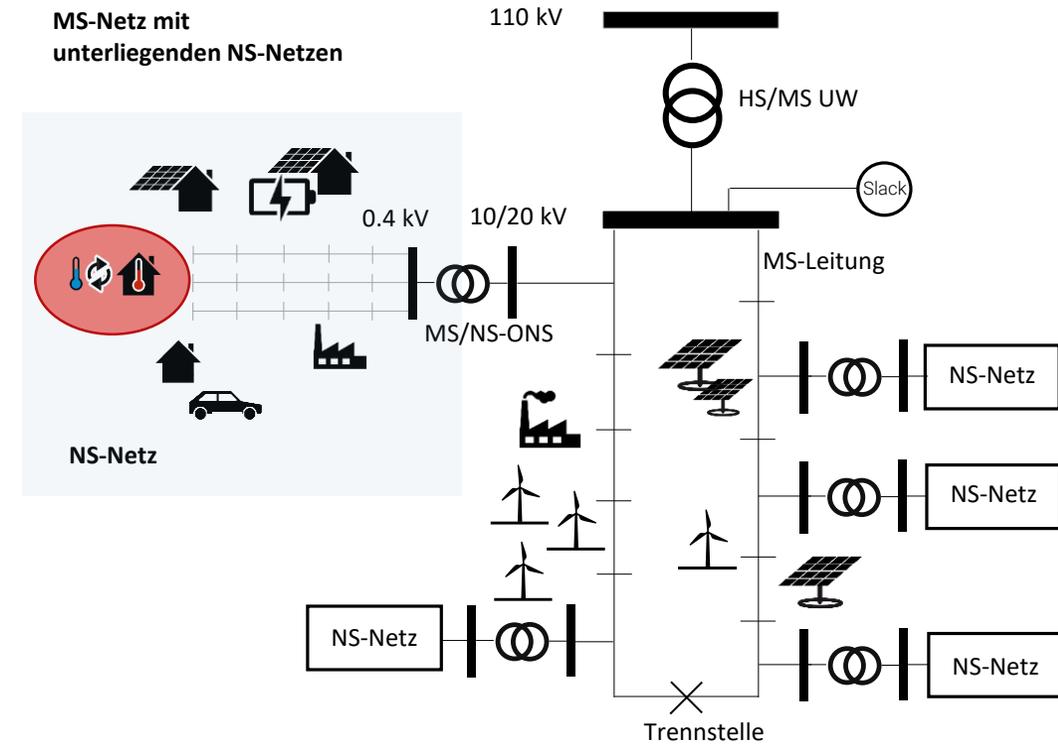
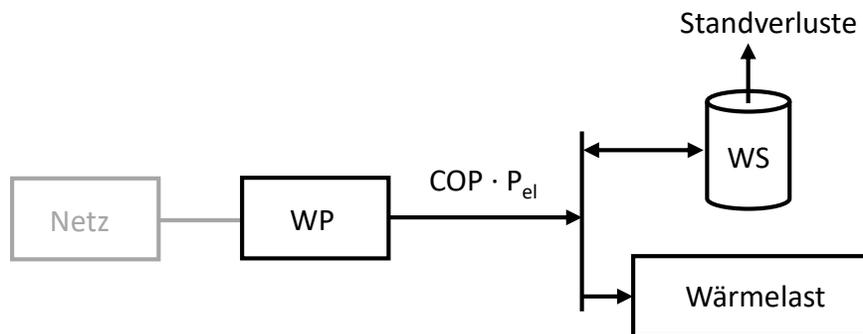
## Flexibilitäten in der Mittel- und Niederspannung im eGon2035\_lowflex Szenario

- Wärmepumpen mit Wärmespeicher
- Gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen
- Heimspeicher
- Demand Side Management in Gewerbe und Industrie
- Abregelung von Wind- und PV-Einspeisung



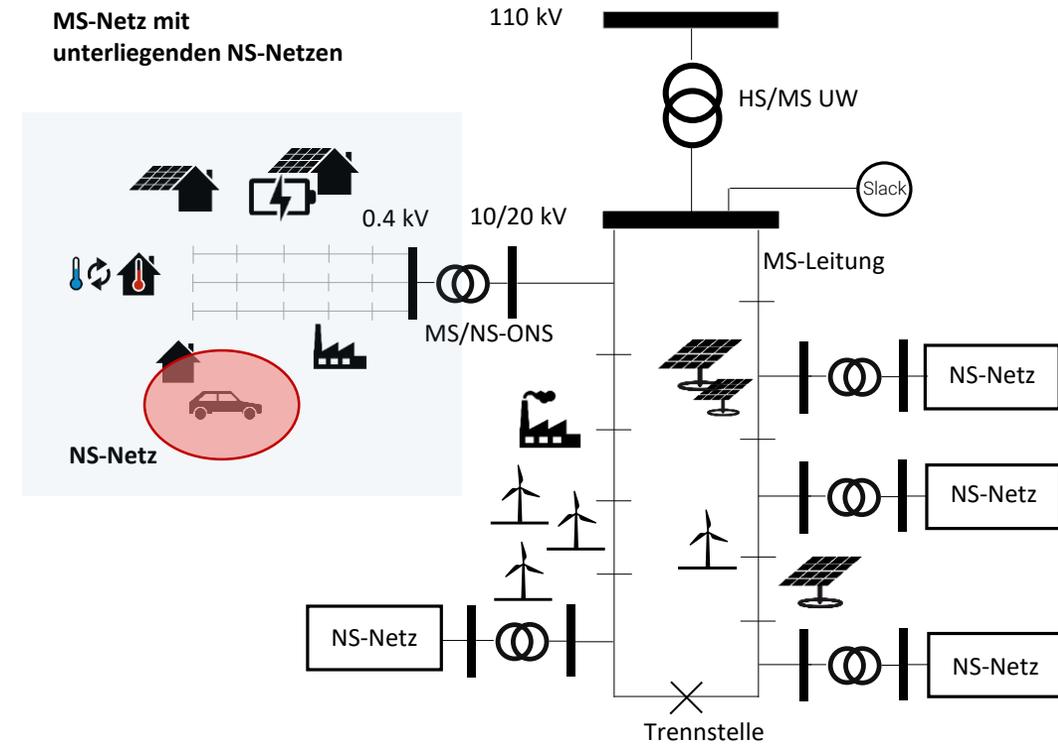
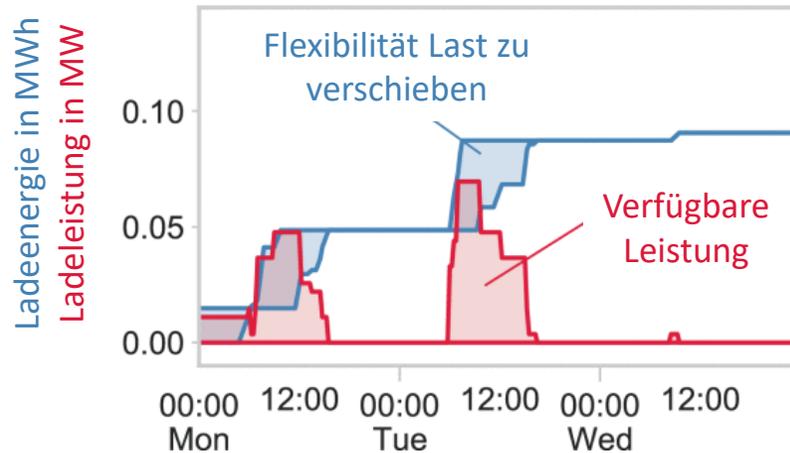
## Wärmepumpen mit Wärmespeicher

- WP: Temperaturabhängiger COP
- Wärmespeicher:
  - Vereinfachte lineare Abbildung
  - Annahme perfekter Durchmischung
  - Berücksichtigung von Standverlusten



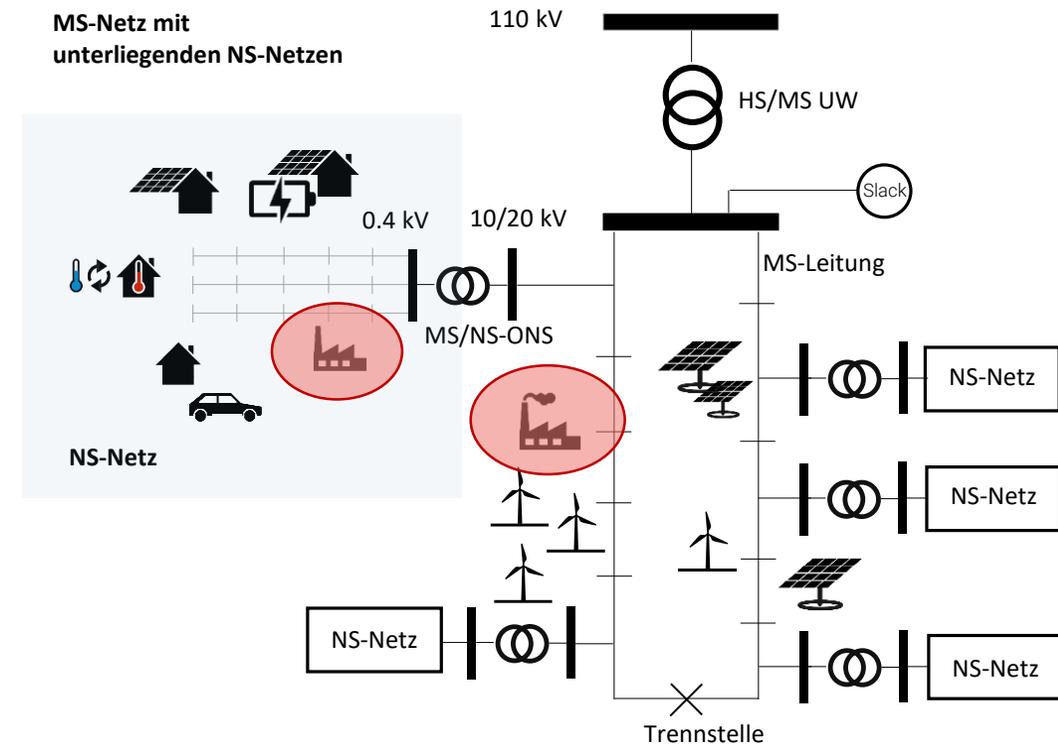
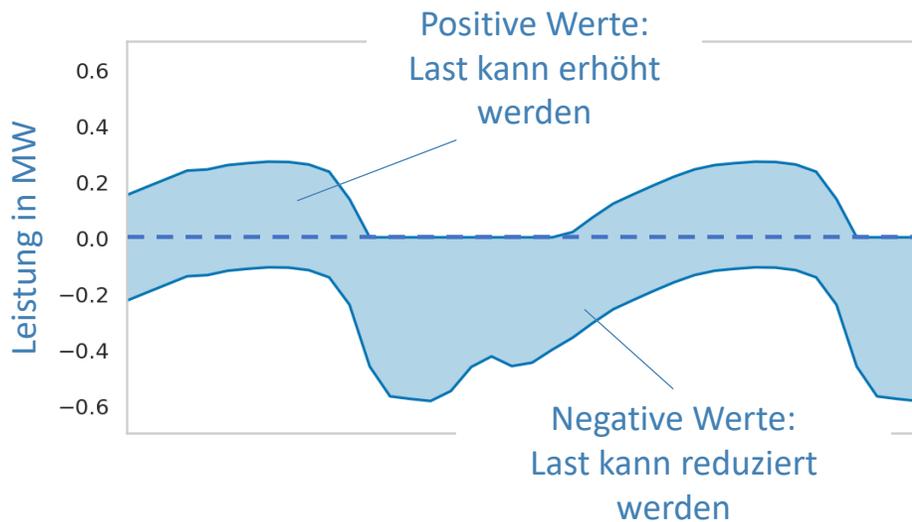
## Gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen

- Ladebedarf kann innerhalb einer Standzeit geshiftet
- Bestimmung von Leistungs- und Energiebändern aus Angaben über Standzeiten, Ladebedarfe und Ladeleistungen
- Berücksichtigung eines fixen Ladewirkungsgrades



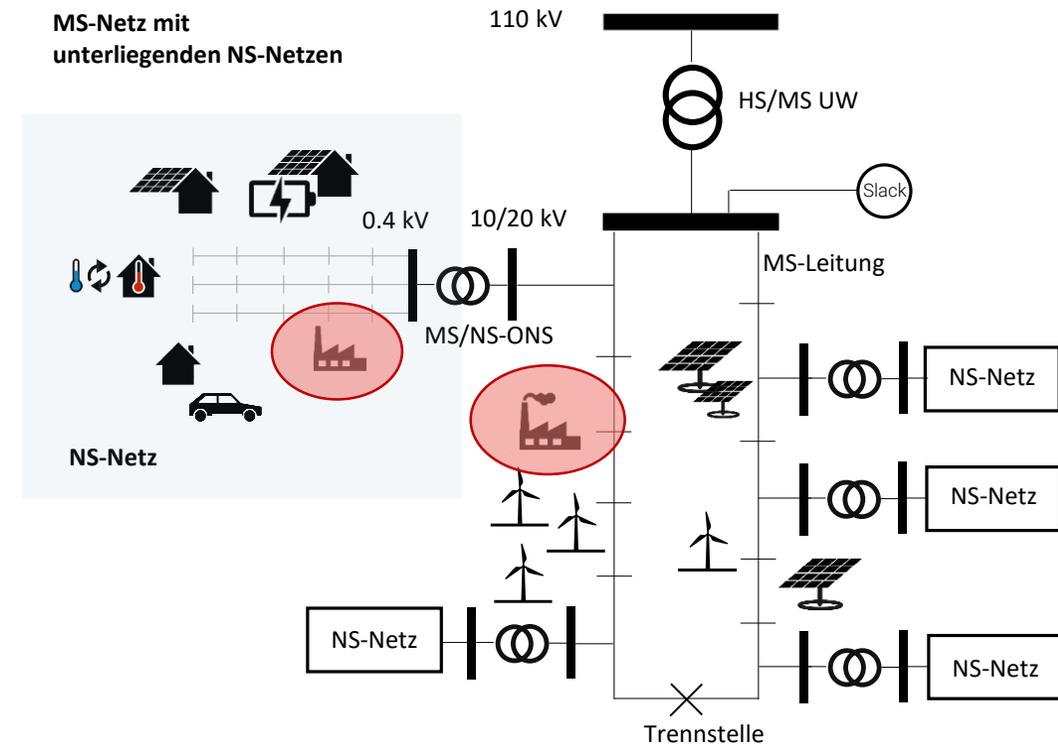
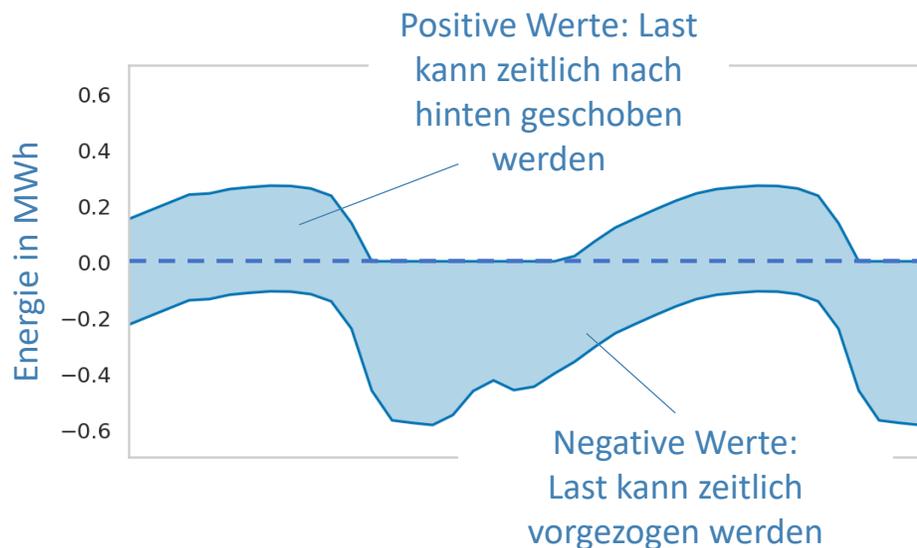
## Demand Side Management in Gewerbe und Industrie

- Last kann zeitlich vorgezogen oder nach hinten verschoben werden
- Abbildung als Speicher nach [Heitkoetter2020, Kleinhans2014] mit zeitabhängiger Lade- und Entladeleistung sowie Kapazität



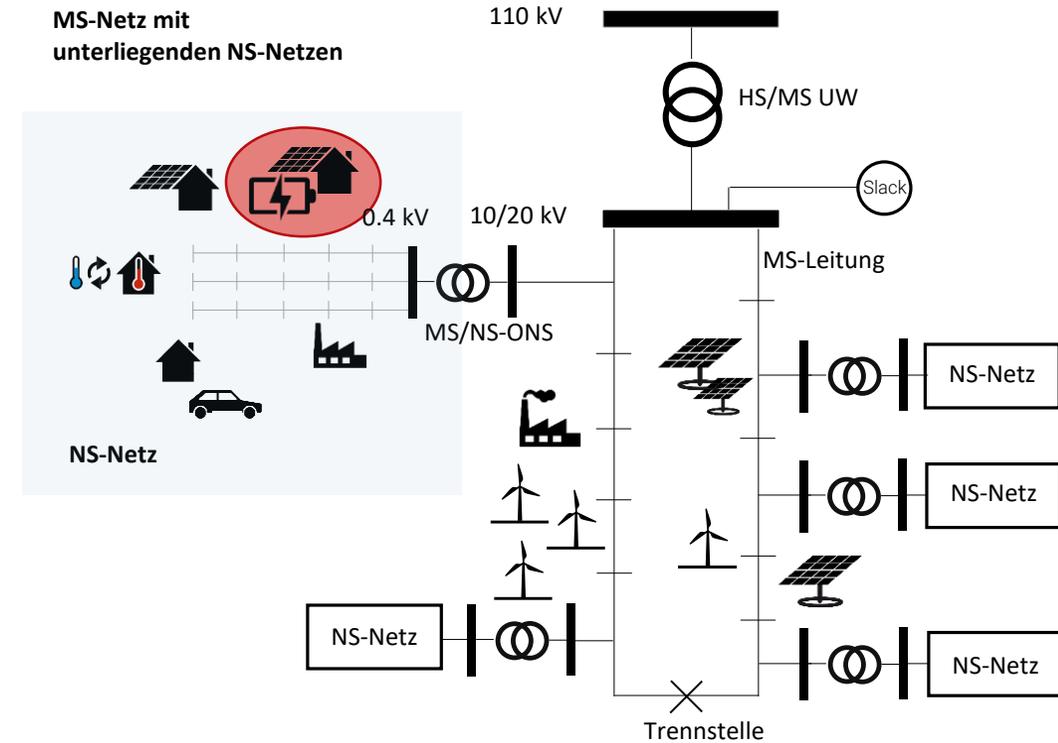
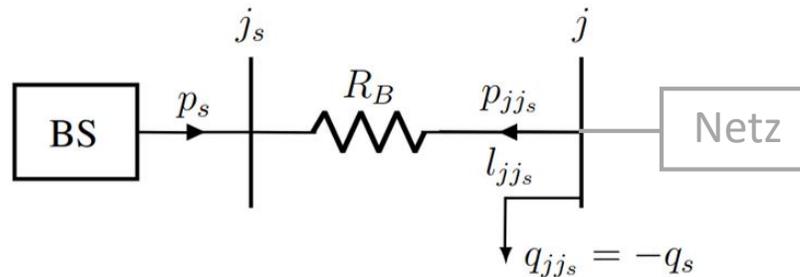
## Demand Side Management in Gewerbe und Industrie

- Last kann zeitlich vorgezogen oder nach hinten verschoben werden
- Abbildung als Speicher nach [Heitkoetter2020, Kleinhans2014] mit zeitabhängiger Lade- und Entladeleistung sowie Kapazität



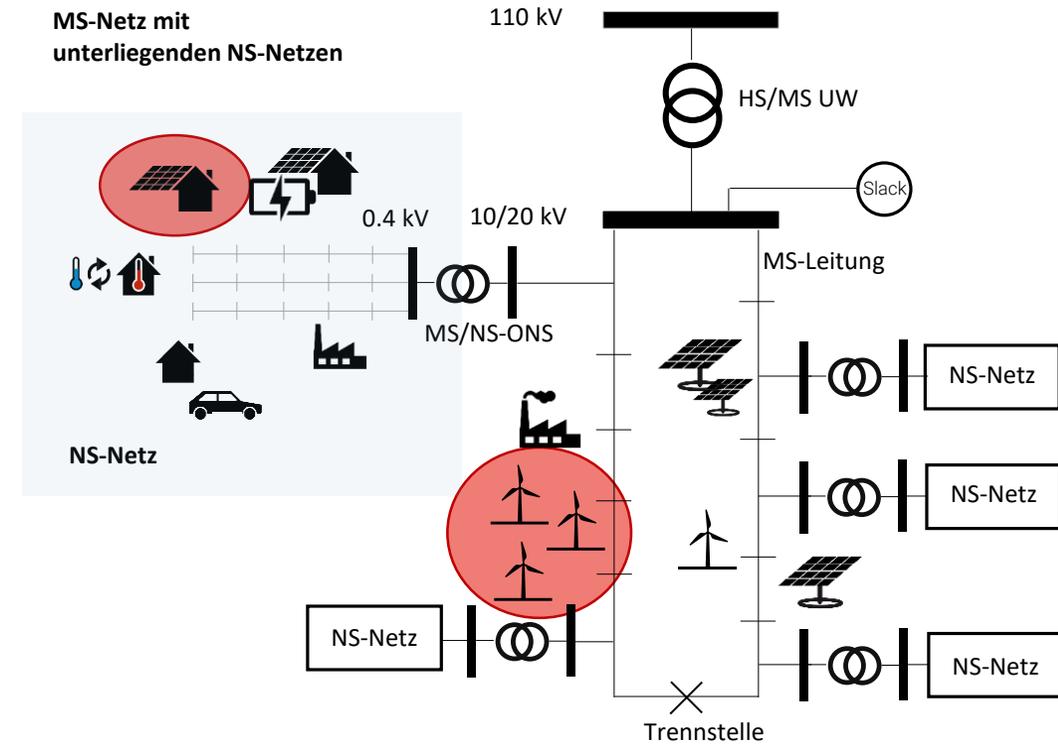
## Heimspeicher

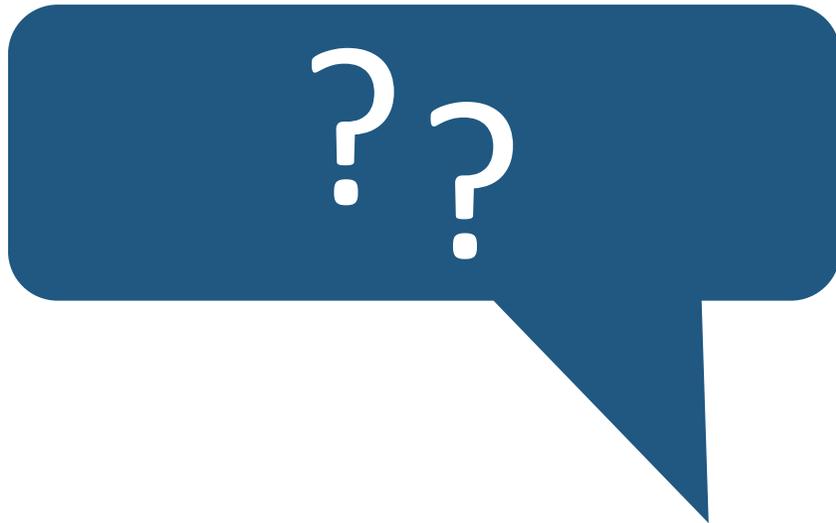
- Modellierung mit Widerstand- statt Wirkungsgrad-basiertem Modell nach [Stai2018, Stai2020]
- Abbildung leistungsabhängiger interner Verluste durch Einführung einer virtuellen ohmschen Leitung



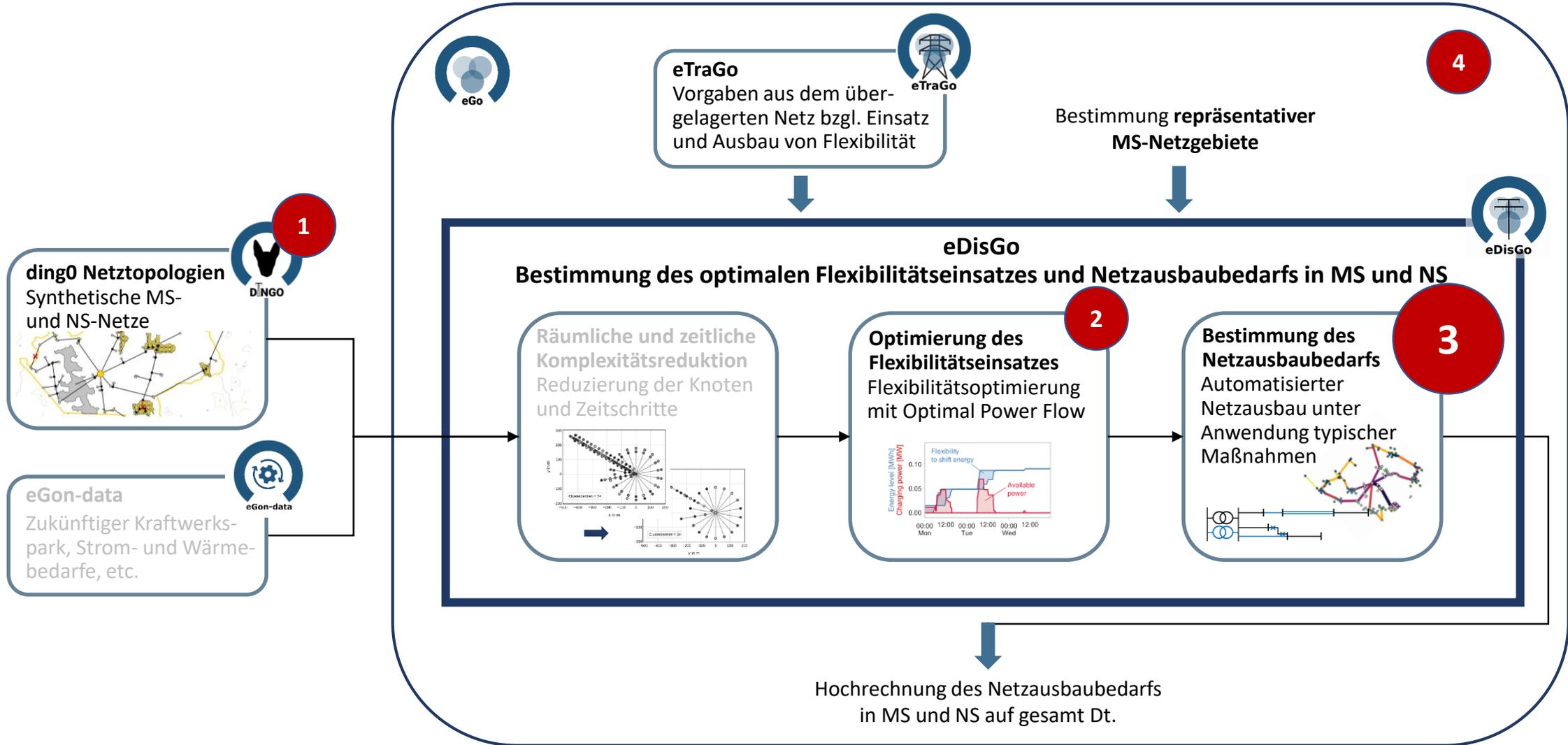
## Abregelung von Wind- und PV-Einspeisung

- Höhe der stündlichen Abregelung wird in eTraGo Optimierung festgelegt
- Über das Jahr abgeregelte Energie nicht begrenzt
- Abregelung einzelner Anlagen durch potenzielle Einspeisung limitiert

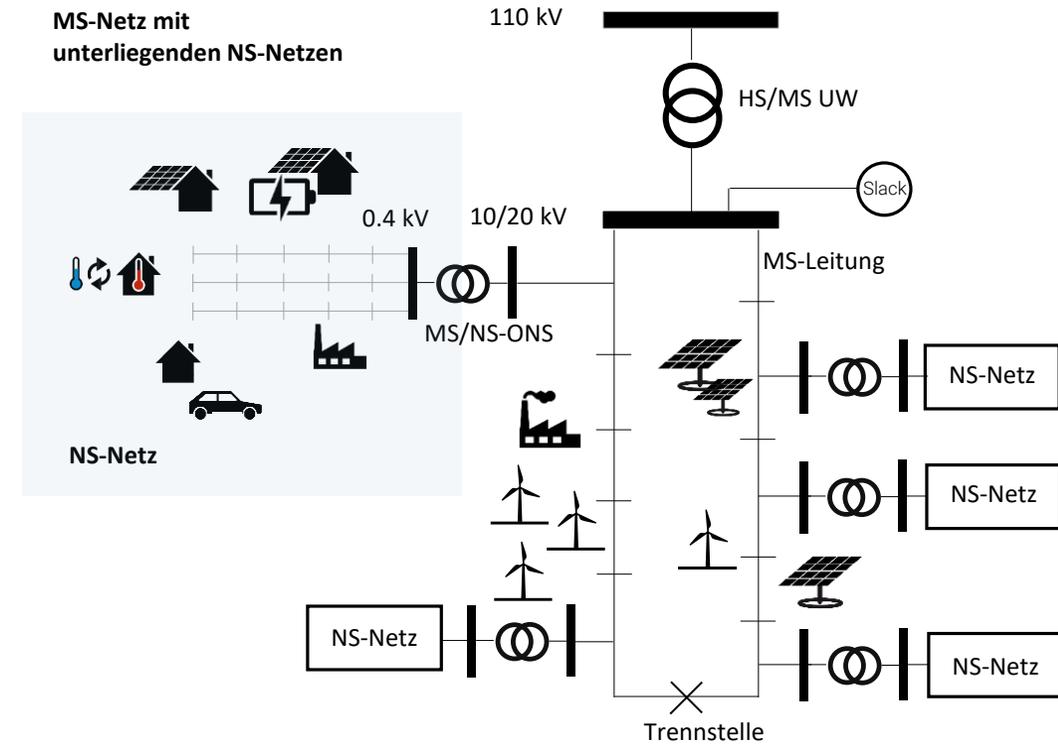




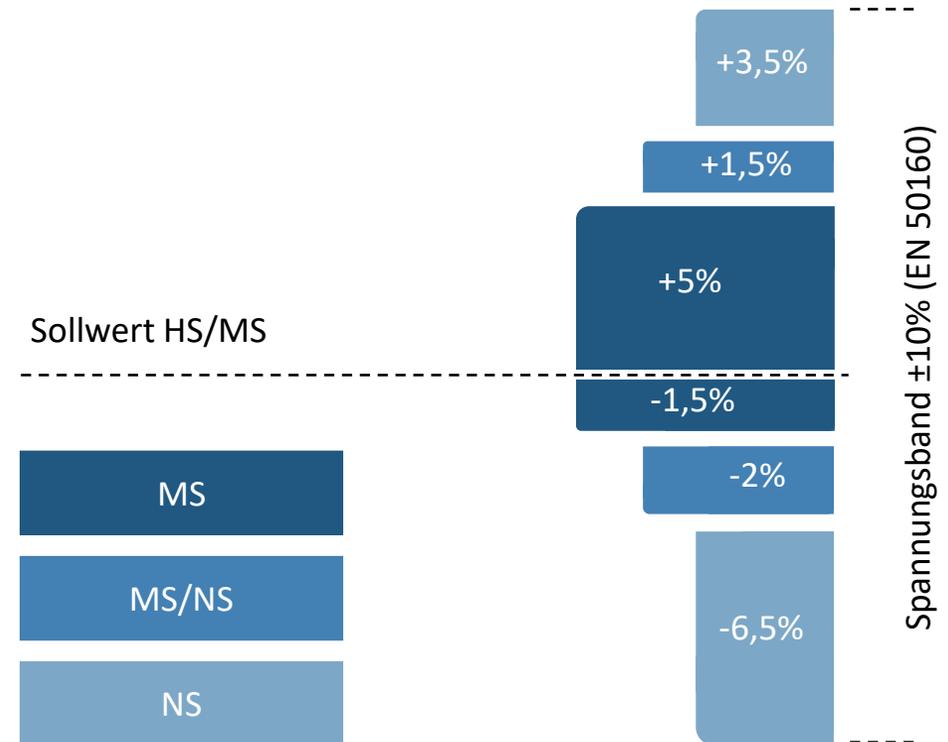
Fragen oder Anmerkungen?



- Nicht-lineare, Zeitreihen-basierte Lastflussanalyse
- Bestimmung von **Spannungsbandverletzungen** und **Betriebsmittelüberlastungen** in voller räumlicher Auflösung
- Auflösung der Netzprobleme bei **Zielnetzplanung** mithilfe **verschiedener Netzausbauvarianten**



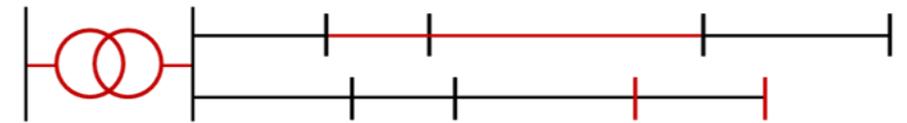
- Monetäre Bewertung des notwendigen Netzausbaus **exkl.** Instandhaltungskosten
- **Kosten** des Netzausbaus nach “dena-Leitstudie Integrierte Energiewende”
- **N-1-sichere Planung** der MS
- **Spannungsbandaufteilung** nach “Verteilnetzstudie für das Land Baden-Württemberg”



- **Konventioneller Netzausbau** aufgrund von Spannungsbandverletzungen und Betriebsmittelüberlastungen
- **Maßnahmen:**
  - Ersatz von Betriebsmitteln
  - Parallele Betriebsmittel
  - Strangauftrennung

Transformatorüberlastung /  
Spannungsbandverletzung  
Sammelschiene

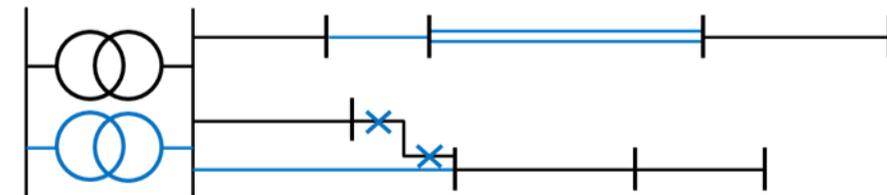
Leitungsüberlastungen



Spannungsbandverletzungen

Verstärkung oder  
Austausch

Verstärkung oder  
Austausch



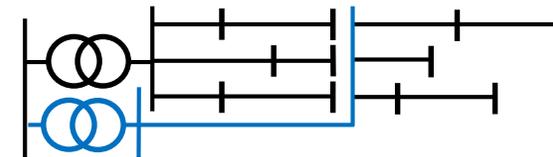
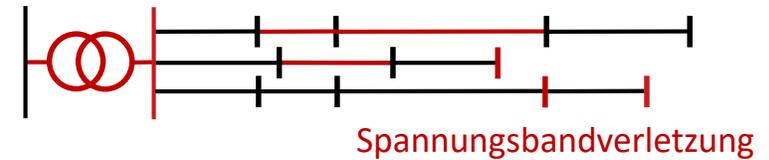
Strangauftrennung nach 2/3

- Konventioneller Netzausbau **bei starken Überlastungen** von NS-Netzen
- **Auftrennung** des betroffenen NS-Netzes in **zwei unabhängige NS-Netze**
- **Verhindert unrealistischen Netzausbau** mit einer hohen Anzahl an parallelen Leitungen

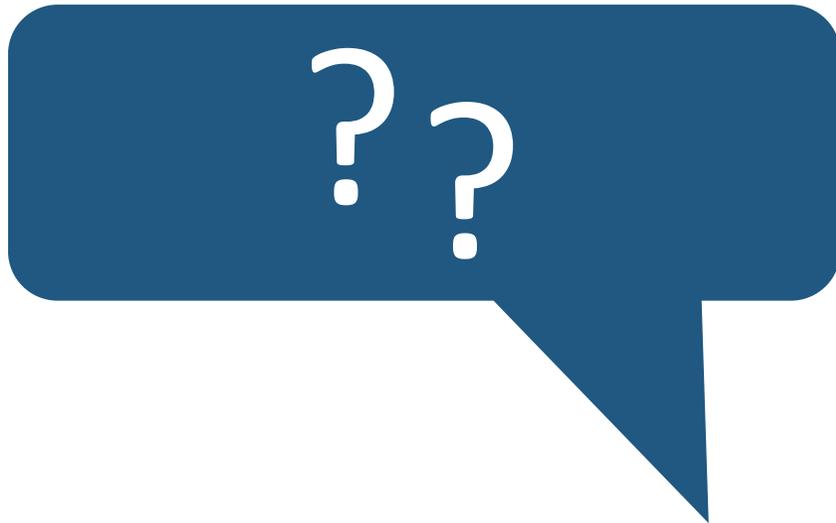
Transformatorüberlastung /  
Spannungsbandverletzung

Sammelschiene

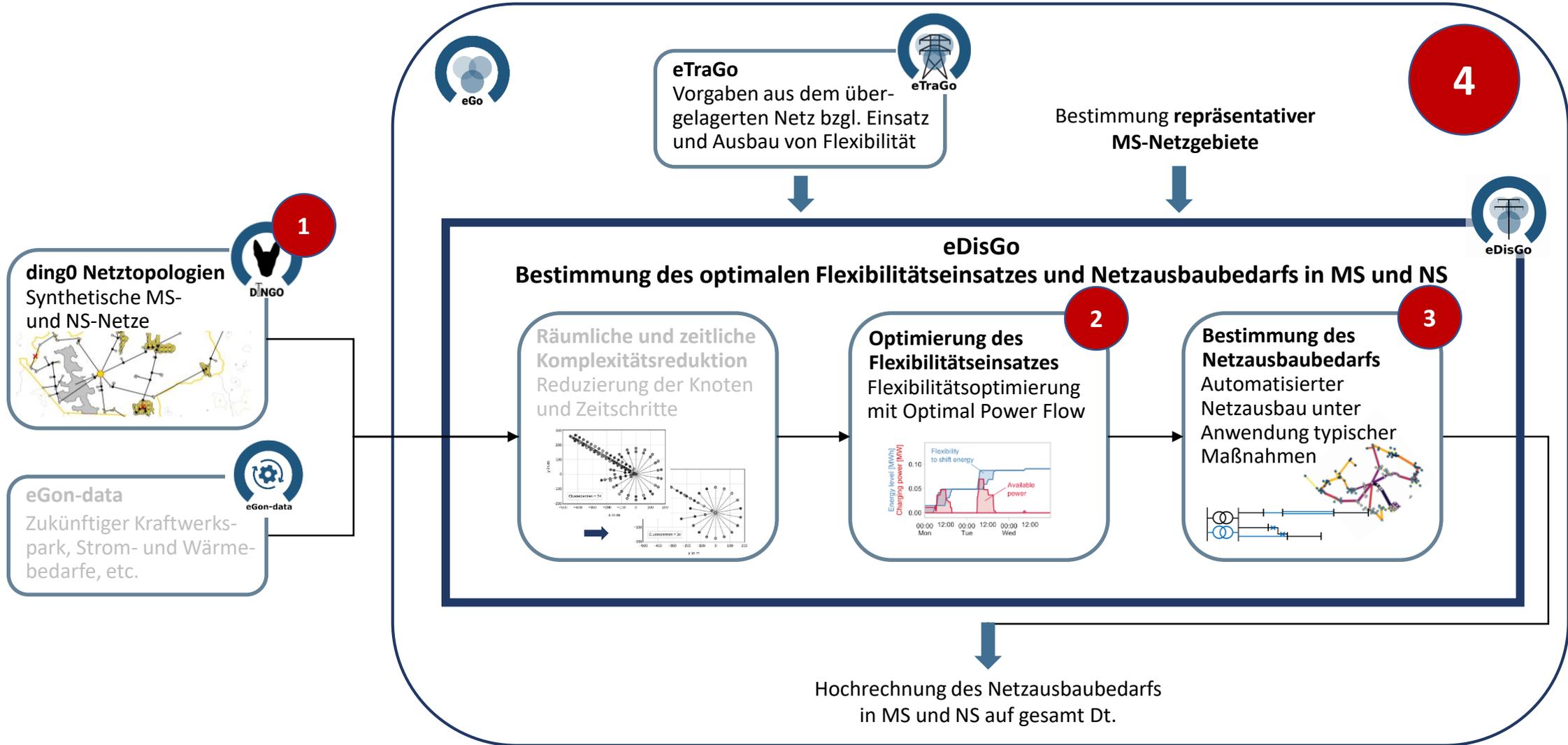
Leitungsüberlastung



Zusätzliche Abspannung aus MS



Fragen oder Anmerkungen?

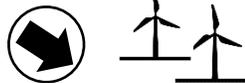


## Fokus MS und NS

### Erzeugung



- Deutschlandweit: 120 GW
- Zubau in MS und NS: **55 GW**

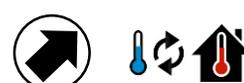


- Deutschlandweit: 125 GW (On- und Off-Shore)
- Zubau in MS und NS: **-18 GW**  
(von 35 GW in 2021 auf 17 GW in 2035)

### Verbrauch



- Deutschlandweit: **15,1 Mio.**
- Anschluss aller Ladepunkte in MS und NS



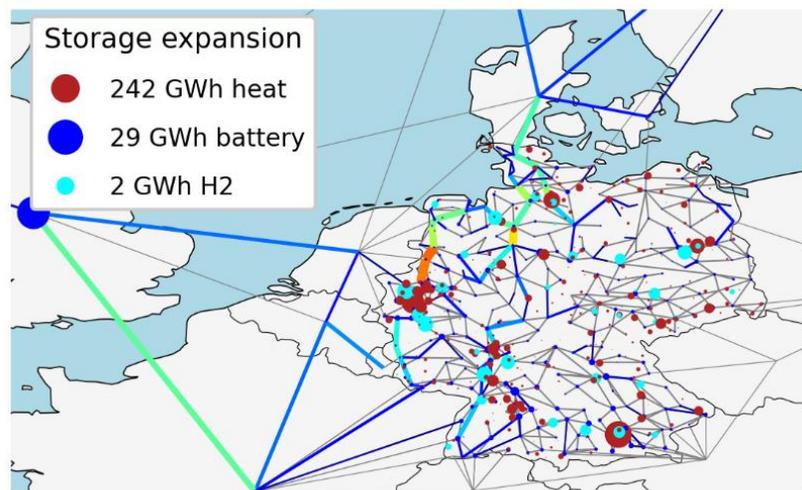
- Deutschlandweit: 21 GW Haushalts-WP, 8 GW PtH in FW und Industrie
- Zubau in MS und NS: **27 GW**



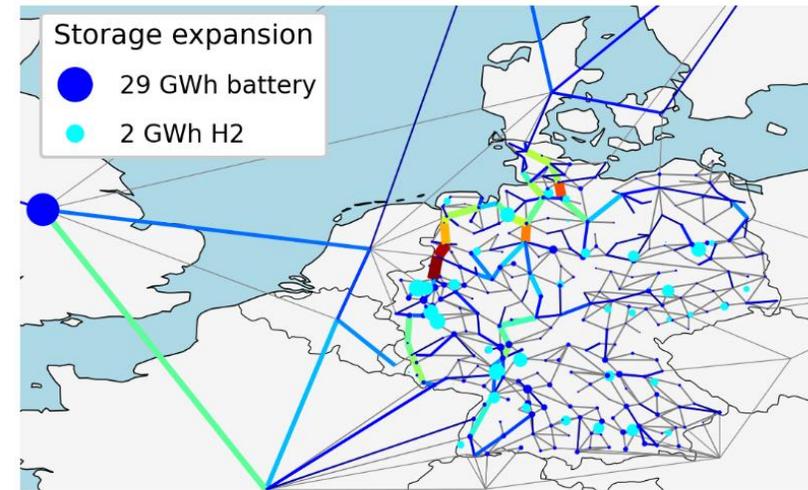
- Deutschlandweit: 119 TWh
- Reduktion des Haushaltsstrombedarfs um 8%

## Ergebnisse der HÖS/HS Optimierung - Speicherausbau

- **Signifikanter Ausbau von Wärmespeichern** in Fernwärmenetzen von 2,15 TWh (zum Vergleich: Wärmebedarf in Fernwärme beträgt 68 TWh)
- Geringer Ausbau von dezentralen Wärmespeichern von 445 MWh (zum Vergleich: durch Wärmepumpen gedeckter Wärmebedarf beträgt 24,3 TWh)
- **Kein Zubau von Batteriespeichern** über bestehende Heimspeicherkapazität von 0,017 TWh hinaus



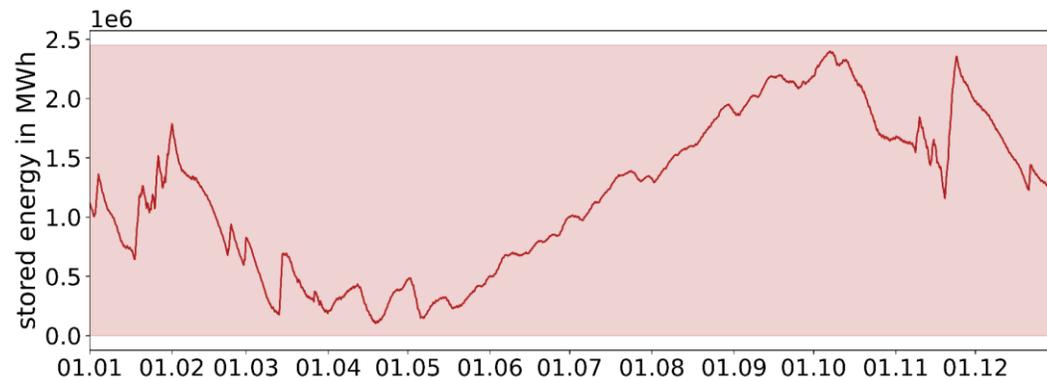
eGon2035 Szenario



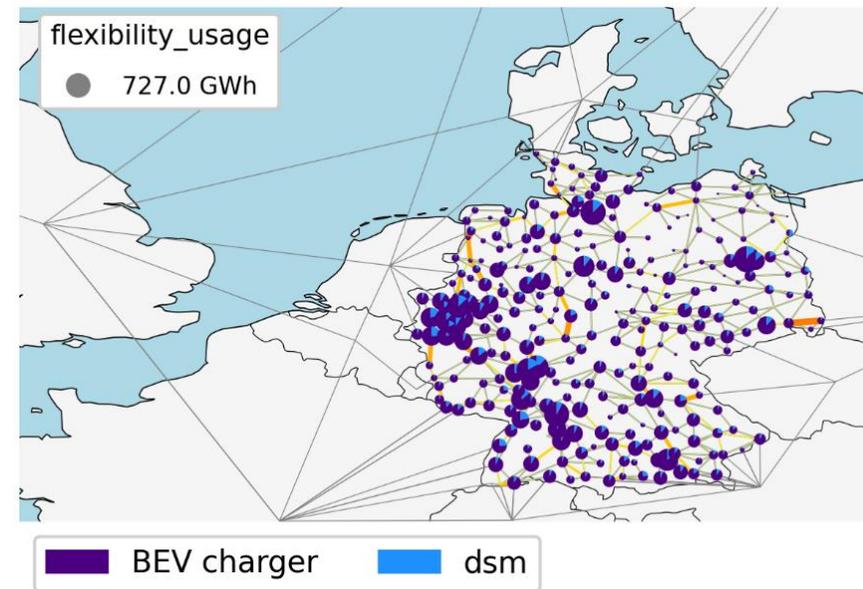
eGon2035\_lowflex Szenario

## Ergebnisse der eTraGo Optimierung - Flexibilitätseinsatz

- Einsatz von Wärmespeichern in Fernwärmenetzen als **saisonale Speicher**
- Hohe Nutzung des Flexibilitätspotenzials durch gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen sowie DSM als Kurzzeitspeicher
- Abregelung:
  - eGon2035: 2,4 %
  - eGon2035\_lowflex: 16,9 %, größtenteils Wind Offshore



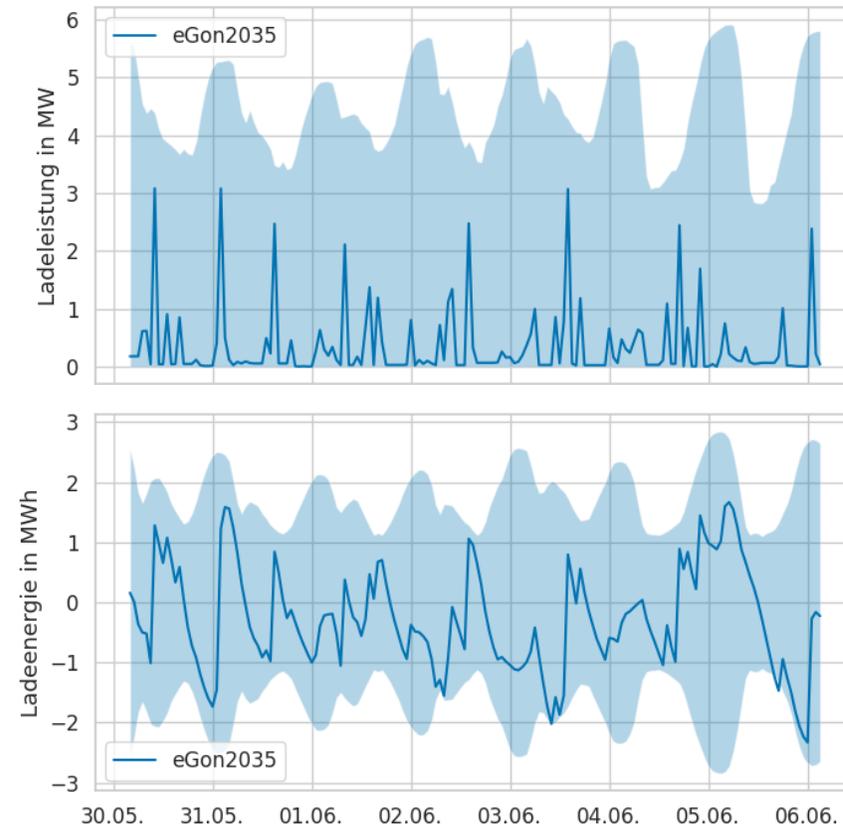
Füllstand aller Fernwärmespeicher über ein Jahr



Nutzung von gesteuertem Laden und DSM

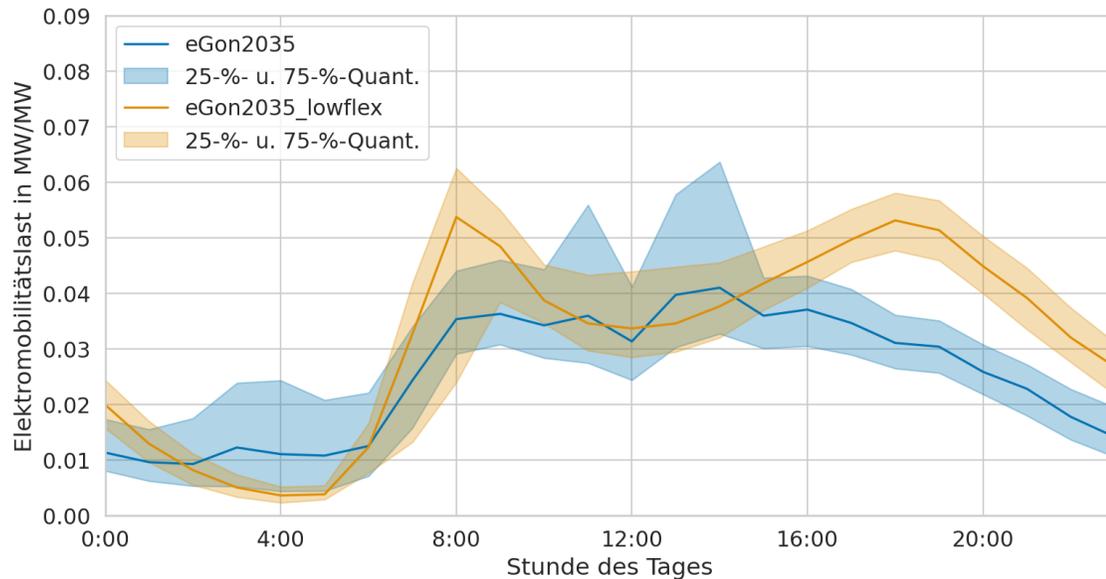
## Elektromobilität

- Höchstes Flexibilitätspotenzial in Nachtstunden von etwa 1 Uhr bis 5 Uhr
- Niedrigstes Flexibilitätspotenzial in den frühen Nachmittagstunden
- Flexibilität durch gesteuertes Laden wird vom System stark genutzt

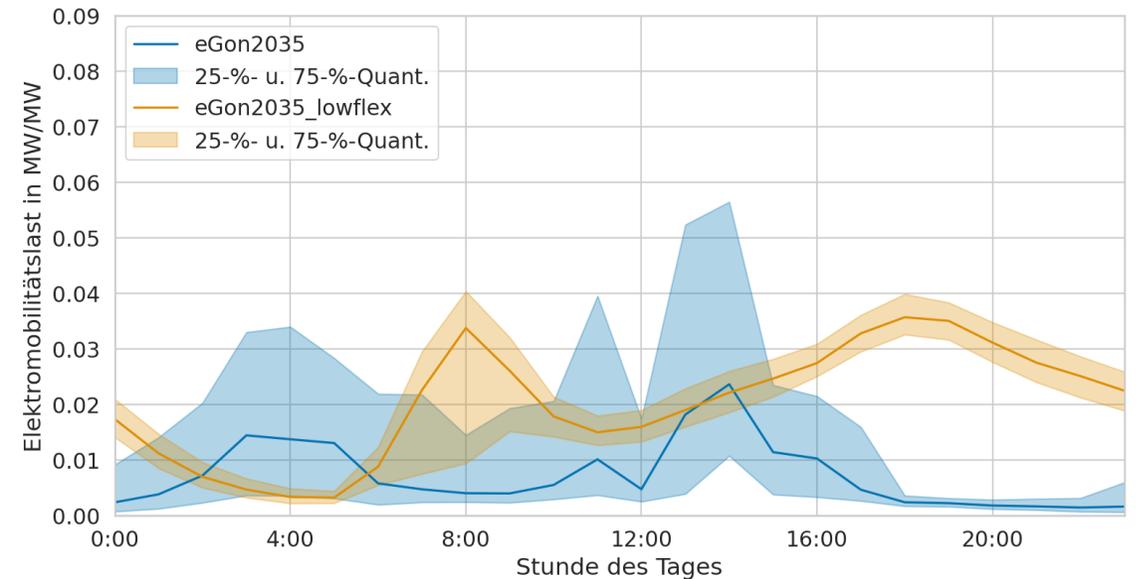


**Ladeleistung und –energie an allen privaten Ladepunkten  
über eine Woche in einem ausgewählten urbanen Netz**

## Elektromobilität



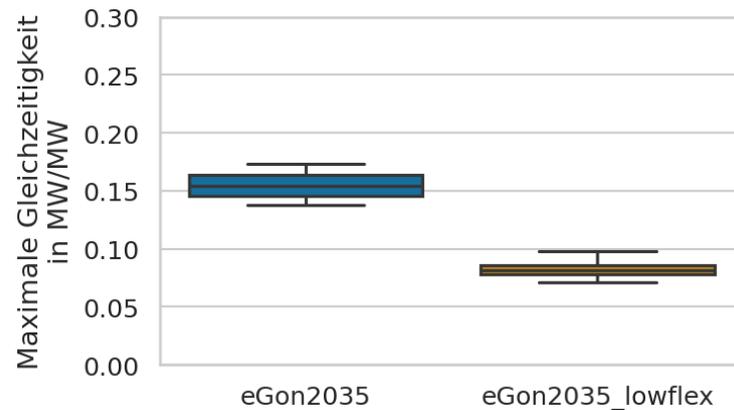
Median und Quantile der Elektromobilitätslast **an privaten und öffentlichen Ladepunkten** (bezogen auf die installierte Leistung von Ladepunkten) über einen Tag in allen repräsentativen Netzen



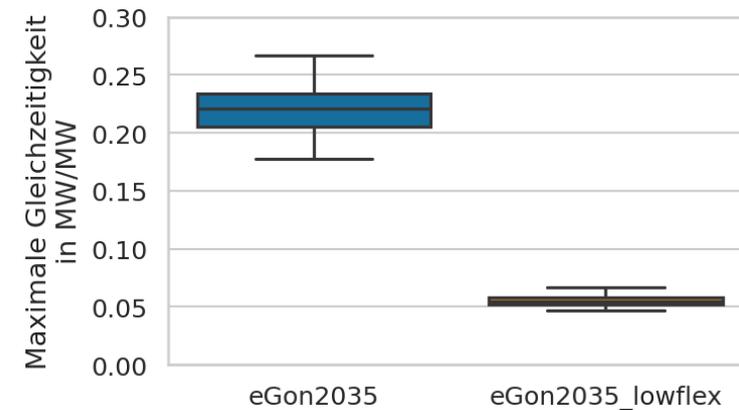
Median und Quantile der Elektromobilitätslast **an privaten Ladepunkten** (bezogen auf die installierte Leistung von Ladepunkten) über einen Tag in allen repräsentativen Netzen

## Elektromobilität

- Gegenüber ungesteuertem Laden steigt maximale Gleichzeitigkeit durch HöS/HS-optimales Laden
  - An allen Ladepunkten um durchschnittlich Faktor 1,8
  - An privaten Ladepunkten um durchschnittlich Faktor 4

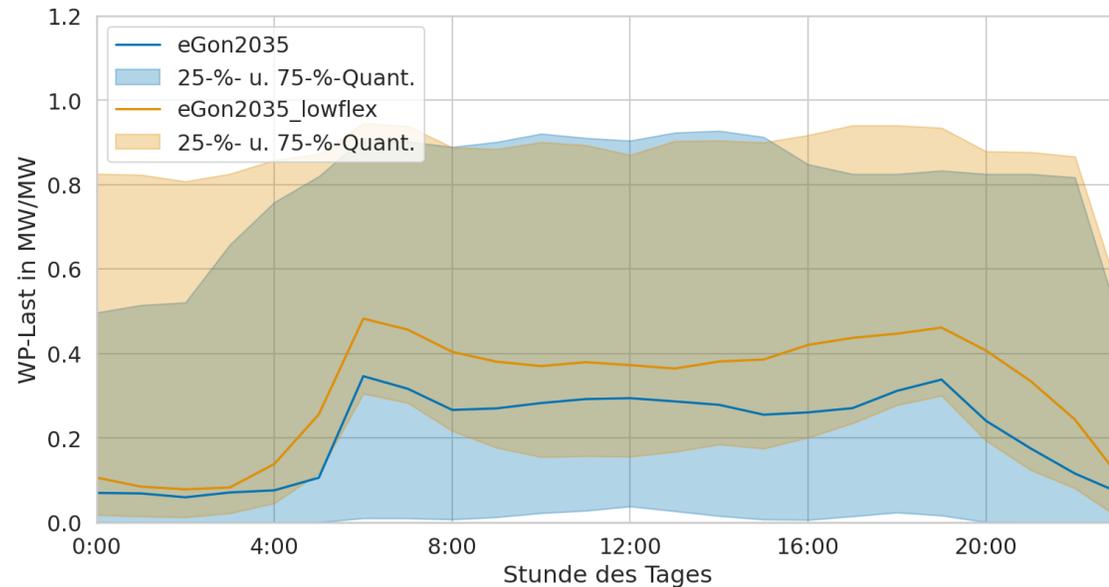


Maximale Gleichzeitigkeit des Ladens von Elektrofahrzeugen **an privaten und öffentlichen Ladepunkten** in allen repräsentativen Netzen



Maximale Gleichzeitigkeit des Ladens von Elektrofahrzeugen **an privaten Ladepunkten** in allen repräsentativen Netzen

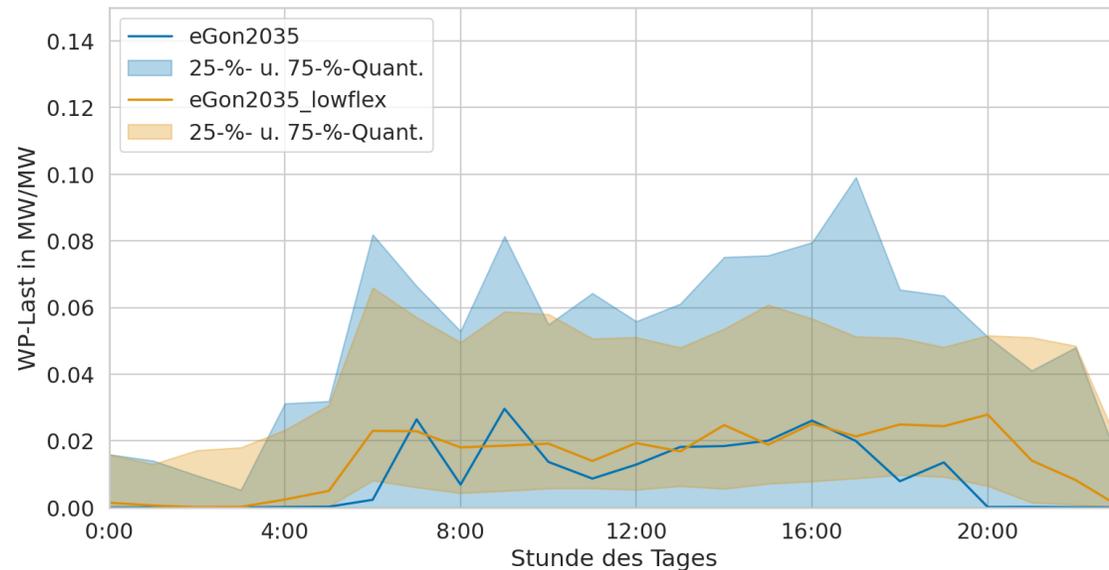
## Wärmepumpen



Median und Quantile der WP-Last aller **Groß-WP mit Wärmespeicher** (bezogen auf die installierte Leistung) über einen Tag in allen repräsentativen Netzen

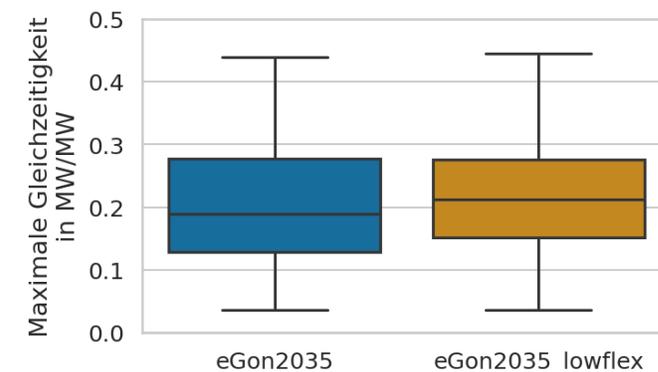
- Groß-WP in Wärmenetzen in beiden Szenarien meist in Kombination mit anderen Wärmeerzeugern betrieben
- Maximale Gleichzeitigkeit der WP-Last von Groß-WP durch Wärmespeicher leicht reduziert

## Wärmepumpen

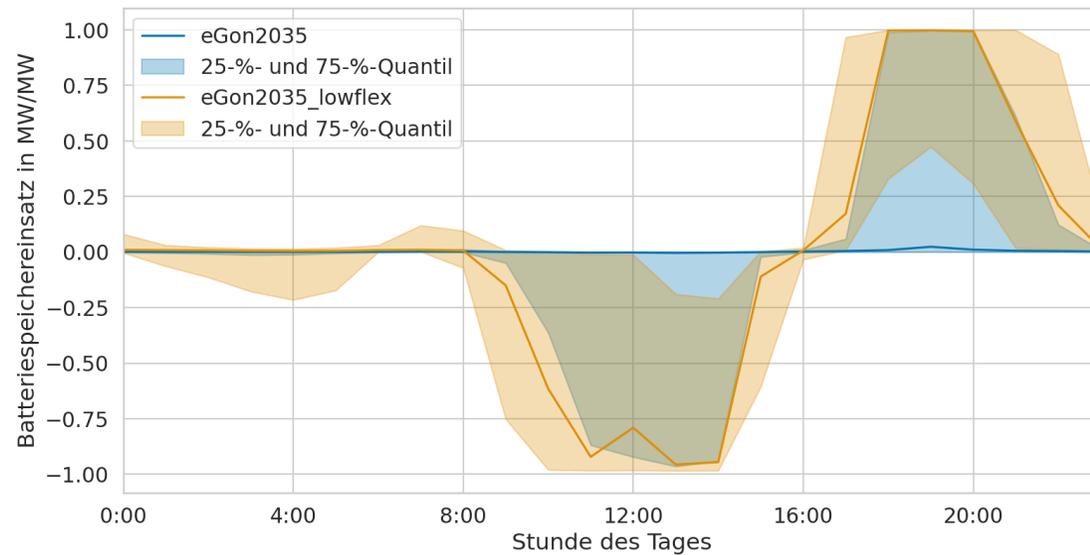


Median und Quantile der WP-Last aller **dezentralen WP mit Wärmespeicher** (bezogen auf die installierte Leistung) über einen Tag in allen repräsentativen Netzen

- Groß-WP in Wärmenetzen in beiden Szenarien meist in Kombination mit anderen Wärmeerzeugern betrieben
- Maximale Gleichzeitigkeit der WP-Last von Groß-WP durch Wärmespeicher leicht reduziert
- Maximale Gleichzeitigkeit von dezentralen WP steigt durch HöS/HS-optimalen Einsatz um durchschnittlich Faktor 3
- Aufgrund der geringen Durchdringung von dezentralen Wärmespeichern im eGon2035 Szenario Einfluss aber gering



## Batteriespeicher

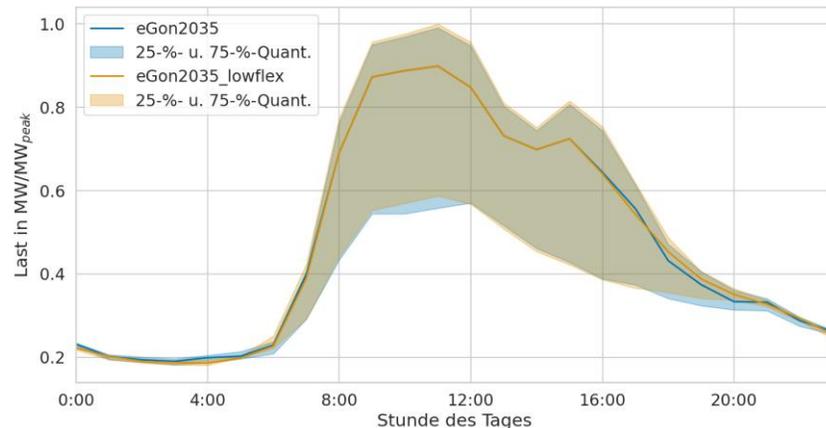


Median und Quantile des Batteriespeichereinsatzes (bezogen auf die installierte Leistung) in den repräsentativen Netzen

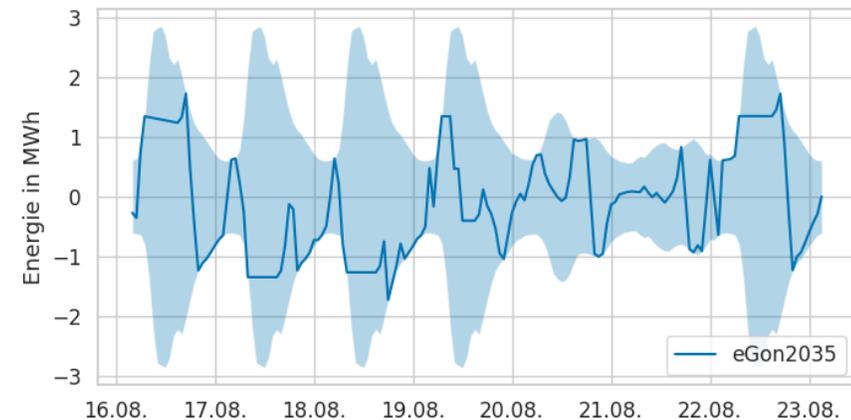
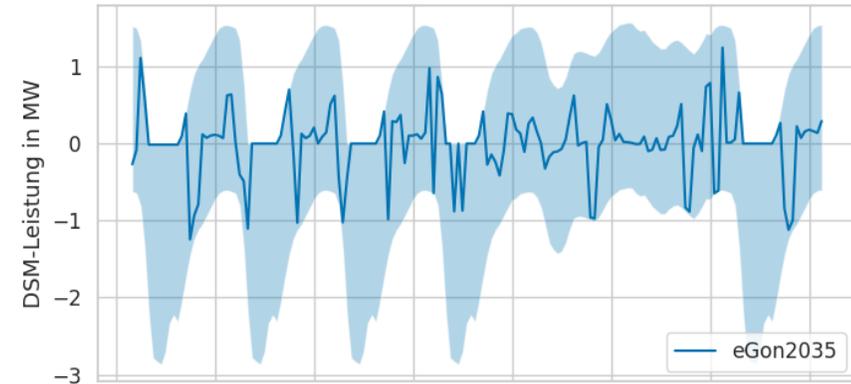
- Nahezu keine Nutzung von Batteriespeichern im eGon2035 Szenario, da andere Kurzzeitflexibilitäten ausreichend vorhanden und nicht mit zusätzlichen Verlusten behaftet
- Einsatz im eGon2035\_lowflex Szenario zum Shiften von PV-Einspeisung in Peak-Abendstunden

## DSM

- Last kann vor allem in den Nachtstunden erhöht und in den Mittagsstunden reduziert werden
- Potenzial Energie zu shiften in den Nachtstunden deutlich geringer als in den Mittagsstunden und am Wochenende
- Insgesamt sehr geringes Potenzial in den MS- und NS-Netzen



Median und Quantile der Last von DSM-Lasten (bezogen auf die Spitzenlast ohne DSM) in den repräsentativen Netzen

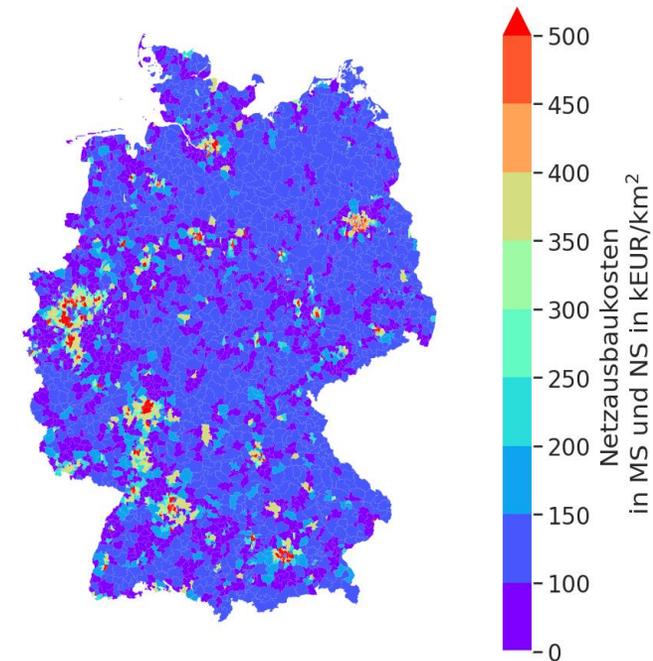
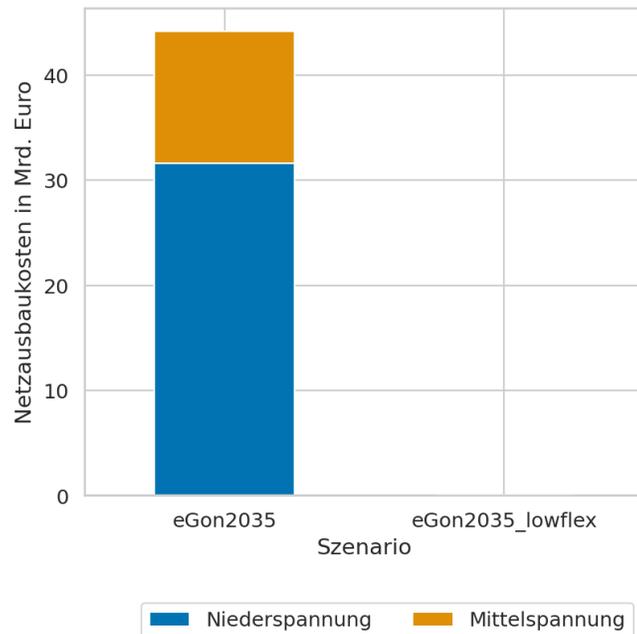


Lade- und Entladeleistung sowie Füllstand des virtuellen DSM-Speichers über eine Woche in einem ausgewählten urbanen Netz

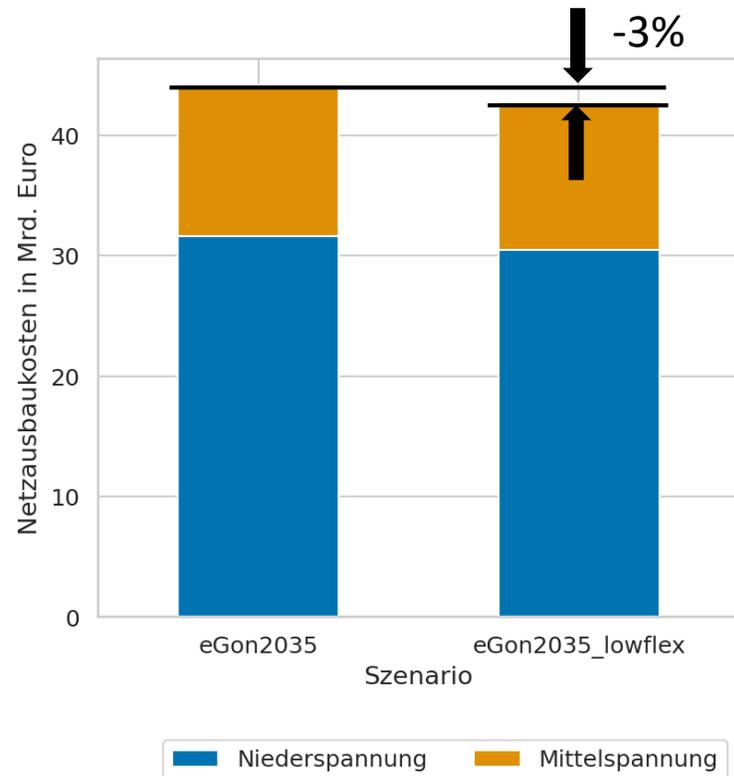
## Netzausbaukosten in MS und NS

Netzausbaukosten im eGon2035 Szenario (HöS/HS-optimaler Einsatz von Flexibilität) betragen rund 44 Mrd. Euro

- Ca. 70% der Kosten fallen für den Ausbau der NS-Netze an
- Gemessen am Flächenanteil besteht überproportional viel Investitionsbedarf in urbanen Gebieten



## Netzausbaukosten in MS und NS



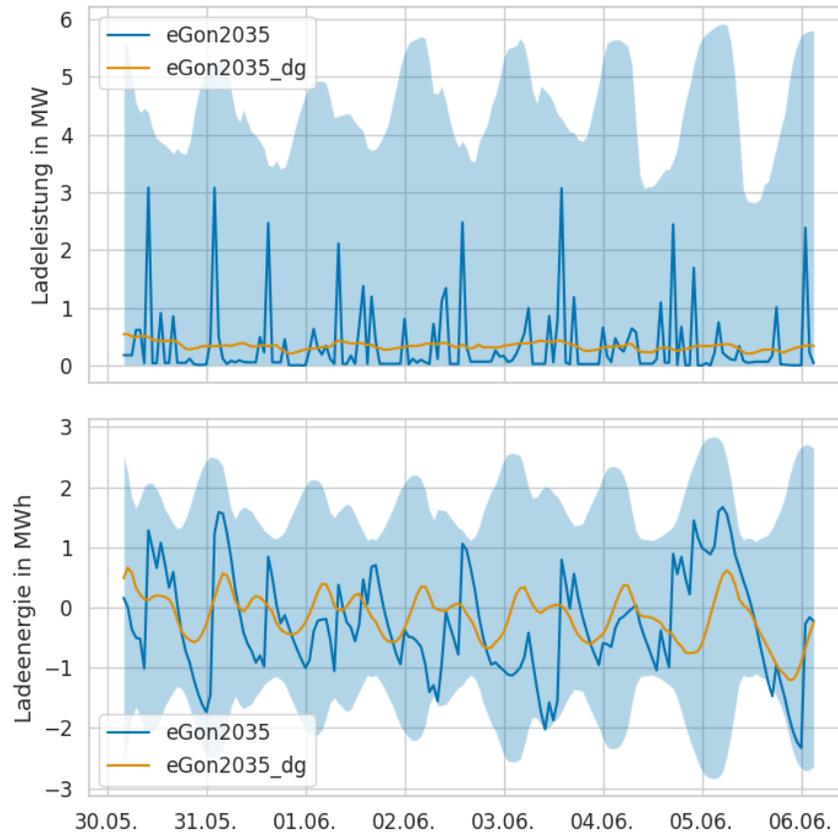
- Gegenüber eGon2035\_lowflex Szenario fallen Netzausbaukosten im eGon2035 Szenario um rund 3% höher
- Höhere Kosten vor allem in der NS-Ebene in urbanen Netzen zu beobachten

## Jährliche Systemkosten

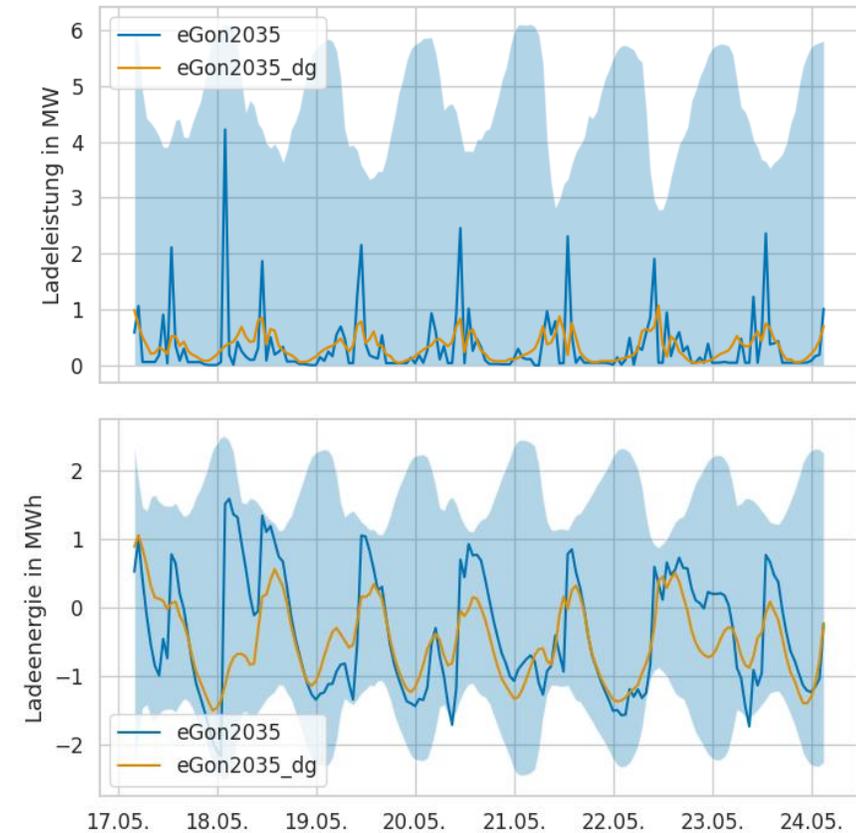
- Jährliche Systemkosten im eGon2035 insgesamt rund 5,5% geringer als im eGon2035\_lowflex Szenario
- Wichtigen Beitrag liefern vor allem die Nutzung von gesteuertem Laden und Groß-WP mit Wärmespeicher
- Hauptsächlich Reduktion der Grenzkosten durch erhöhte Nutzung von EE-Einspeisung (Reduktion der Abregelung um 14,5 Prozentpunkte)
- Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen um 4,3% (von 530 Mio. t auf 507,5 Mio. t)



## Elektromobilität

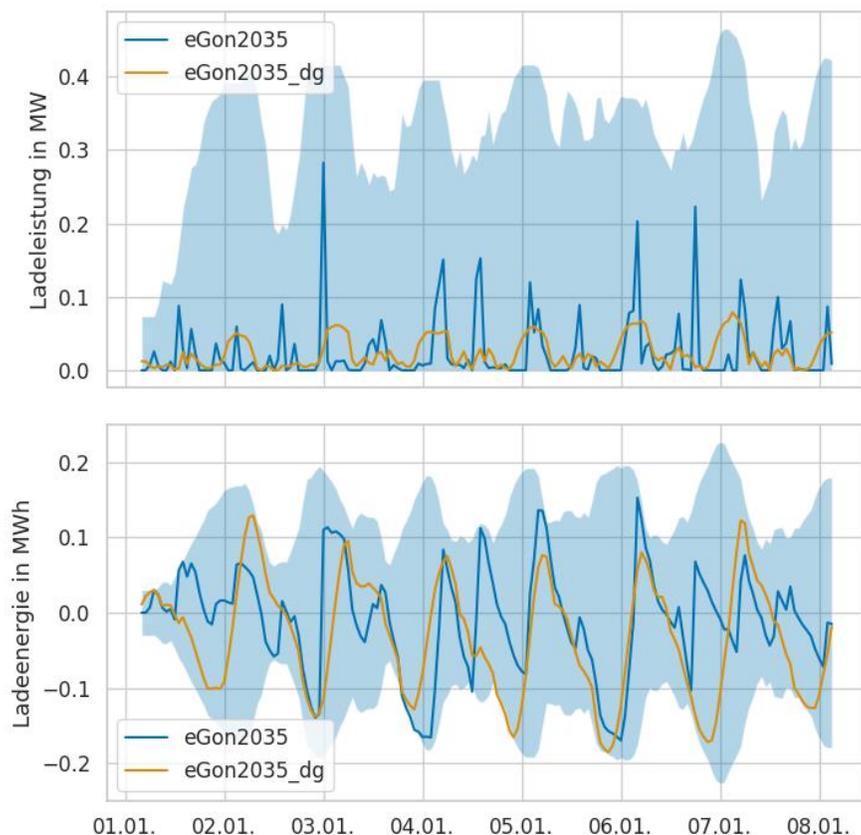


Ladeleistung und –energie an allen privaten Ladepunkten über eine Woche in einem ausgewählten **urbanen Netz**



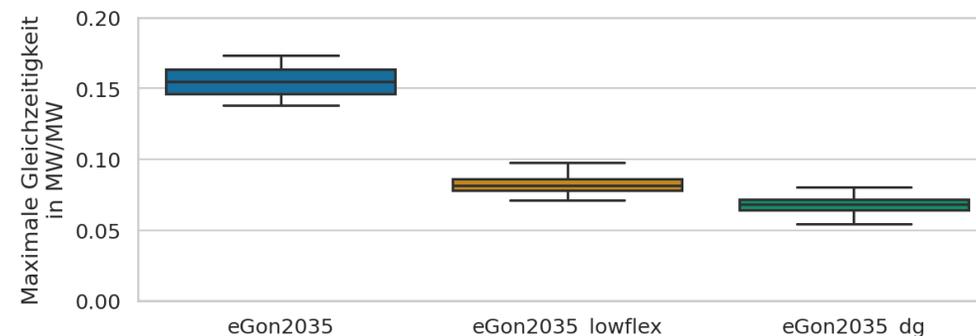
Ladeleistung und –energie an allen privaten Ladepunkten über eine Woche in einem ausgewählten **PV-dominierten Netz**

## Elektromobilität



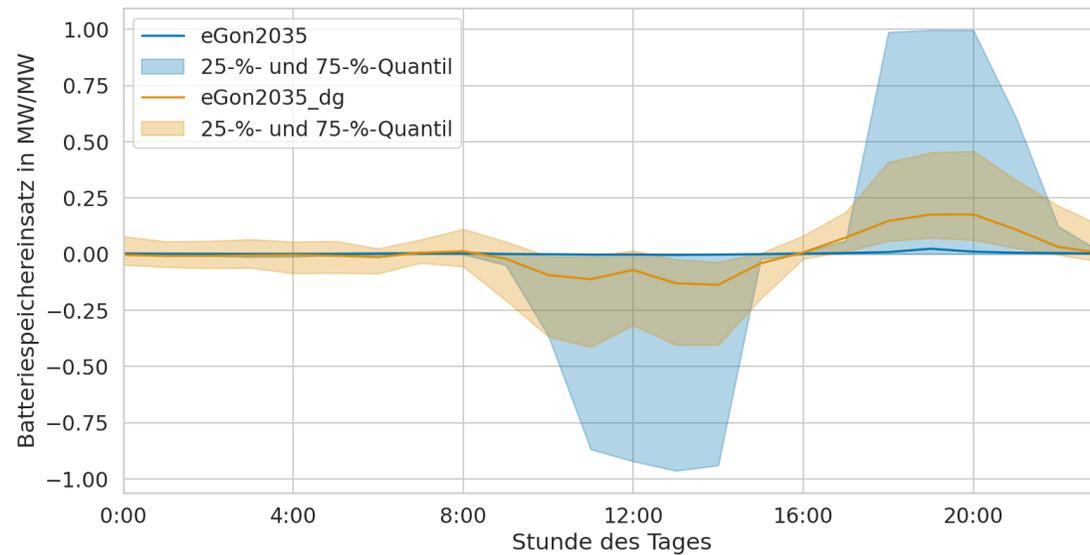
Ladeleistung und –energie an allen privaten Ladepunkten über eine Woche in einem ausgewählten **Wind-dominierten Netz**

- HöS/HS-optimaler und MS/NS-optimaler Einsatz divergieren am stärksten in urbanen Netzen
- Maximale Gleichzeitigkeit im MS/NS-optimalem Fall im Mittel um Faktor 2,3 geringer als im HöS/HS-optimalem Fall



Maximale Gleichzeitigkeit des Ladens von Elektrofahrzeugen **an privaten und öffentlichen Ladepunkten** in allen repräsentativen Netzen

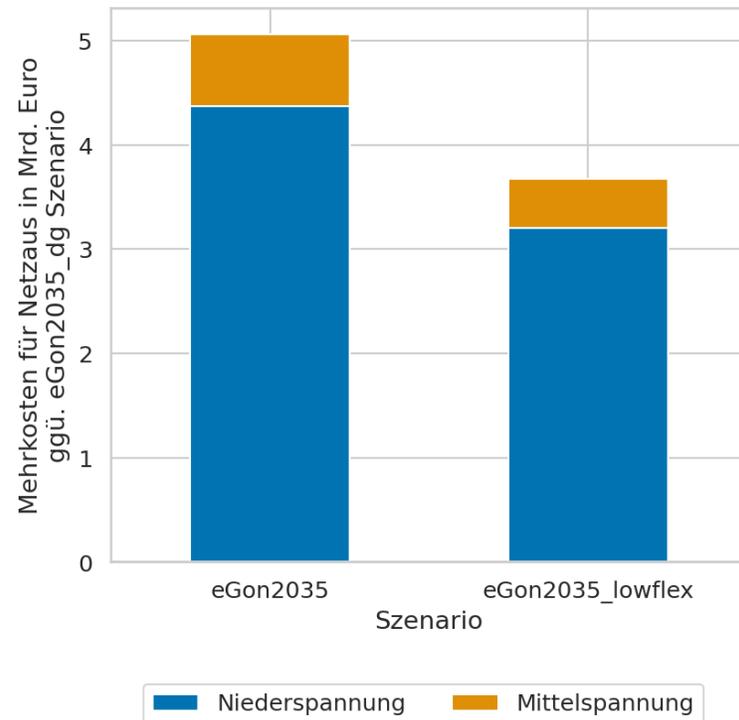
## Batteriespeicher



➔ Durch Netzrestriktionen reduziertes Flexibilitätspotenzial führt dazu, dass Batteriespeichernutzung trotz zusätzlicher Verluste sinnvoll ist

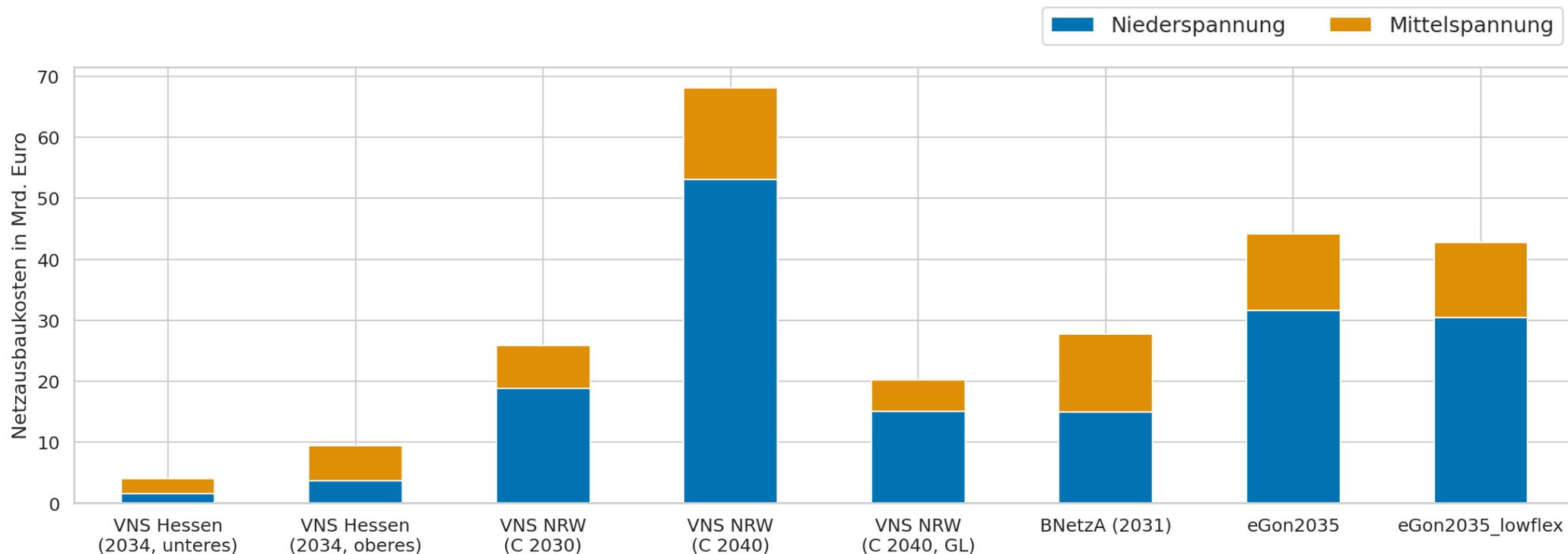
Median und Quantile des Batteriespeichereinsatzes (bezogen auf die installierte Leistung) in den repräsentativen Netzen

## Netzausbaukosten in MS und NS



- HöS/HS-optimaler Einsatz führt im Vergleich zu MS/NS-optimalem Einsatz zu rund **11 % höheren Netzausbaukosten** (entspricht ca. 5 Mrd. Euro)
- Durch MS/NS-optimalen Einsatz können Netzausbaukosten ggü. Lowflex-Szenario um rund 8,5 % reduziert werden (entspricht ca. 3,7 Mrd. Euro)

# Vergleich mit anderen Studien



VNS Hessen (2034, unteres) VNS Hessen (2034, oberes)

Verteilnetzstudie Hessen  
(Hochrechnung auf Dt. über  
Einwohnerzahl)

VNS NRW (C 2030) VNS NRW (C 2040) VNS NRW (C 2040, GL)

Verteilnetzstudie NRW  
(Hochrechnung auf Dt.  
über Einwohnerzahl)

BNetzA (2031) eGon2035 eGon2035\_lowflex

Bericht zum Zustand und  
Ausbau der Verteilnetze  
(Hochrechnung auf Dt. über  
abgedeckte Stromkreislänge)

- Die stärkere **Nutzung von Flexibilitäten** im eGon2035 Szenario führt ggü. dem eGon2035\_lowflex Szenario zur
  - **Reduktion der jährlichen Systemkosten** um insgesamt rund 5,5%
  - **Reduktion der Abregelung** fluktuierender EE-Einspeisung um 14,5 Prozentpunkte
  - **Reduktion von CO<sub>2</sub>-Emissionen** um 4,3% (inkl. Nachbarländer)
- Maßgeblich genutzt werden die Flexibilitäten **gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen** als Kurzzeitspeicher sowie von **Groß-WP mit Wärmespeichern** als Langzeitspeicher

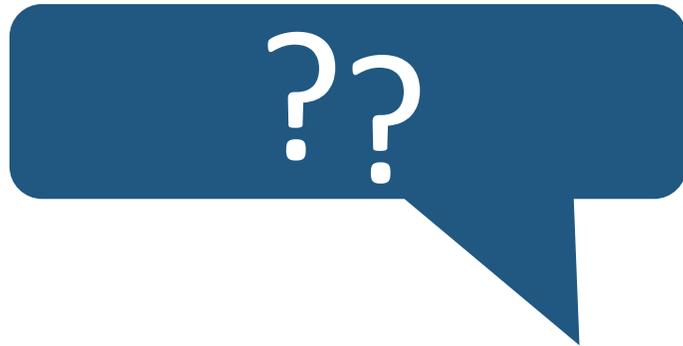
Die **Aktivierung von Flexibilitäten in den unteren Netzebenen** sollte aufgrund ihrer hohen Relevanz zur Förderung der EE-Integration und damit einhergehend Verringerung der Systemkosten, Reduktion von CO<sub>2</sub>-Emissionen und Stärkung der Unabhängigkeit von Energieimporten vorangetrieben werden.

- Der **HÖS/HS-gesteuerte Abruf von Flexibilität erhöht insbesondere die Gleichzeitigkeit des Ladebedarfs**, welche um Faktor 2,3 über dem MS/NS-optimalen Einsatz liegt
- Gleichzeitigkeit dezentraler WP steigt ebenfalls um Faktor 3, hat aber aufgrund des geringen Flexibilisierungsgrades von dezentralen WP keine Auswirkungen
- **Netzausbaukosten in MS und NS** aufgrund des HÖS/HS-optimalen Einsatzes von Flexibilität gegenüber MS/NS-optimalen Einsatz rund **11% höher**

Die **integrierte Planung der Sektoren** Strom, Wärme, Gas und Mobilität sowie aller **Spannungsebenen** ist essenziell, um Wechselwirkungen abbilden zu können und somit kostengünstige und effiziente Systeme zu erhalten.

- Ausweitung der Analysen auf ein **Langfristszenario** (eGon100RE)
- Erweiterung des Modells um **Bottom-up Optimierung**
- **Praxistransfer** – Folgeprojekt mit Stadtwerken, Netzbetreibern und Kommunen geplant
  - Planung regionaler Energieversorgung unter Berücksichtigung des überregionalen Energiesystems
  - Erhebung des für ÜNB nutzbaren Kleinstflexibilitätspotentials

# Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!



Fragen oder Anmerkungen?

- [dena2018] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). *dena-Leitstudie Integrierte Energiewende: Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050*. 2018. URL: [https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261\\_dena-Leitstudie\\_Integrierte\\_Energiewende\\_lang.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf).
- [VN-StudieNRW2021] ef.Ruhr, IAEW der RWTH Aachen, Bergische Universität Wuppertal. *Gutachten zur Weiterentwicklung der Strom-Verteilnetze in Nordrhein-Westfalen auf Grund einer fortschreitenden Sektorenkopplung und neuer Verbraucher*. 2021. URL: [https://www.wirtschaft.nrw/sites/default/files/documents/210609\\_nrw\\_verteilnetzstudie\\_final.pdf](https://www.wirtschaft.nrw/sites/default/files/documents/210609_nrw_verteilnetzstudie_final.pdf).
- [VN-StudieBW2017] ef.Ruhr, Technische Universität Dortmund. *Verteilnetzstudie für das Land Baden-Württemberg*. 2017. URL: [https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/5\\_Energie/Versorgungssicherheit/170413\\_Verteilnetzstudie\\_BW.pdf](https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/5_Energie/Versorgungssicherheit/170413_Verteilnetzstudie_BW.pdf).
- [Kleinhans2014] D. Kleinhans. *Towards a systematic characterization of the potential of demand side management*. 2014.
- [Heitkoetter2020] W. Heitkoetter, B. U. Schyska, D. Schmidt, W. Medjroubi, T. Vogt und C. Agert. *Assessment of the regionalised demand response potential in Germany using an open source tool and dataset*. 2020.
- [Stai2018] E. Stai, L. Reyes-Chamorro, F. Sossan, , J.-Y. Le Boudec, M. Paolone. *Dispatching Stochastic Heterogeneous Resources Accounting for Grid and Battery Losses*. 2018. IEEE Transactions on Smart Grid, 9(6), 6522–6539. <https://doi.org/10.1109/TSG.2017.2715162>
- [Stai2020] E. Stai, F. Sossan, E. Namor, J.-Y. Le Boudec, M. Paolone. *A receding horizon control approach for re-dispatching stochastic heterogeneous resources accounting for grid and battery losses*. 2020. Electric Power Systems Research, 185, 106340. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106340>