

# Session Verteilnetzplanung

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





Birgit Schachler

Reiner Lemoine Institut  
Berlin



Jonathan Amme

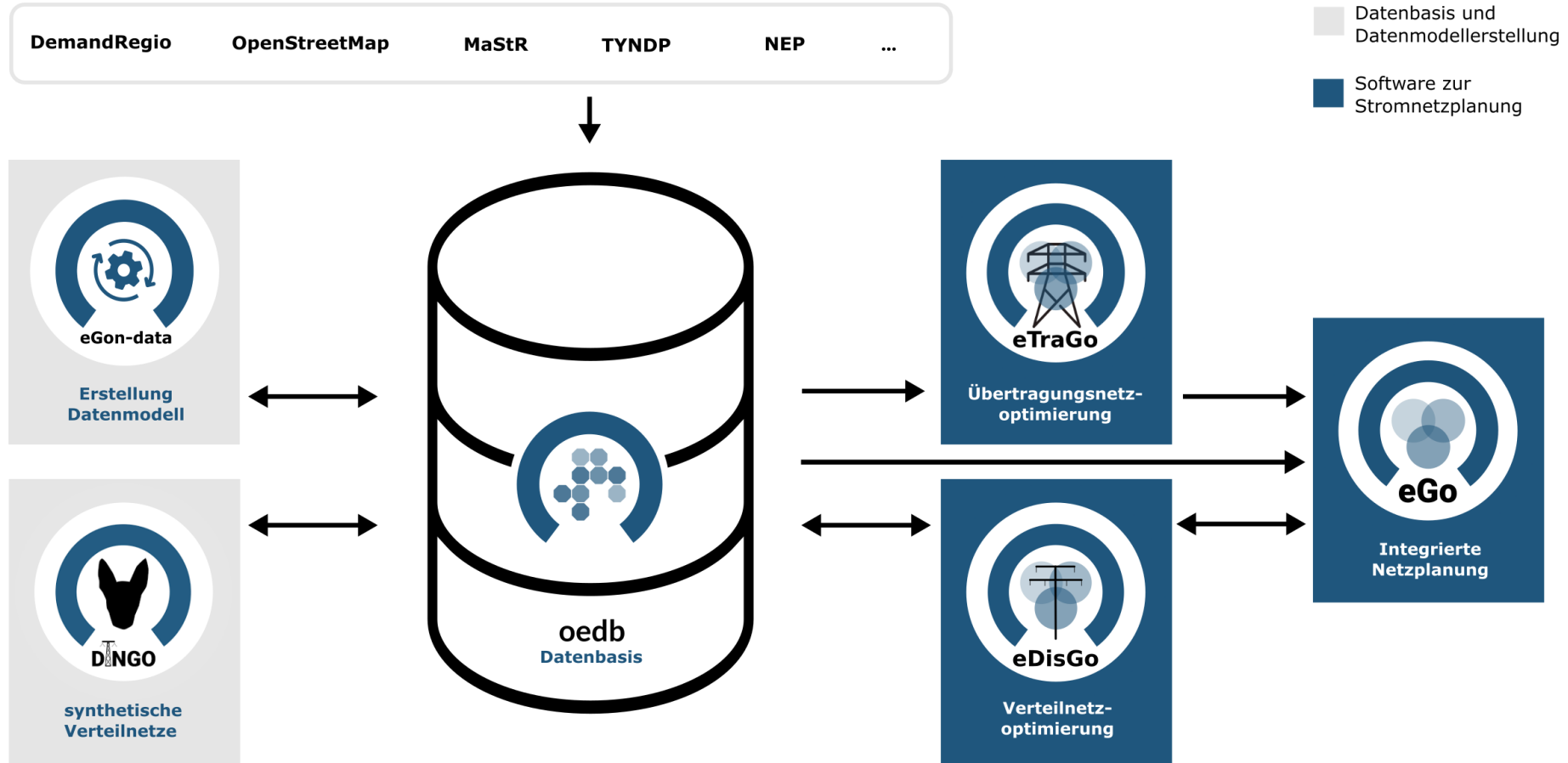
Reiner Lemoine Institut  
Berlin



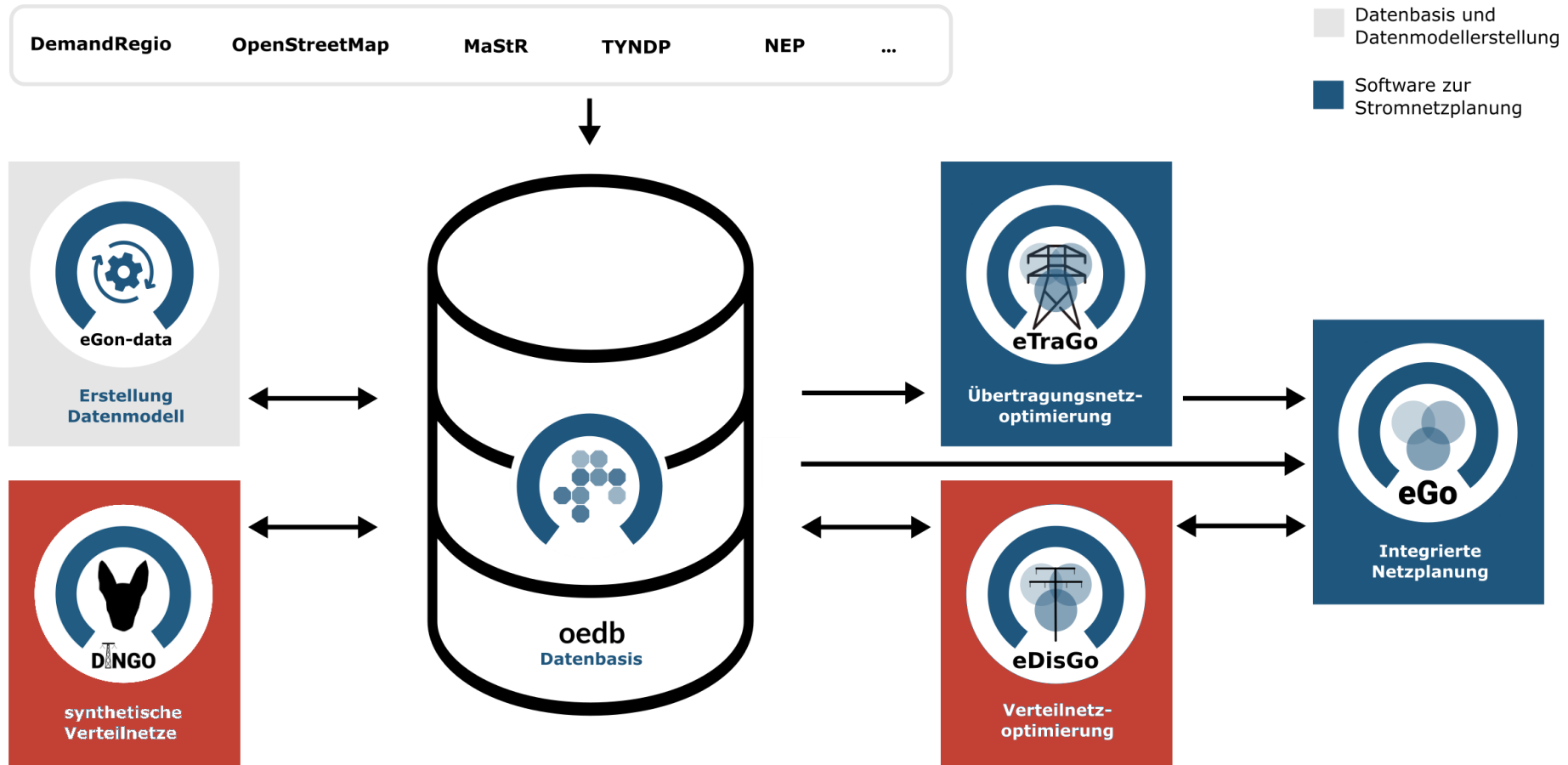
Kilian Helfenbein

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:

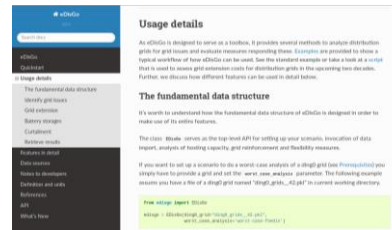
- Greenfield-Planning Ansatz
- Berücksichtigung gängiger Netzplanungsprinzipien
- Routing entlang von Straßen



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

Lizenz: AGPLv3

Installation: `pip install ding0`



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



## electricity **D**istribution **G**rid 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:

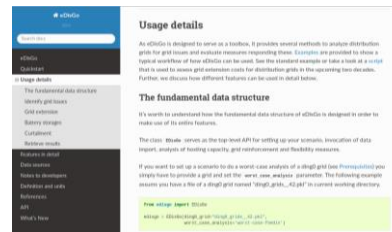
- Nicht-lineare Lastflussanalyse mit PyPSA
- AC-OPF zur Optimierung von Flexibilitätseinsatz (julia Implementierung)
- Automatisierter Netzausbau
- Diverse Datenschnittstellen (OEP, eGon-data, oemof demandlib, SimBEV)



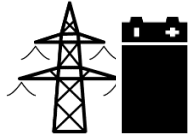
Source Code: <https://github.com/openego/eDisGo>

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**?

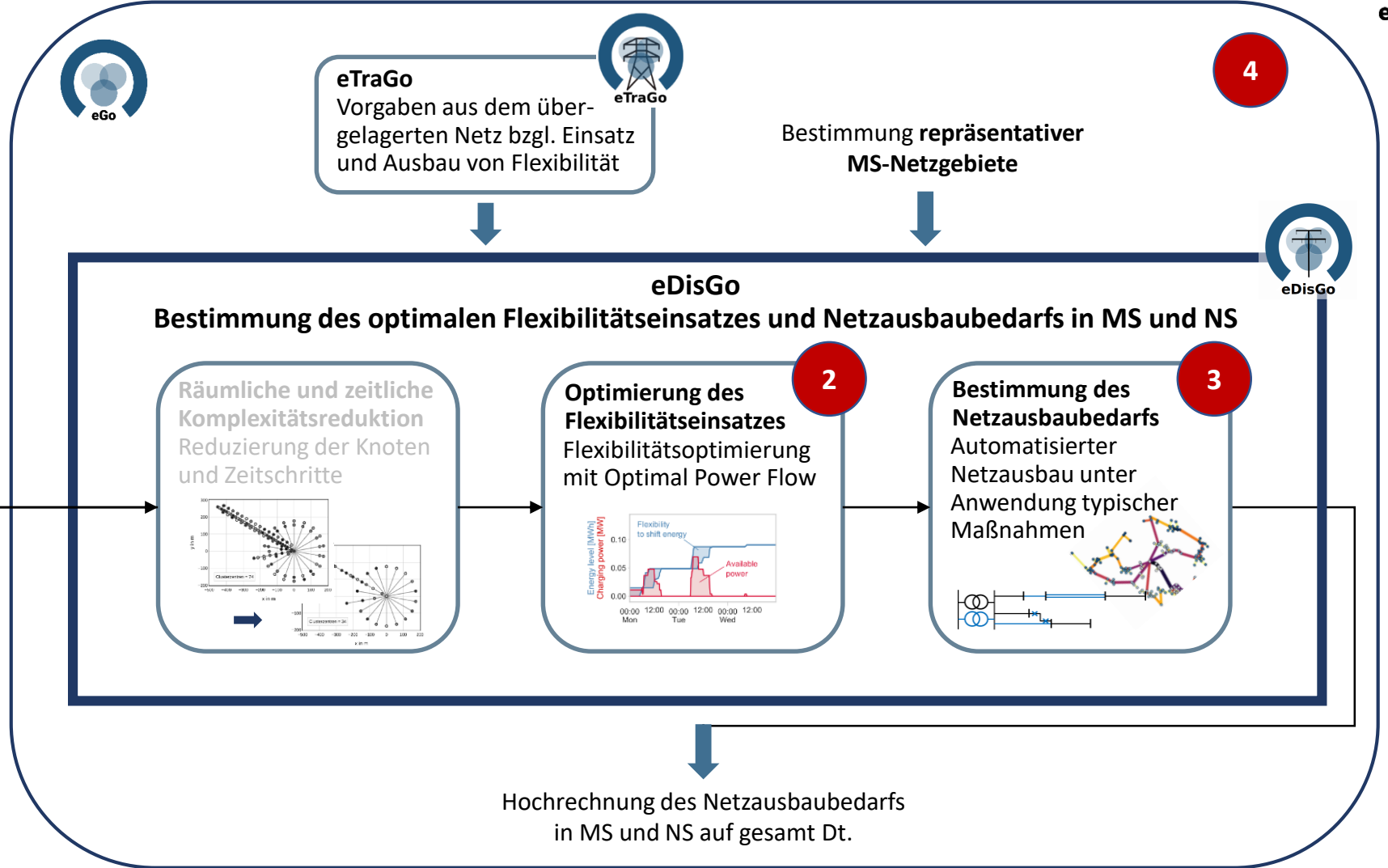
# Workflow und Agenda



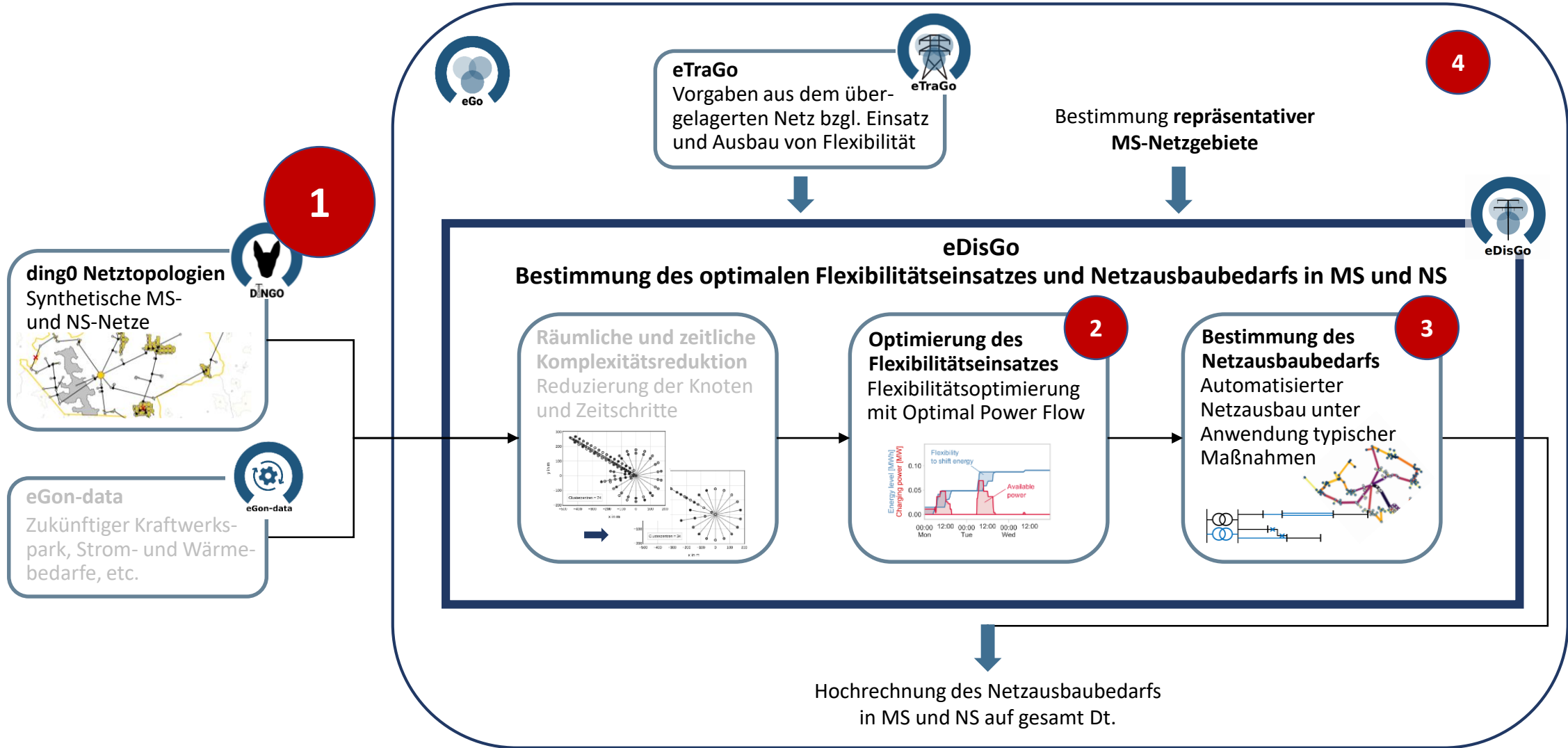
**1**

**ding0 Netztopologien**  
Synthetische MS- und NS-Netze

**eGon-data**  
Zukünftiger Kraftwerkspark, Strom- und Wärmebedarfe, etc.







## 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, ...)

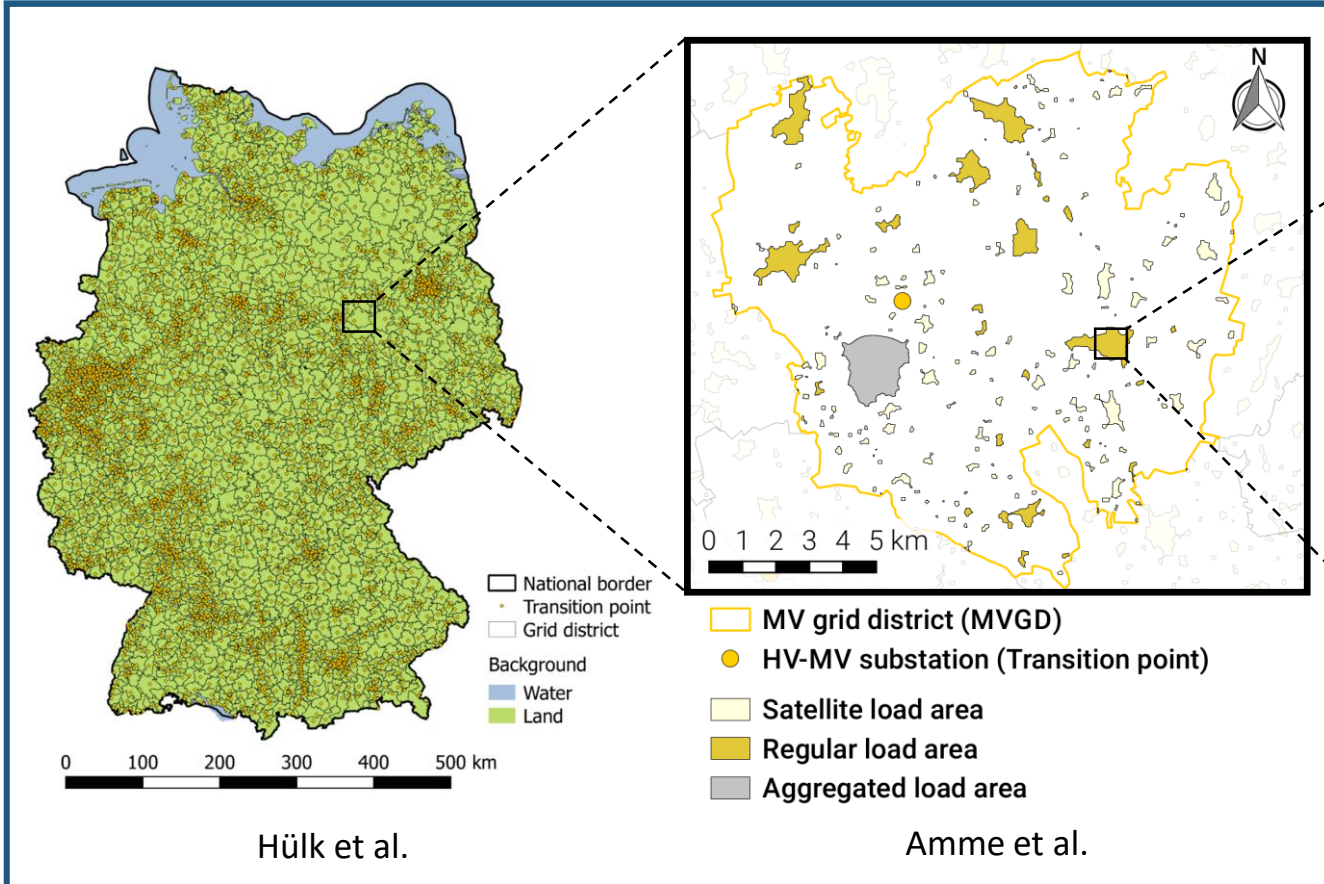
### Erstentwicklung



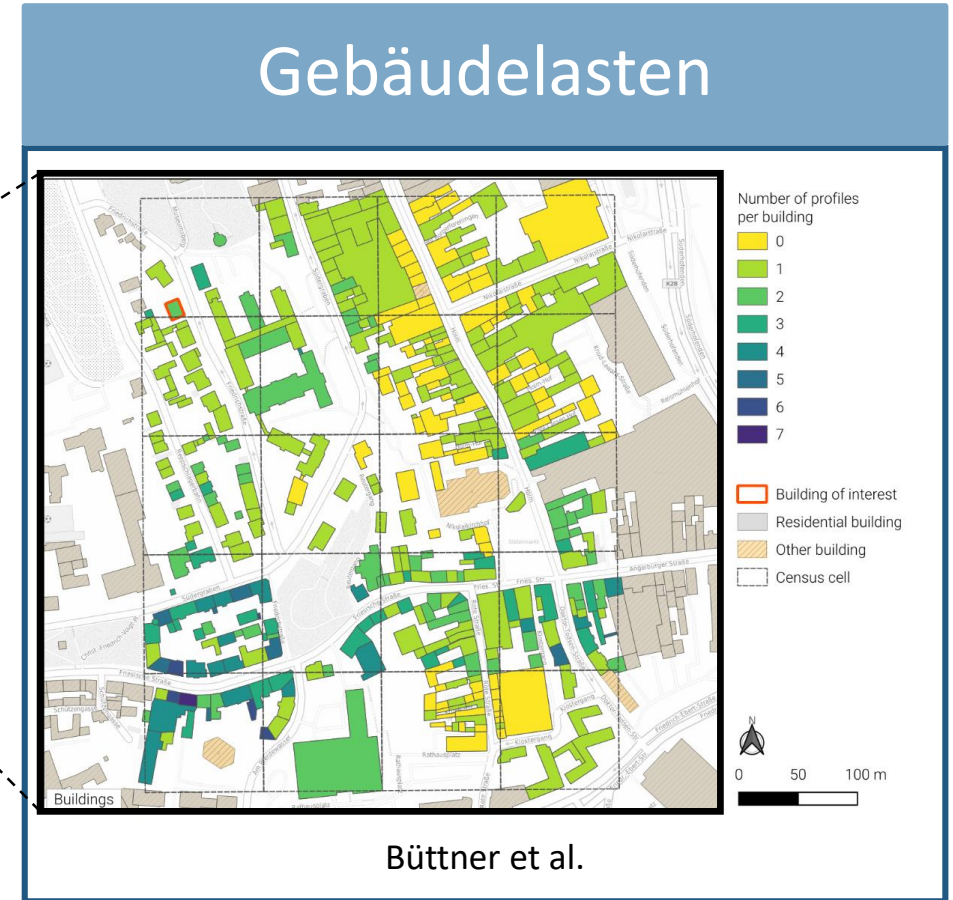
### Weiterentwicklung

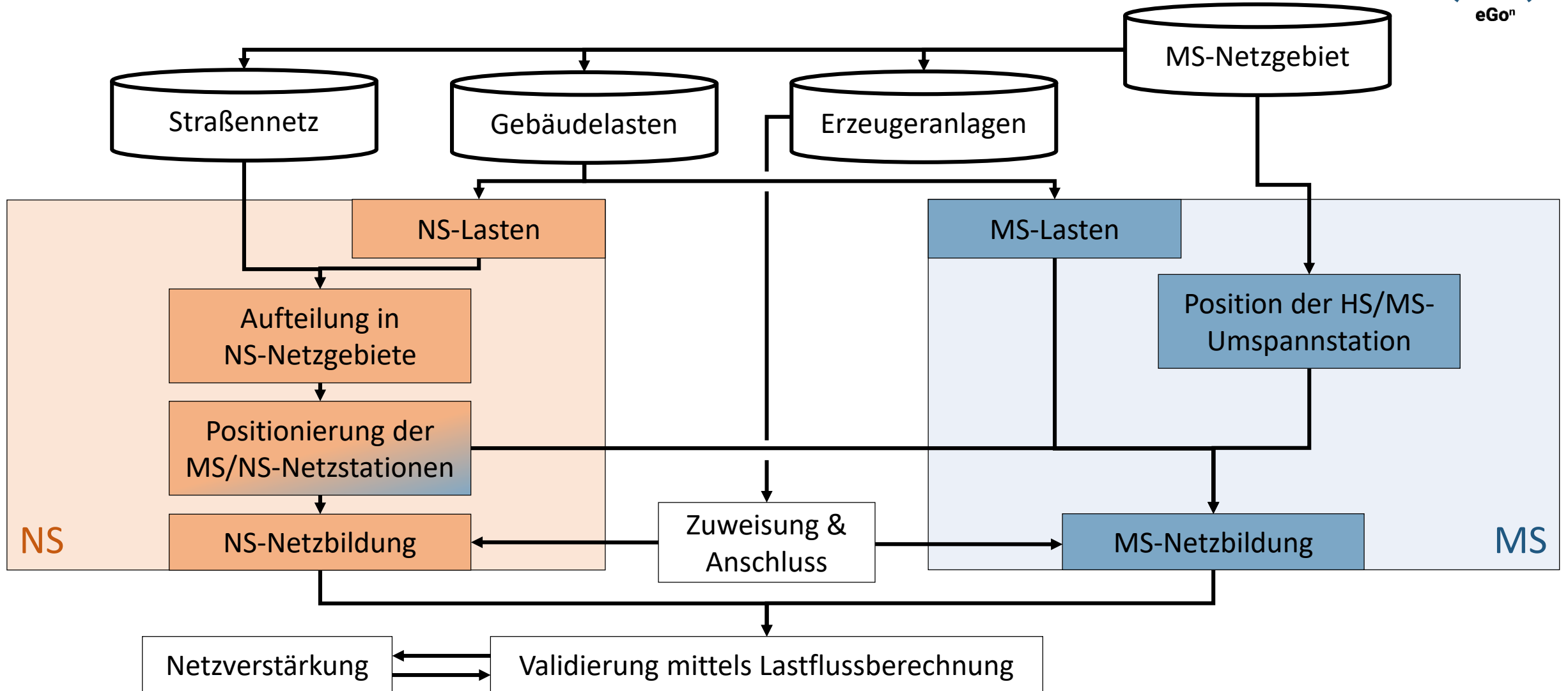
- Lastdaten auf Gebäudeebene
- Berücksichtigung des Straßennetzes
- Erweiterung der Abdeckung auf den urbanen Raum

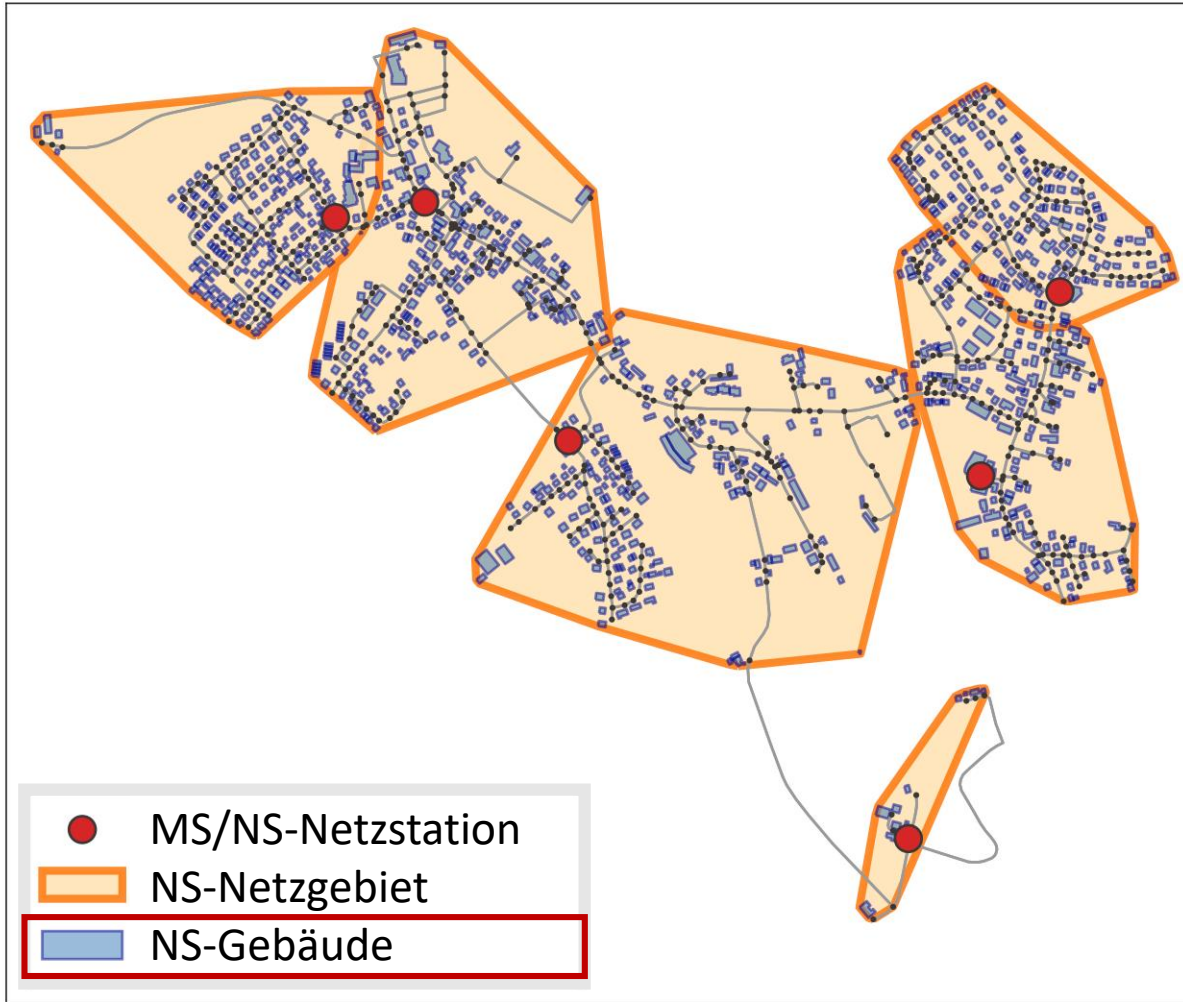
## MS-Netzgebiete



## Gebäudelasten





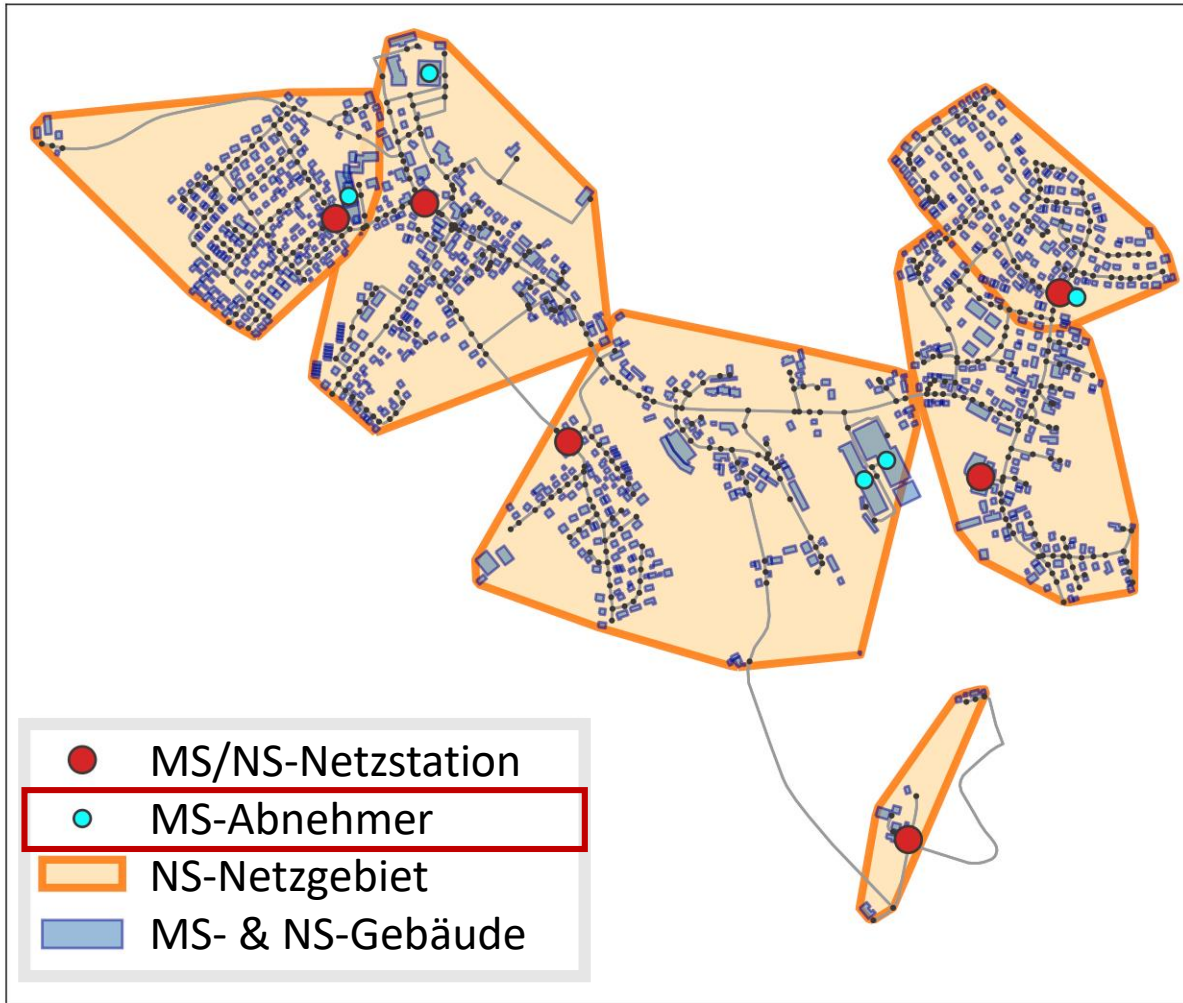


## MS/NS-Netzstationen

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

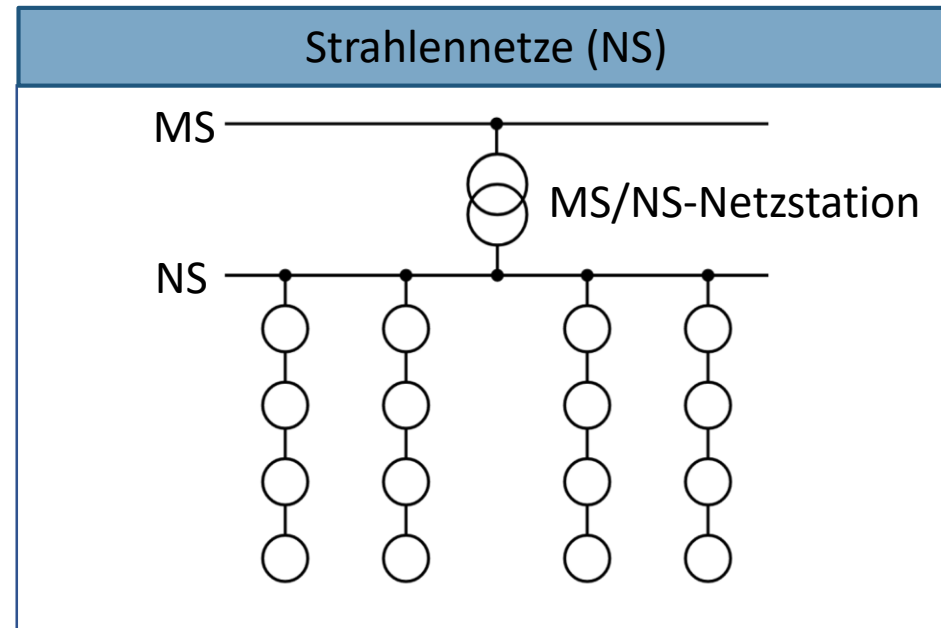
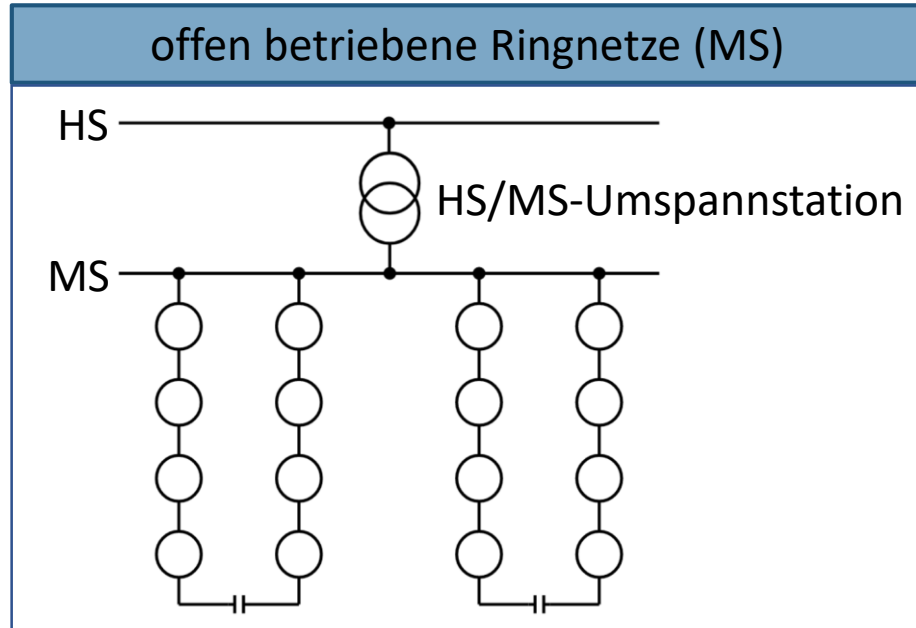
1. Unterteilung des Straßennetzes in NS-Netzgebiete mithilfe hierarchische-agglomerativer Clusteranalyse
2. Positionierung der Netzstation im straßengewichteten Lastschwerpunkt

## MS-Abnehmer

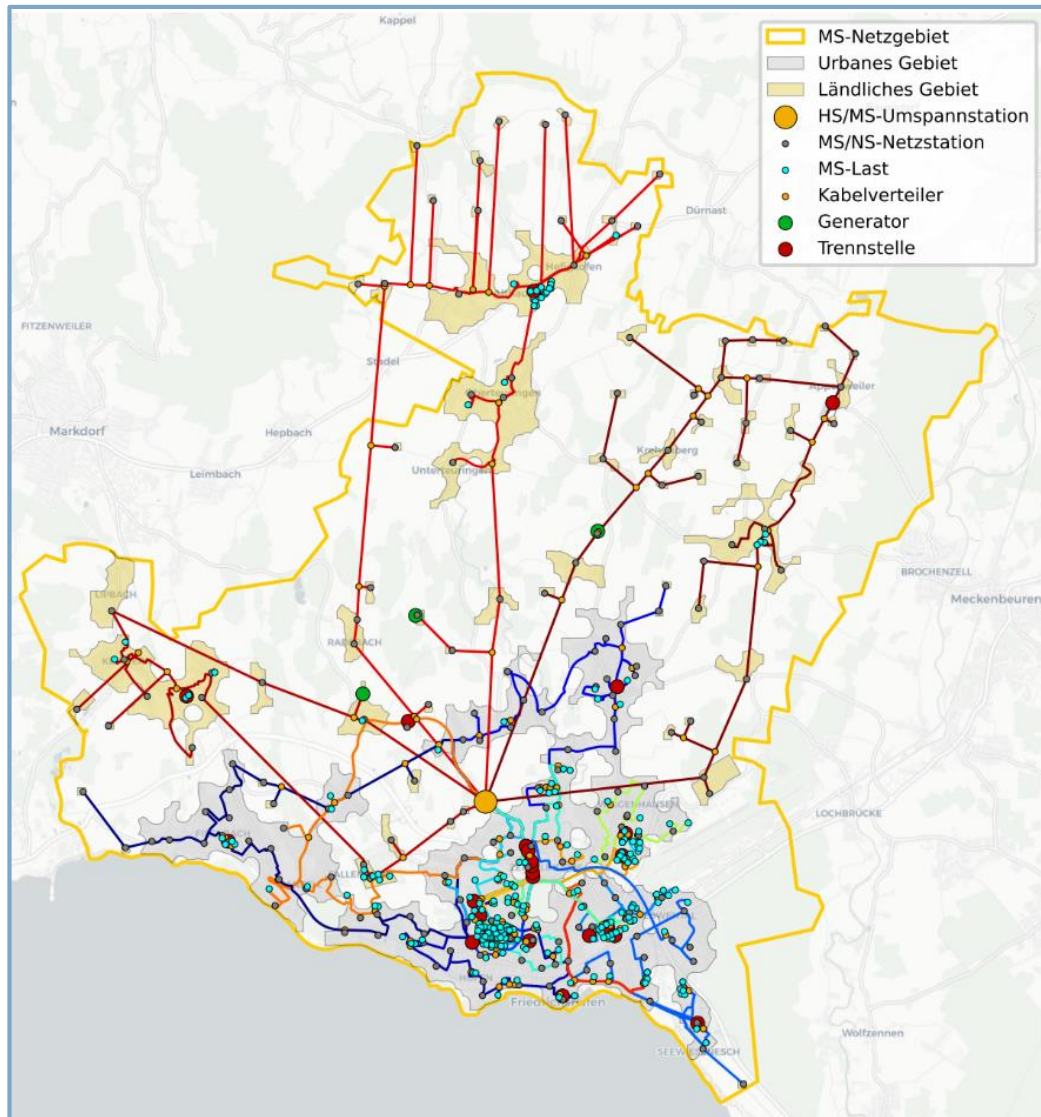
- Positionierung im Gebäudezentrum

## 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
	20 kV	0,2 - 5,5



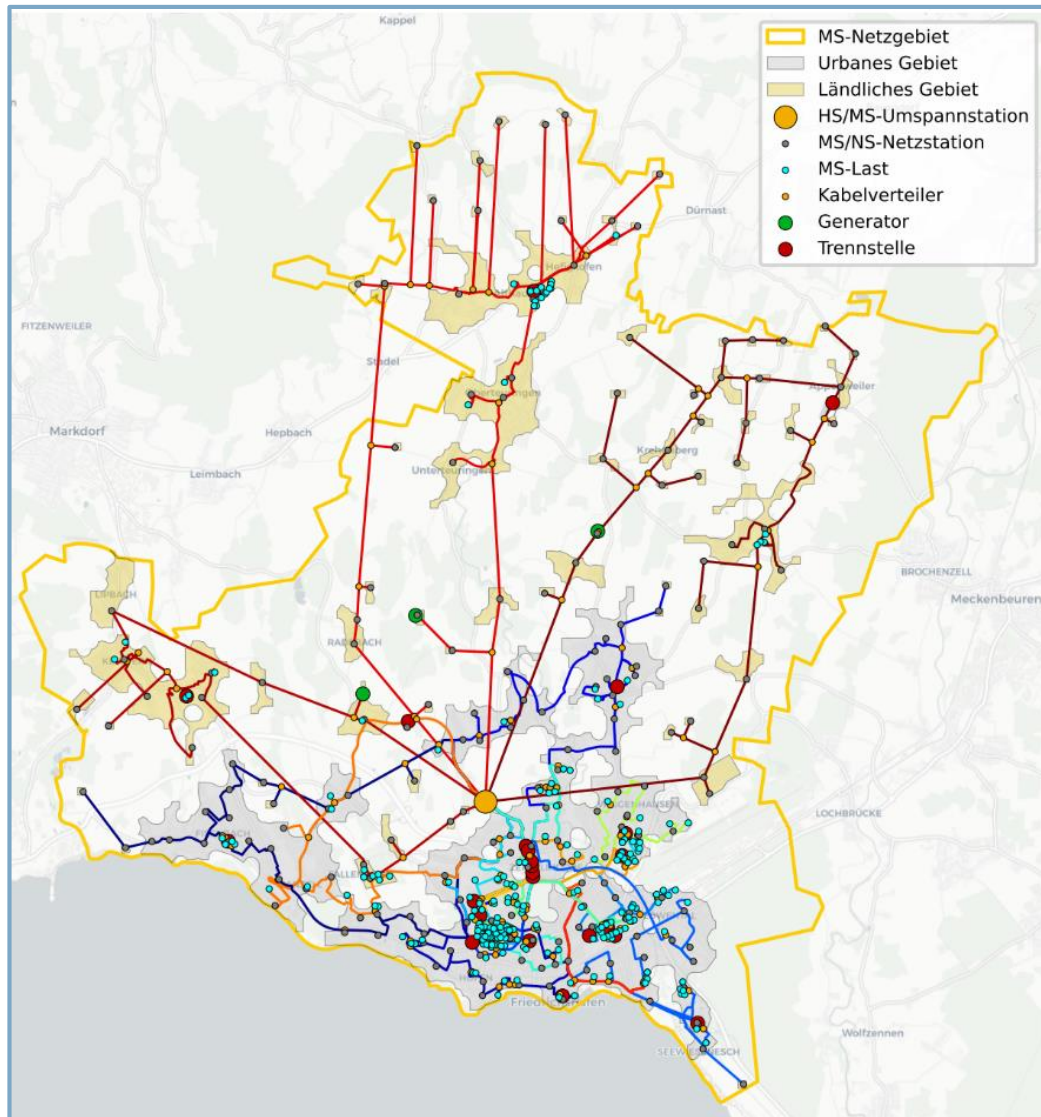
- Annahme einer Grundtopologieform pro Netzebene (einfachgespeiste Netze)
- Netzbildung erfolgt
  - mithilfe von Algorithmen aus der Tourenplanung
  - unter Berücksichtigung gängiger Planungsgrundsätze & technischer Restriktionen



## 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  $\leq 1\text{MVA}$

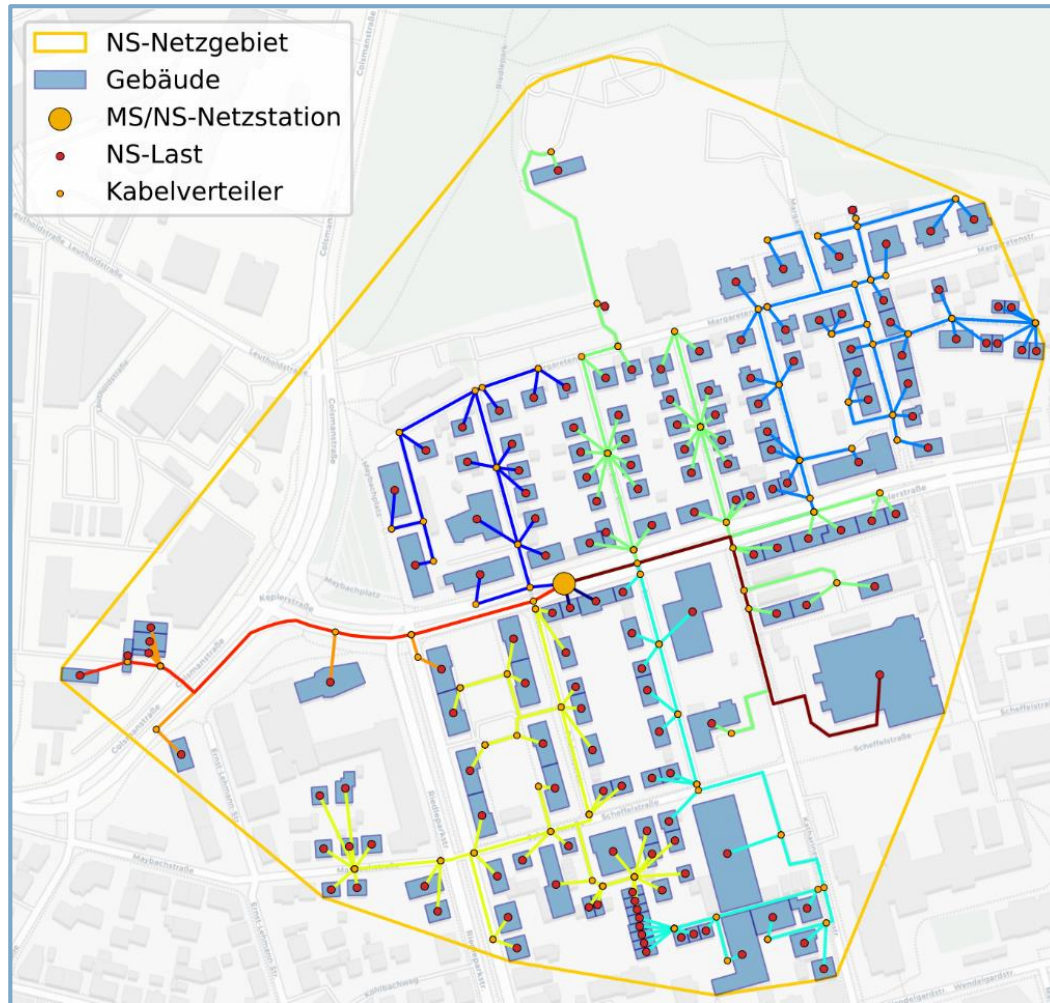




## Planungsgrundsätze

- 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 %



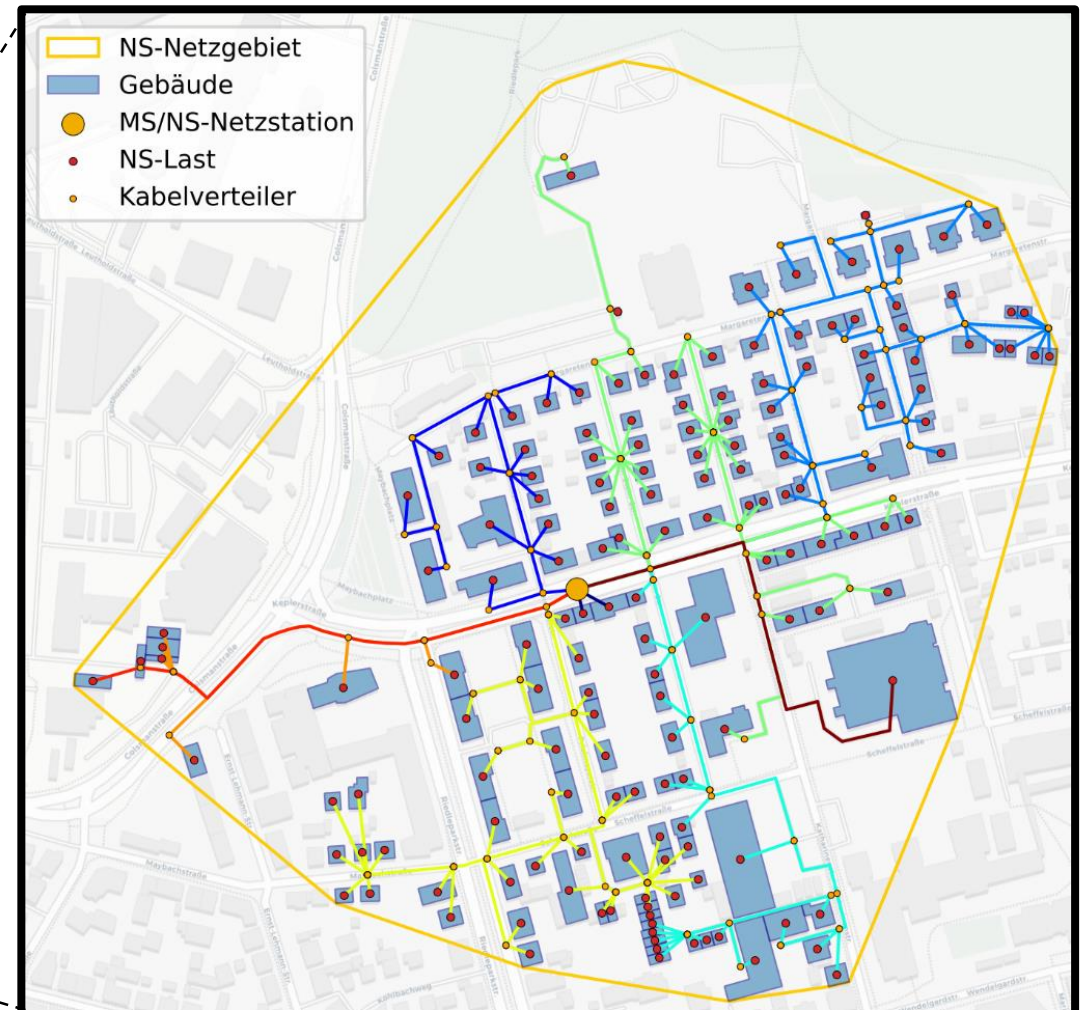
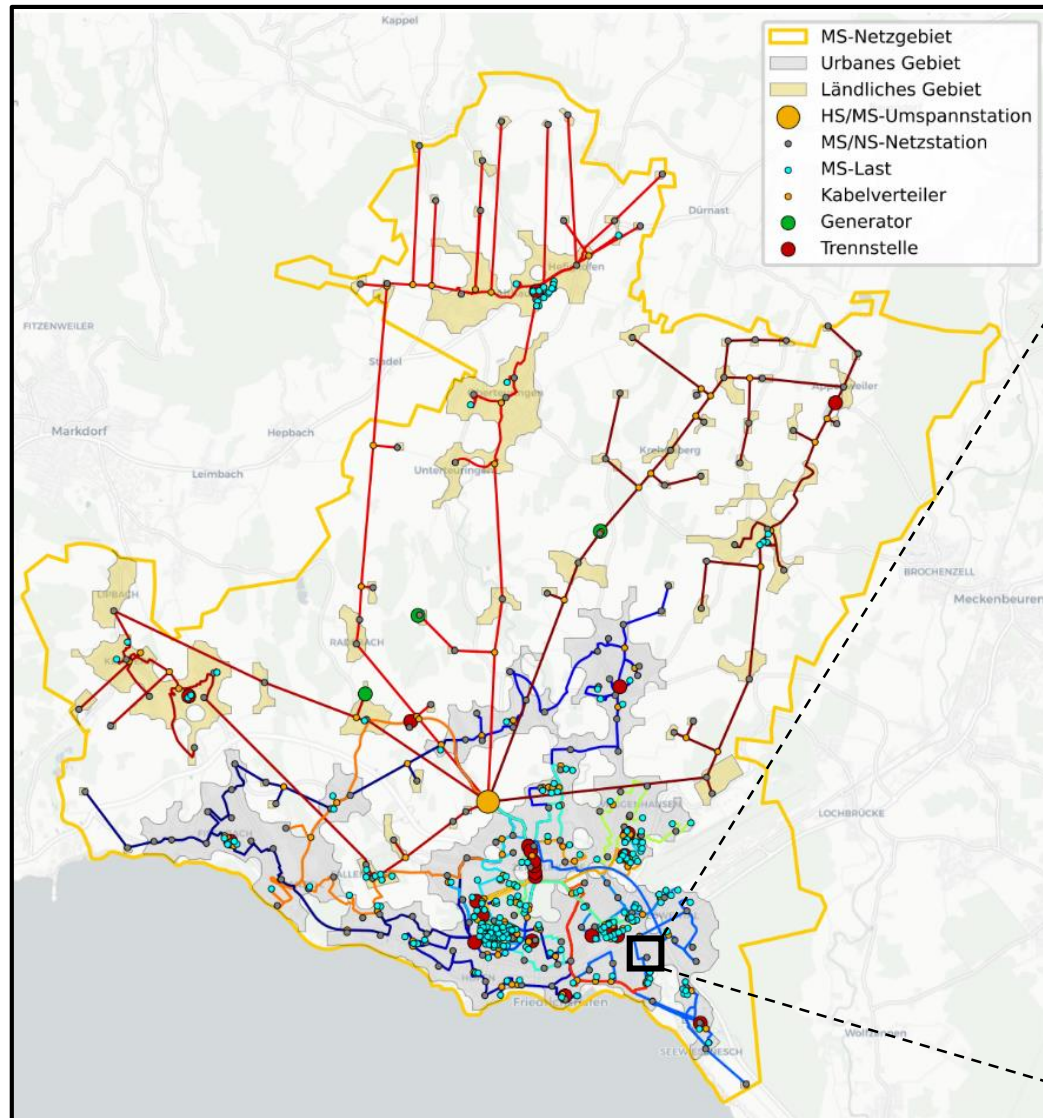
## Netzbildung

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

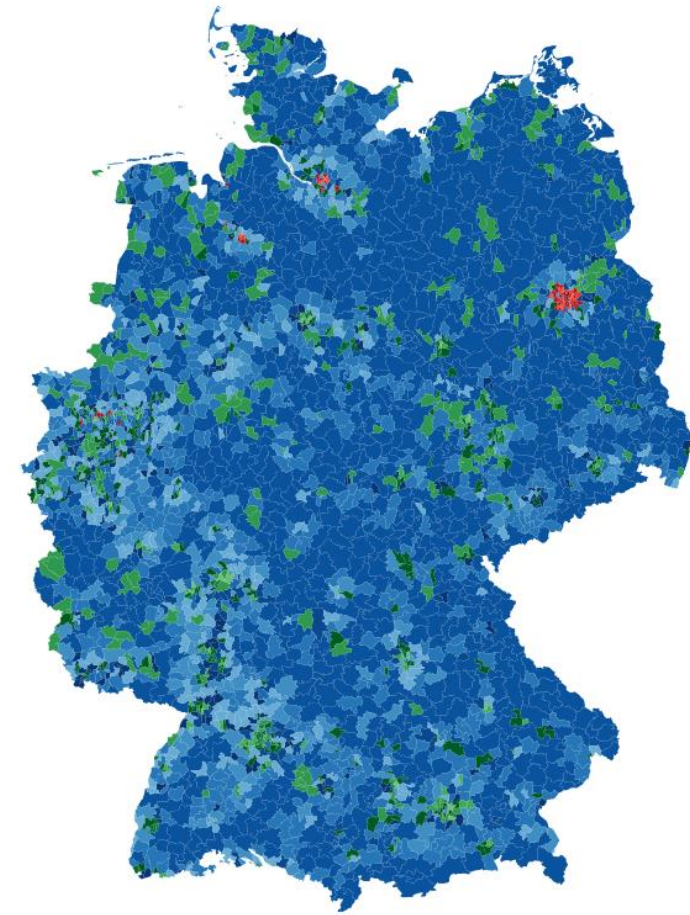
- Gesamtheit aller Modellnetzdaten (via Zenodo)
- ding0-Release mit höherer Nutzerfreundlichkeit
- Wissenschaftliches Paper zur Methodik

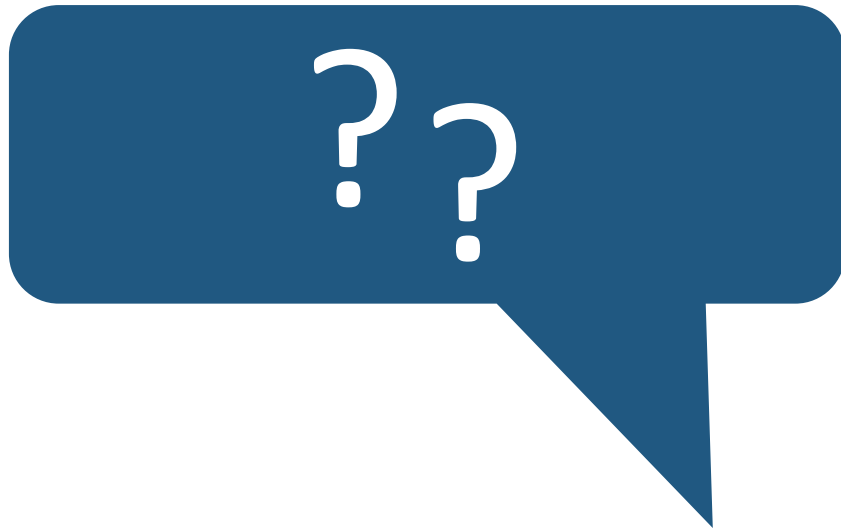
## Validierung & Erweiterungen

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

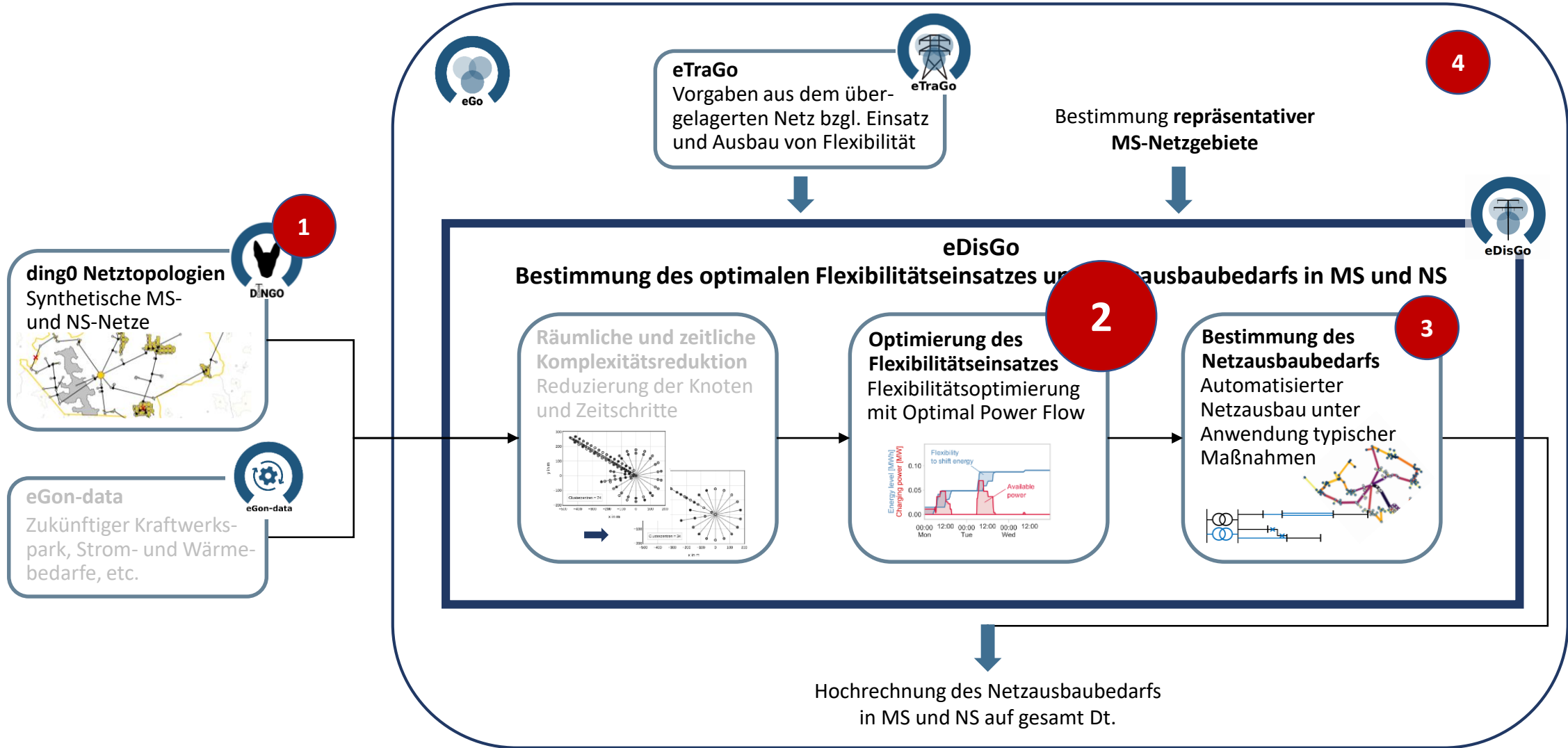
## Bestimmung repräsentativer MS-Netze

- 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:

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

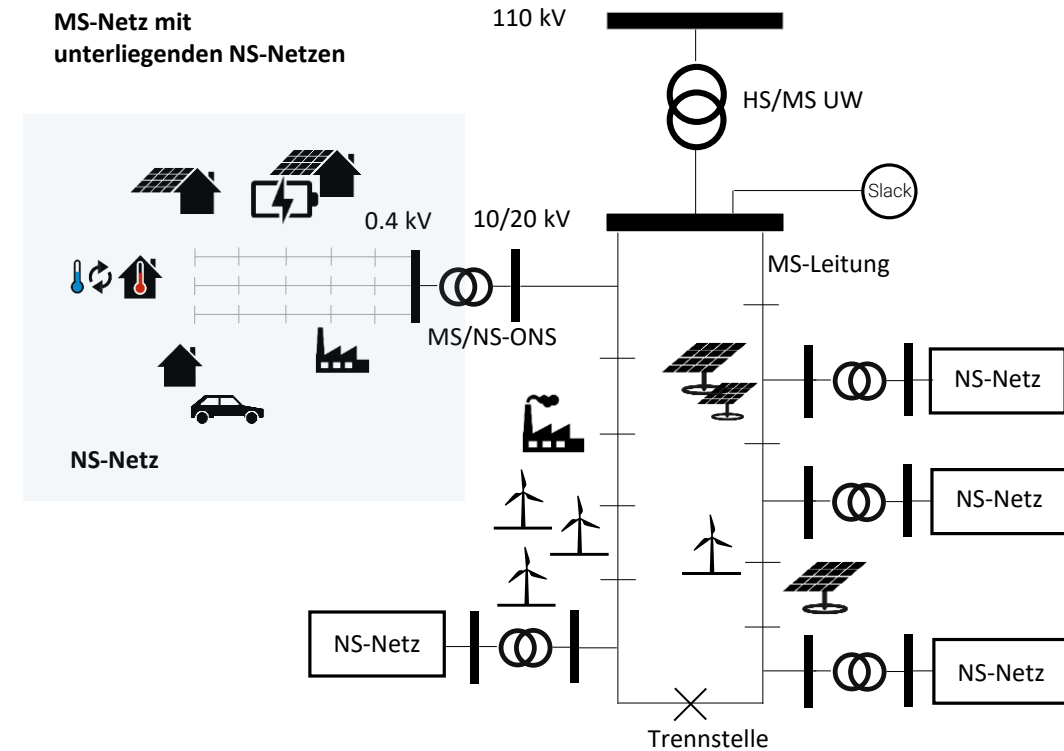
Minimierung von **Last- und Erzeugungsabwurf** um Integration in das bestehende Netz zu maximieren

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

➔ Netzausbaubedarf bestimmt sich anschließend anhand der nicht integrierbaren Leistung

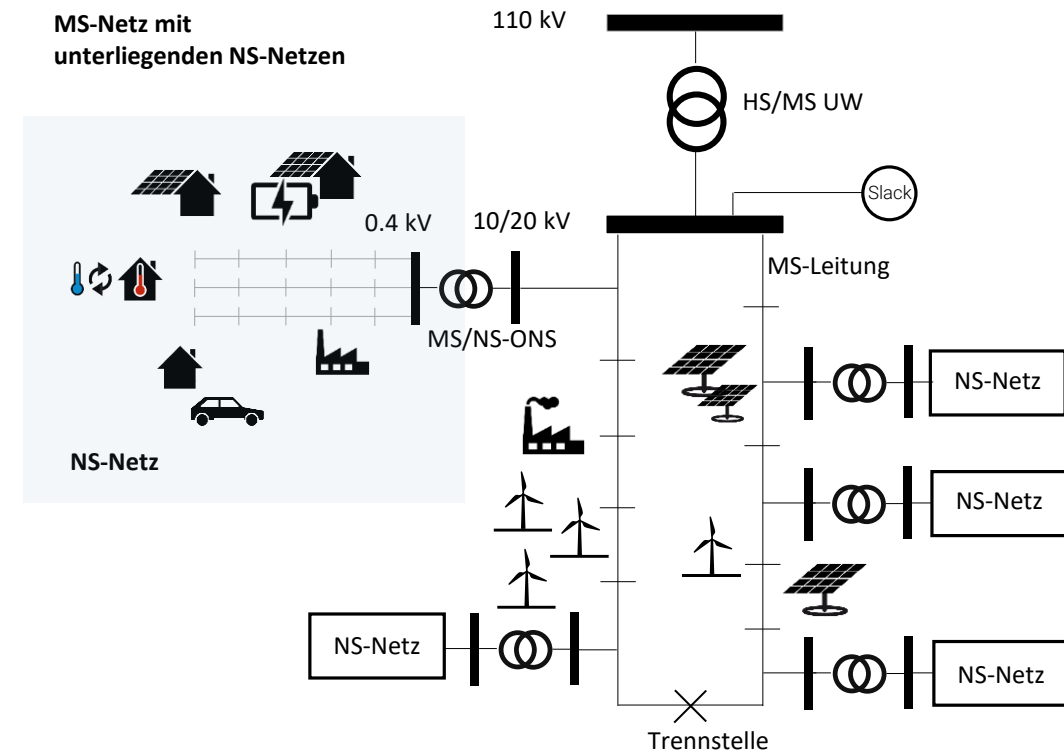
## Flexibilitäten in der Mittel- und Niederspannung

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



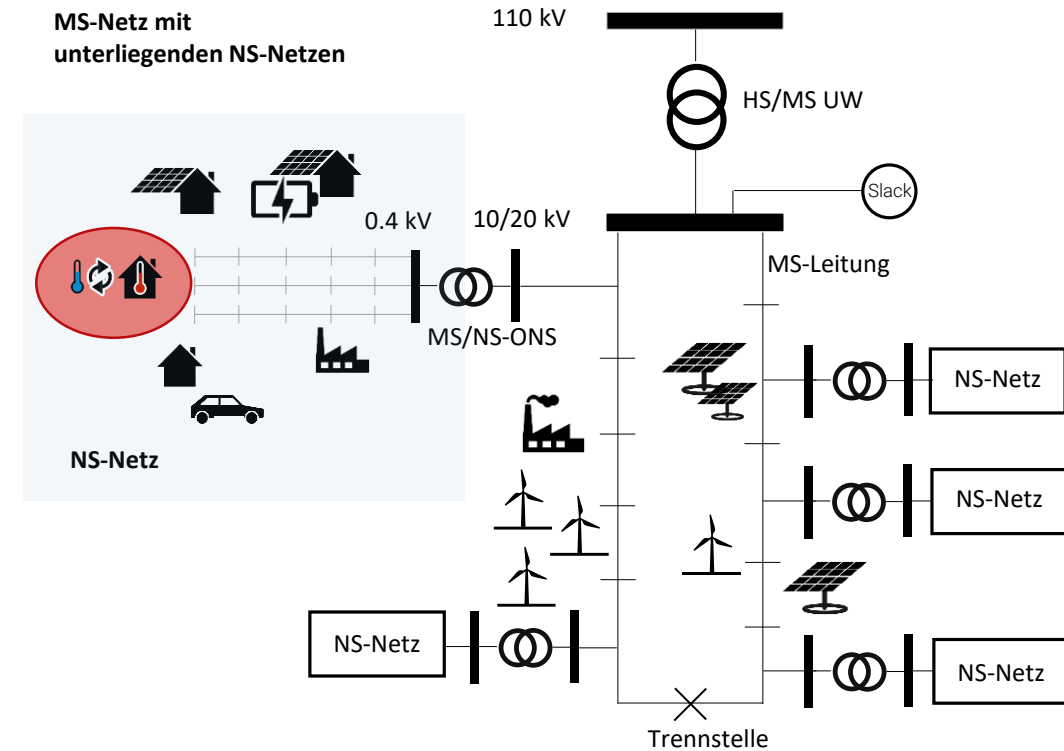
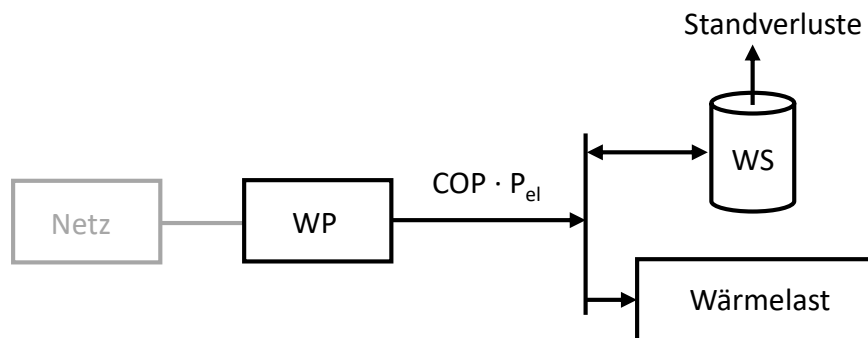
## Flexibilitäten in der Mittel- und Niederspannung im eGon2035\_lowflex Szenario

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



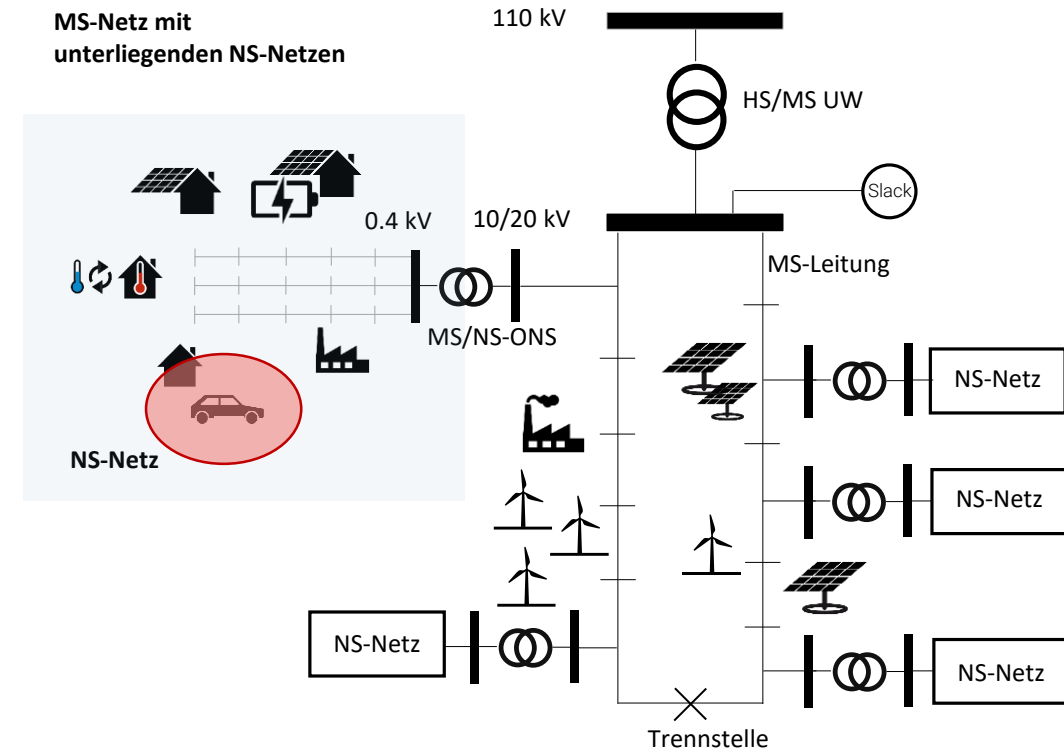
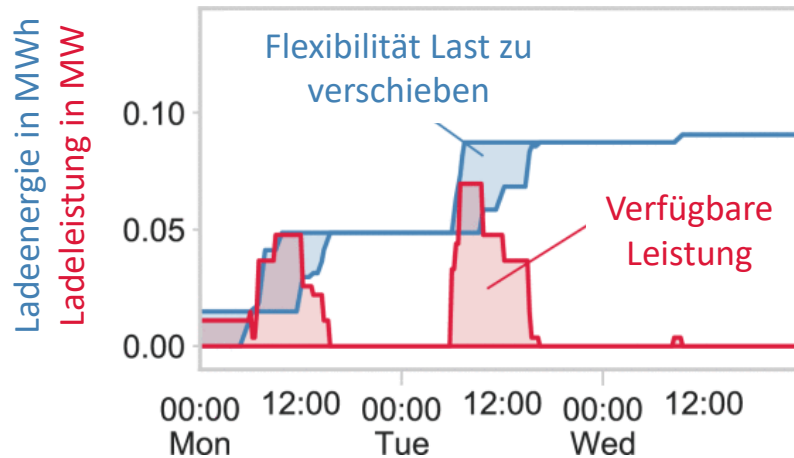
## Wärmepumpen mit Wärmespeicher

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



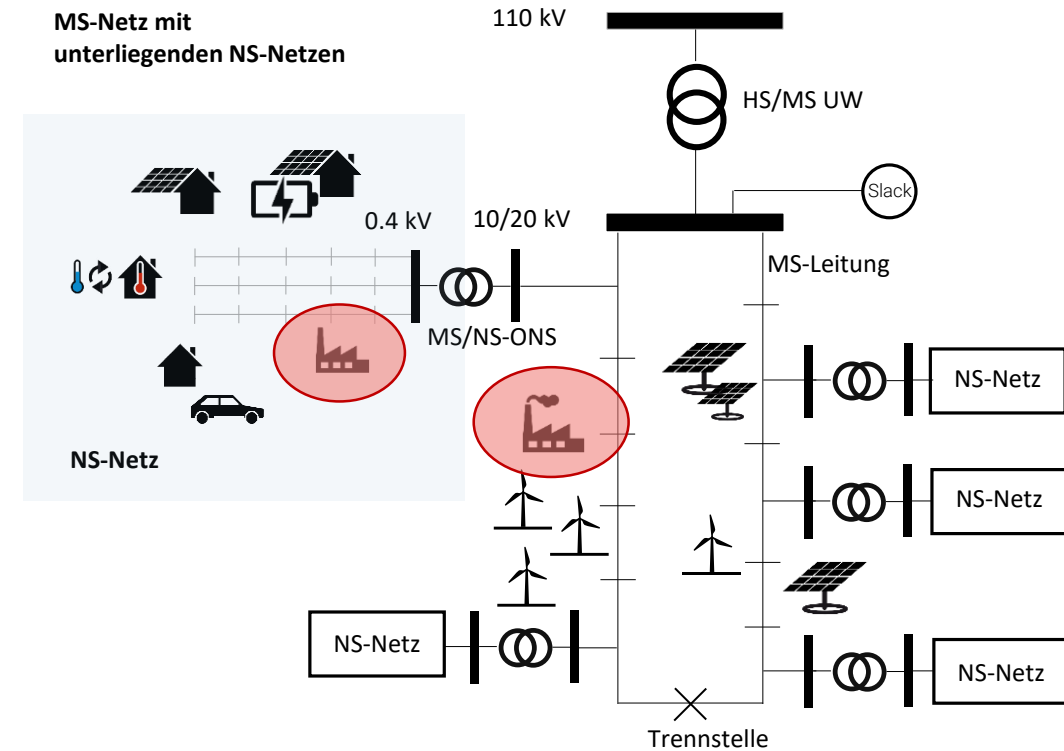
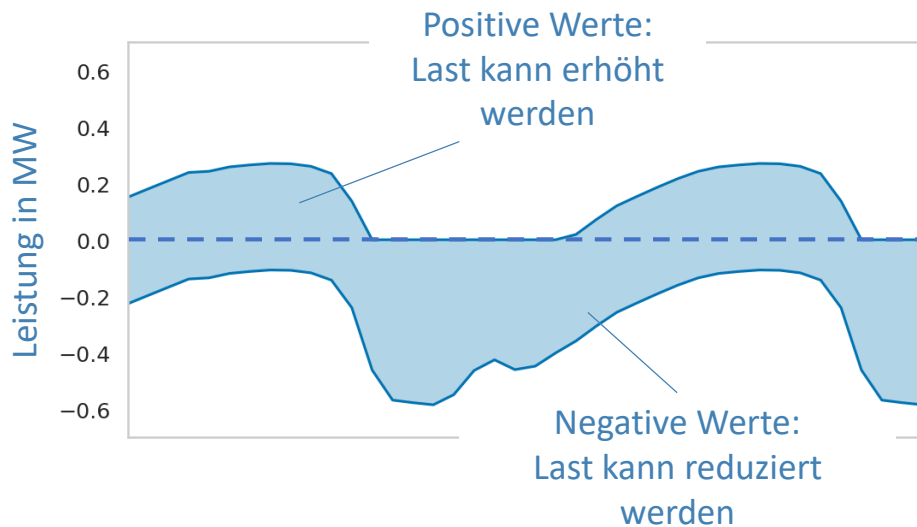
## Gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen

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



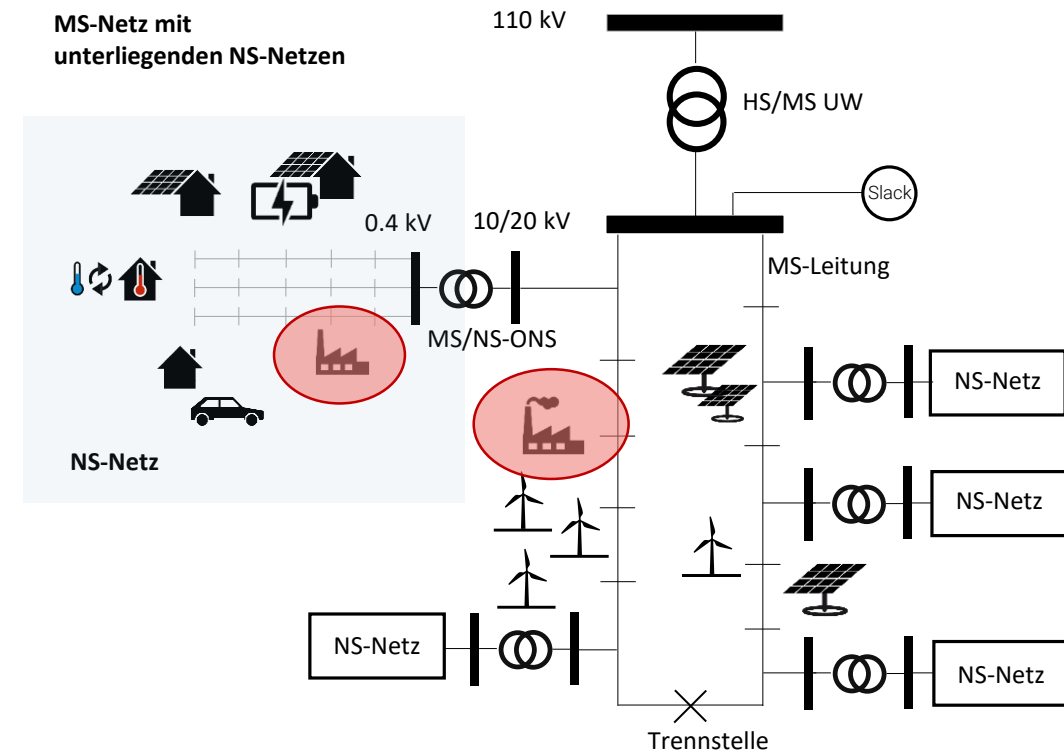
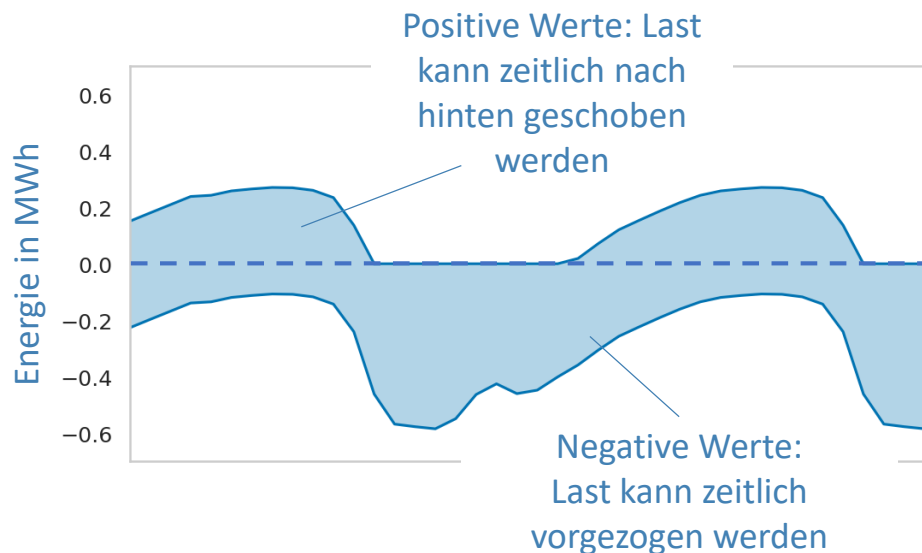
## Demand Side Management in Gewerbe und Industrie

- 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

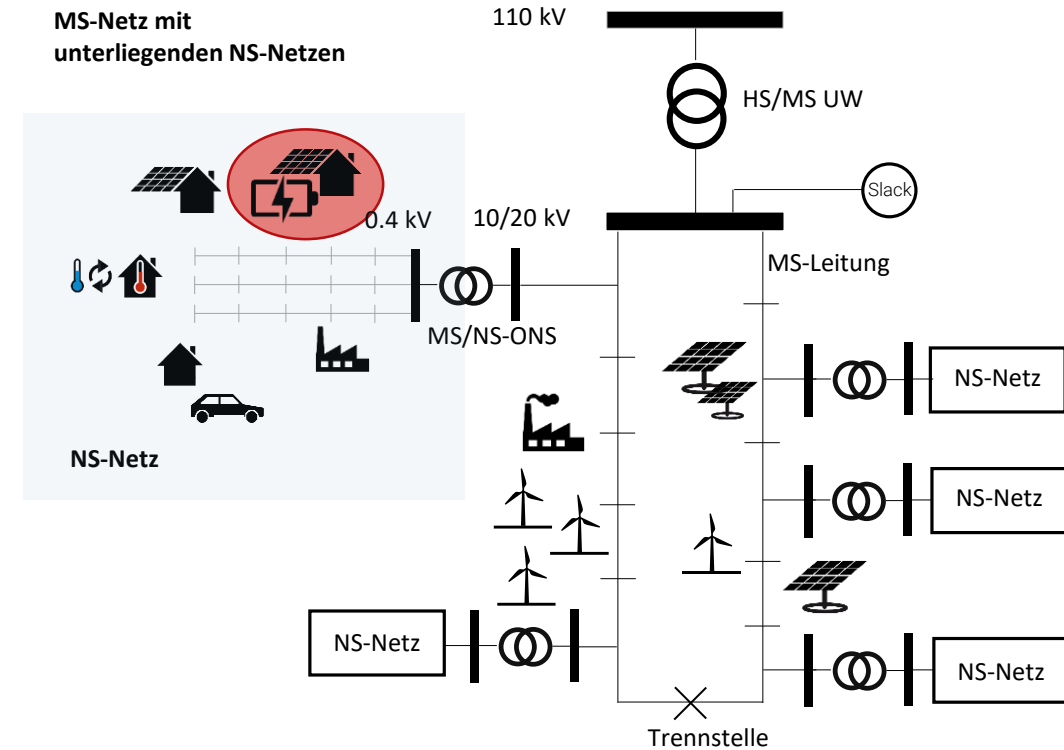
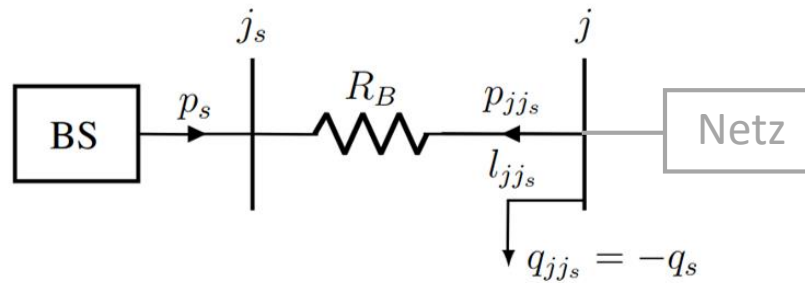
- Last kann zeitlich vorgezogen oder nach hinten verschoben werden
- Abbildung als Speicher nach [Heitkoetter2020, Kleinhans2014] mit zeitabhängiger Lade- und Entladeleistung sowie Kapazität





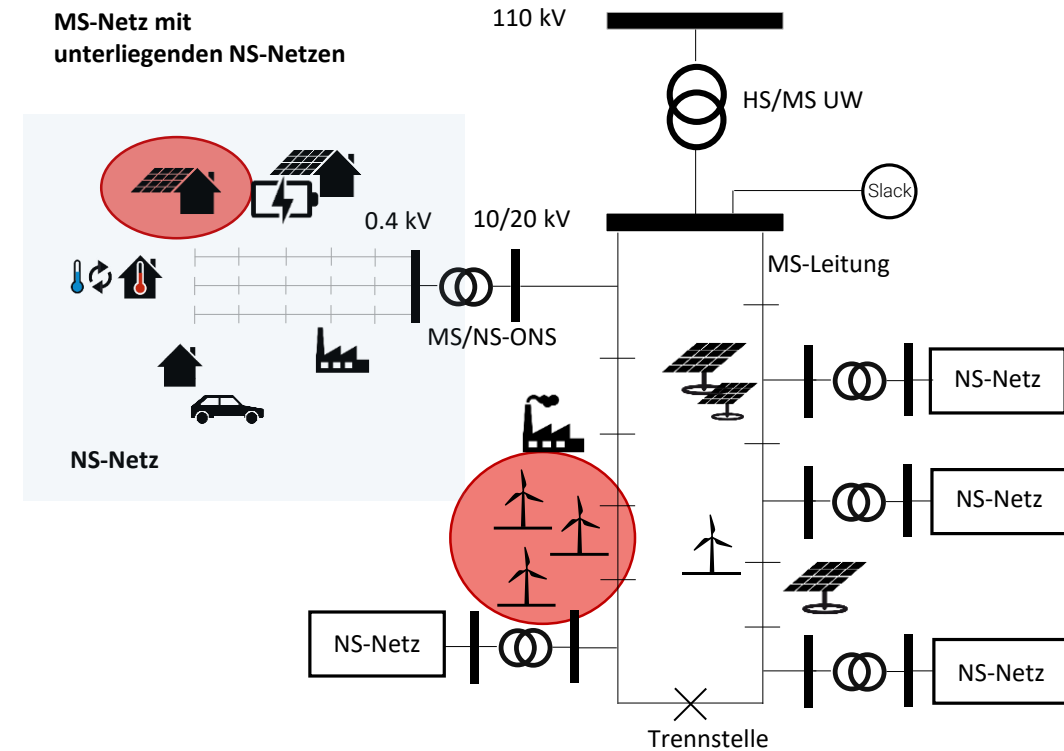
## Heimspeicher

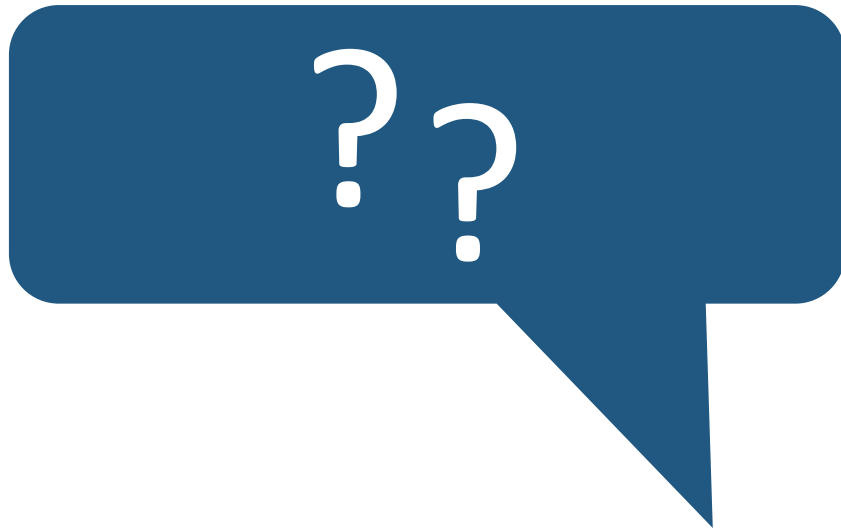
- Modellierung mit Widerstand- statt Wirkungsgrad-basiertem Modell nach [Stai2018, Stai2020]
- Abbildung leistungsabhängiger interner Verluste durch Einführung einer virtuellen ohmschen Leitung



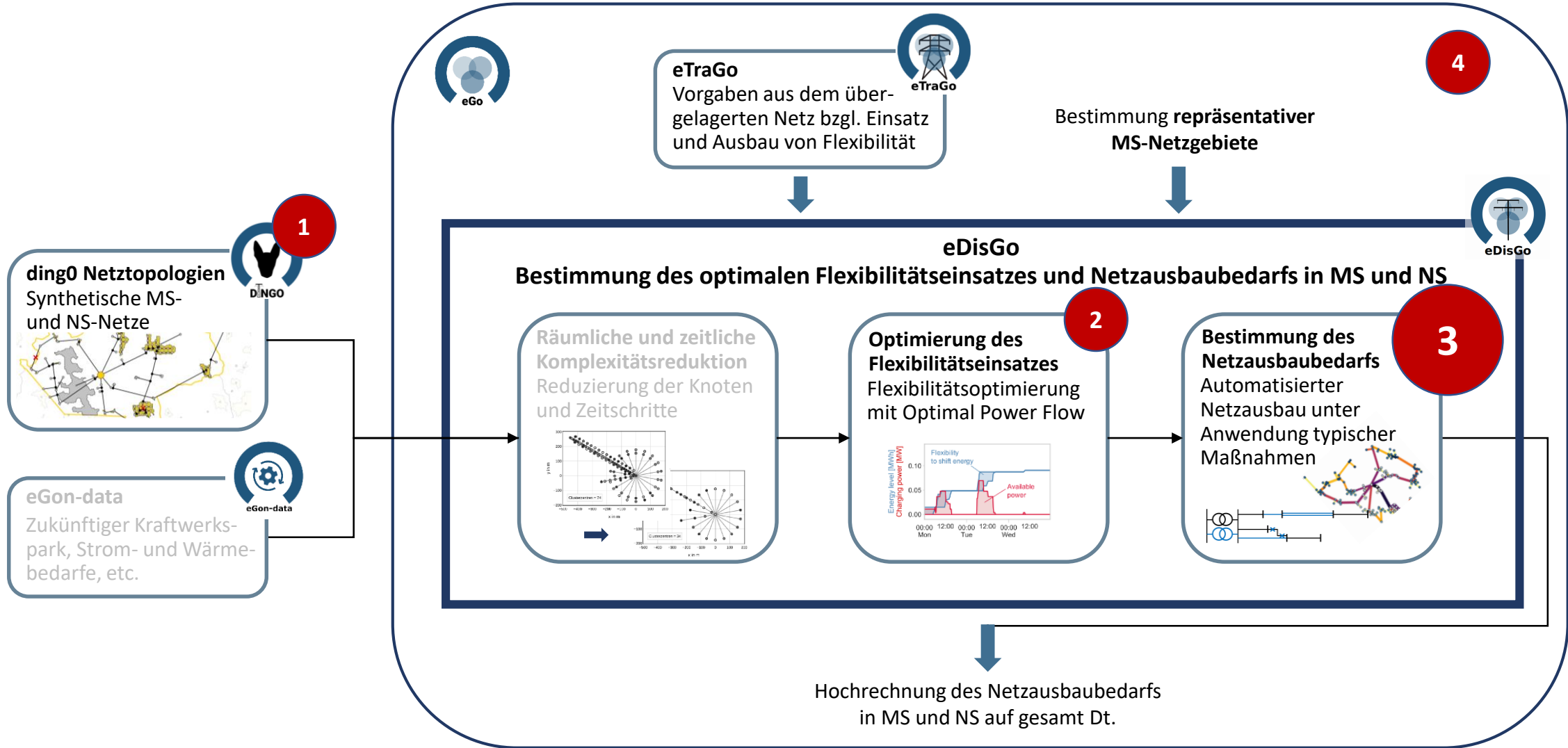
## Abregelung von Wind- und PV-Einspeisung

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

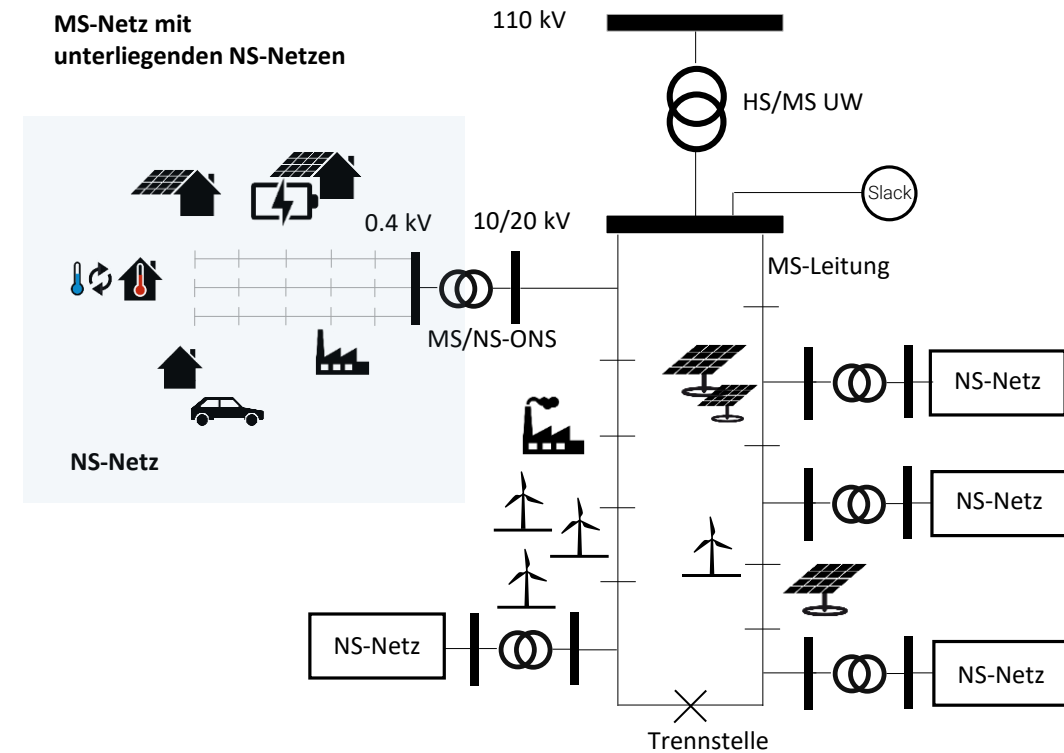




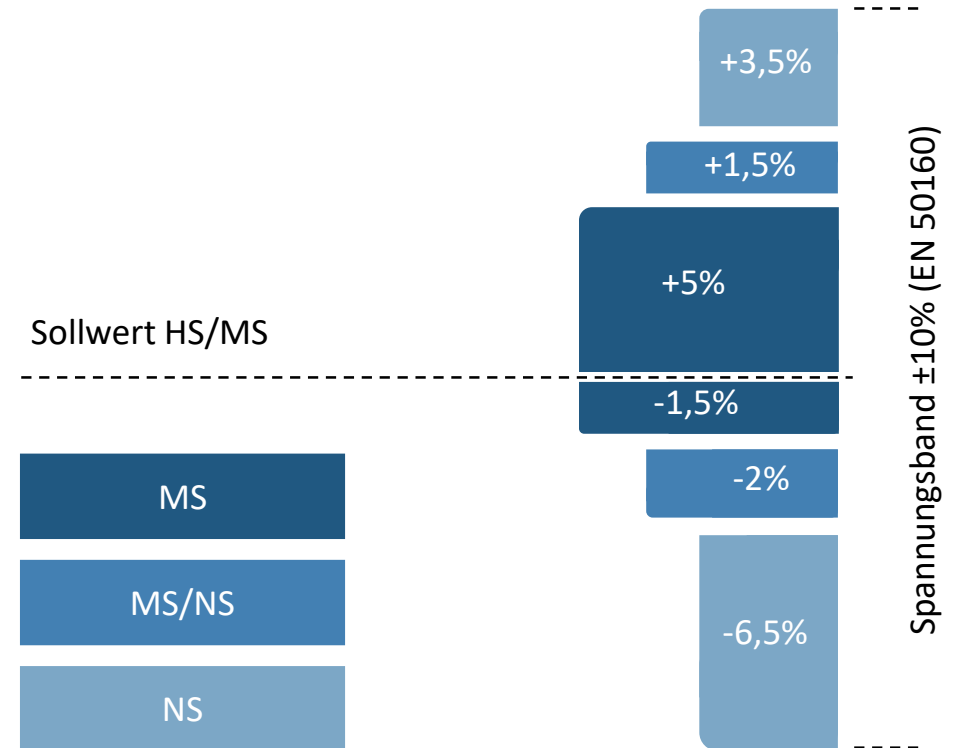
Fragen oder Anmerkungen?



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



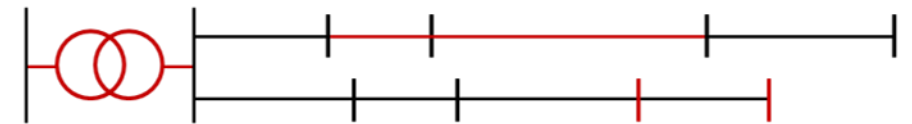
- Monetäre Bewertung des notwendigen Netzausbaus **exkl.** Instandhaltungskosten
- **Kosten** des Netzausbaus nach “dena-Leitstudie Integrierte Energiewende”
- **N-1-sichere Planung** der MS
- **Spannungsbandaufteilung** nach “Verteilnetzstudie für das Land Baden-Württemberg”



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

Transformatorüberlastung /  
Spannungsbandverletzung  
Sammelschiene

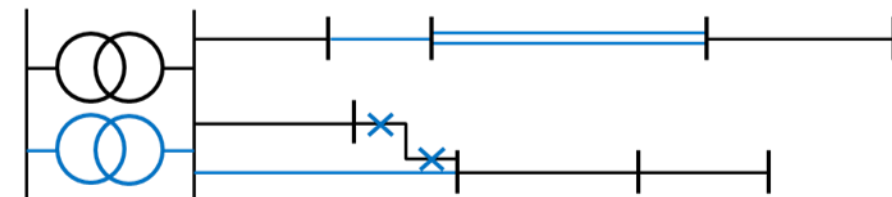
Leitungsüberlastungen



Spannungsbandverletzungen

Verstärkung oder  
Austausch

Verstärkung oder  
Austausch



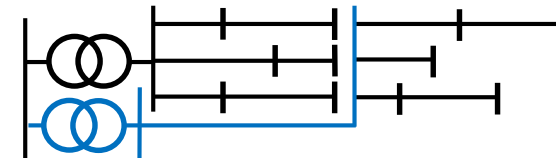
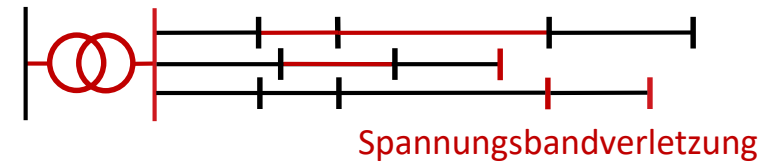
Strangauftrennung nach 2/3

- 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

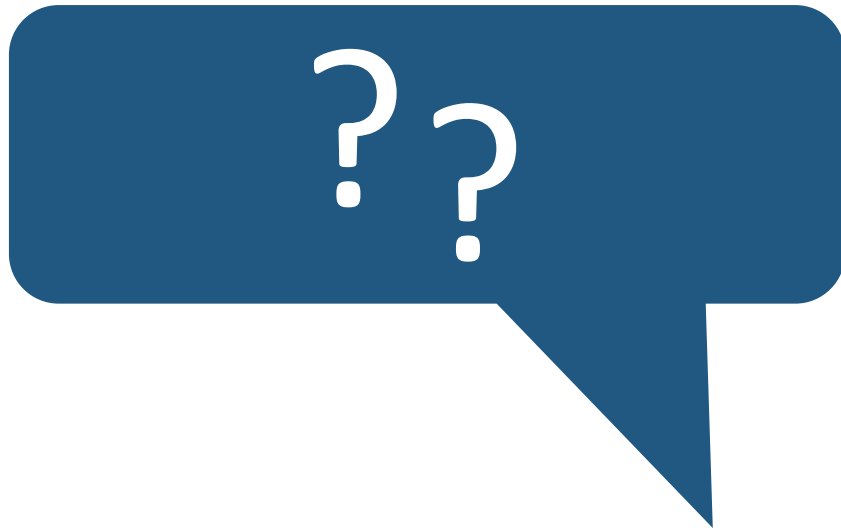
Sammelschiene

Leitungsüberlastung

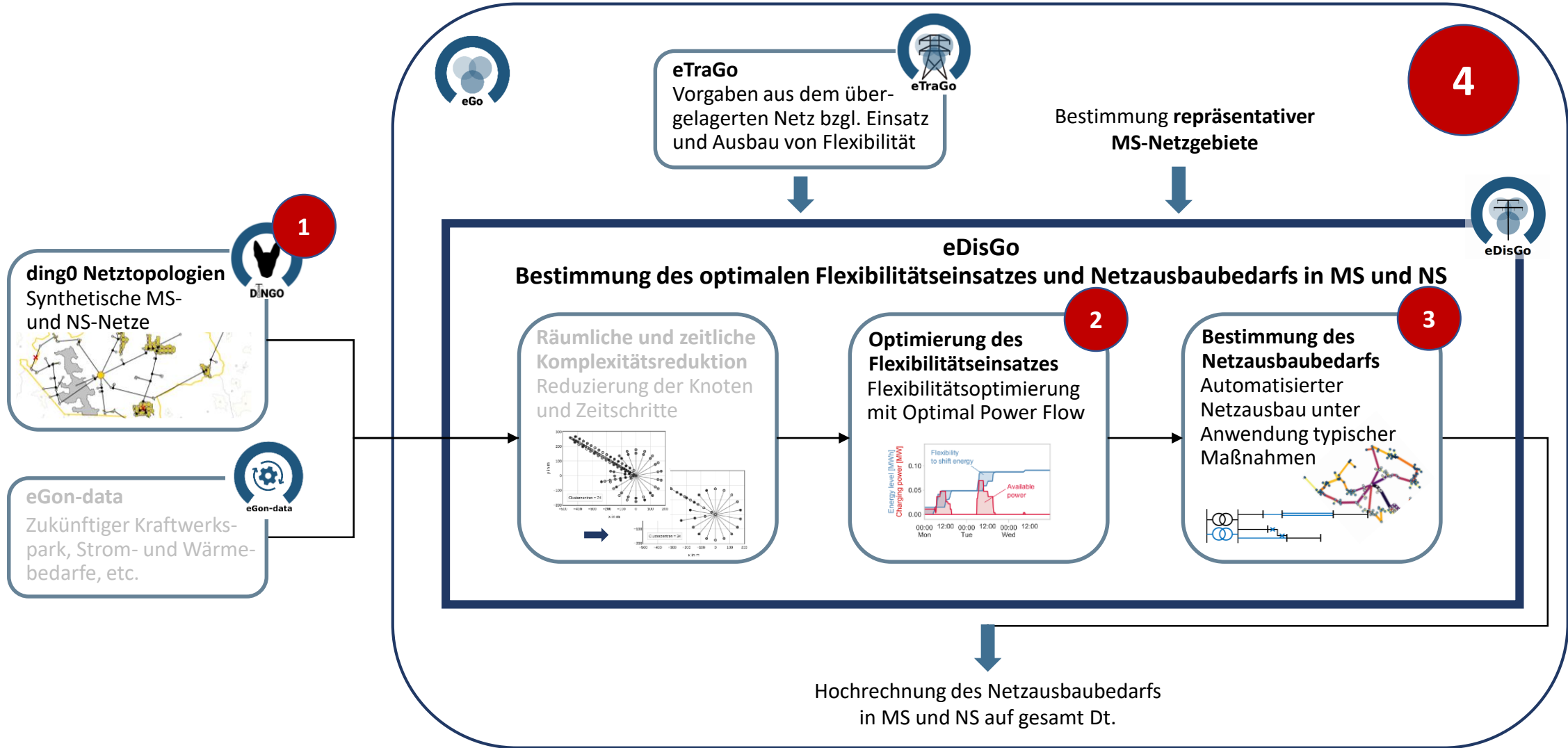


Zusätzliche Abspannung aus MS





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



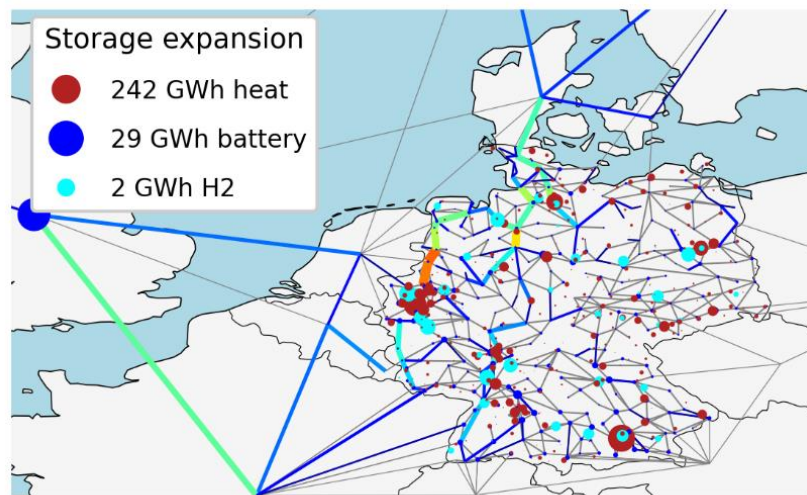
- Deutschlandweit: 21 GW Haushalts-WP, 8 GW PtH in FW und Industrie
- Zubau in MS und NS: **27 GW**



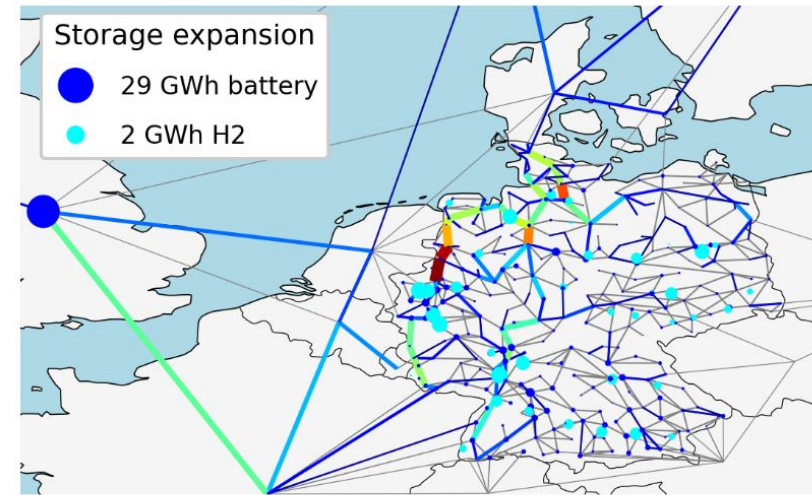
- Deutschlandweit: 119 TWh
- Reduktion des Haushaltsstrombedarfs um 8%

## 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



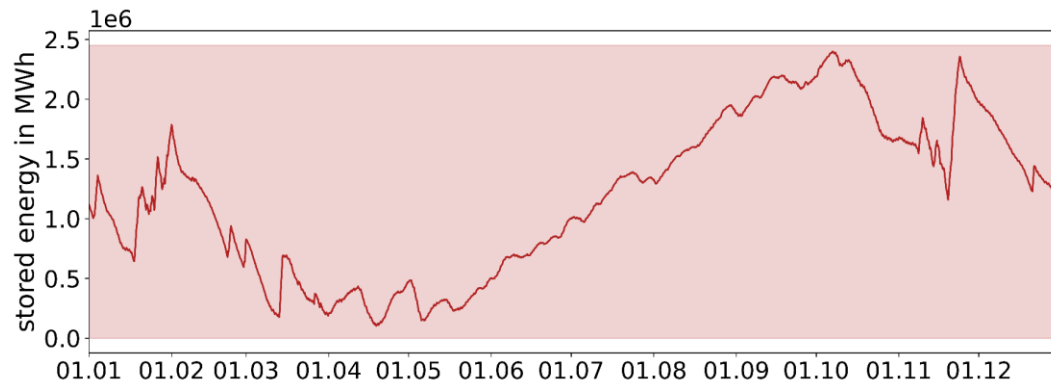
eGon2035 Szenario



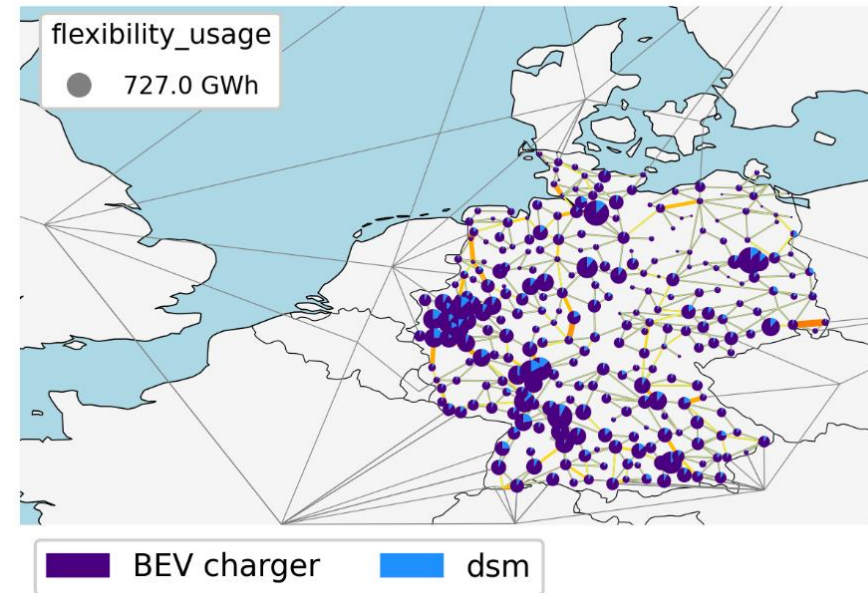
eGon2035\_lowflex Szenario

## 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



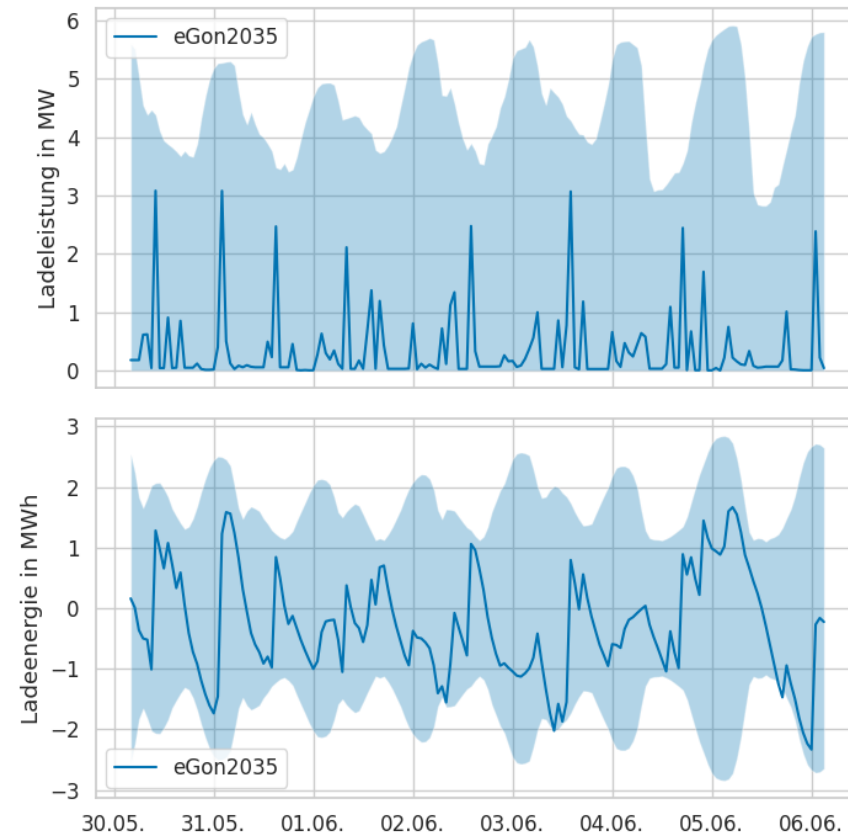
Füllstand aller Fernwärmespeicher über ein Jahr



Nutzung von gesteuertem Laden und DSM

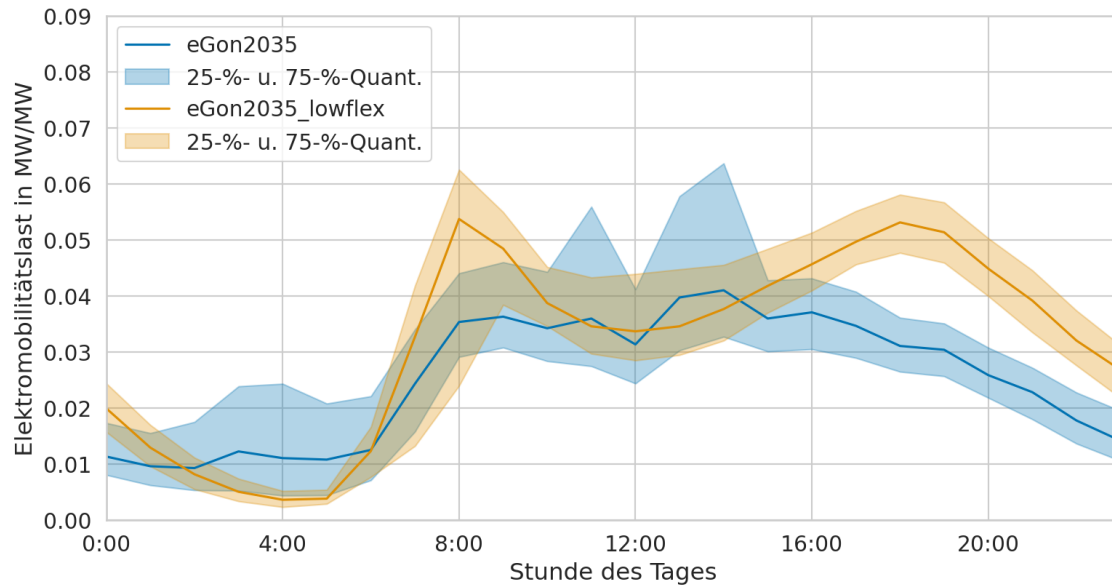
## Elektromobilität

- 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

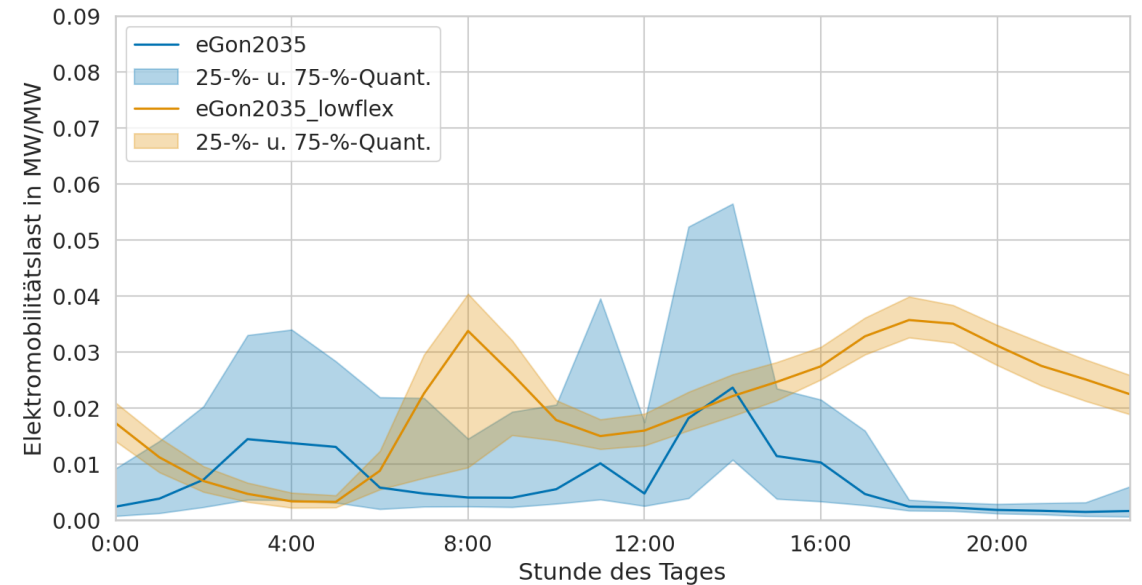


**Ladeleistung und –energie an allen privaten Ladepunkten  
über eine Woche in einem ausgewählten urbanen Netz**

## Elektromobilität



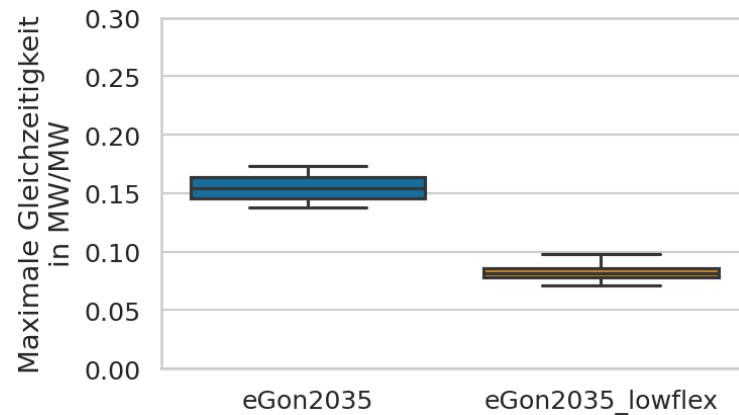
Median und Quantile der Elektromobilitätslast **an privaten und öffentlichen Ladepunkten** (bezogen auf die installierte Leistung von Ladepunkten) über einen Tag in allen repräsentativen Netzen



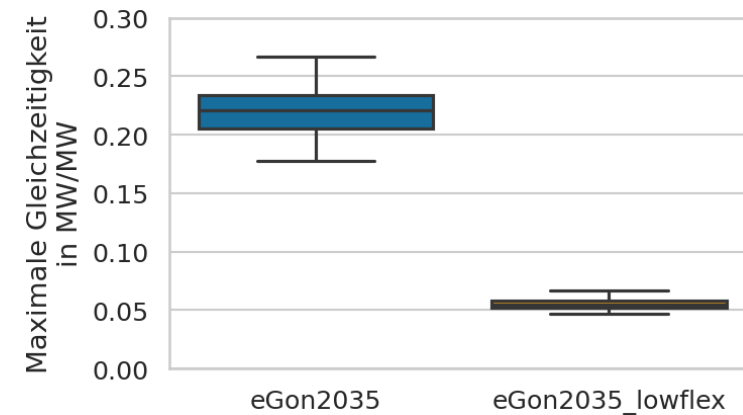
Median und Quantile der Elektromobilitätslast **an privaten Ladepunkten** (bezogen auf die installierte Leistung von Ladepunkten) über einen Tag in allen repräsentativen Netzen

## 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



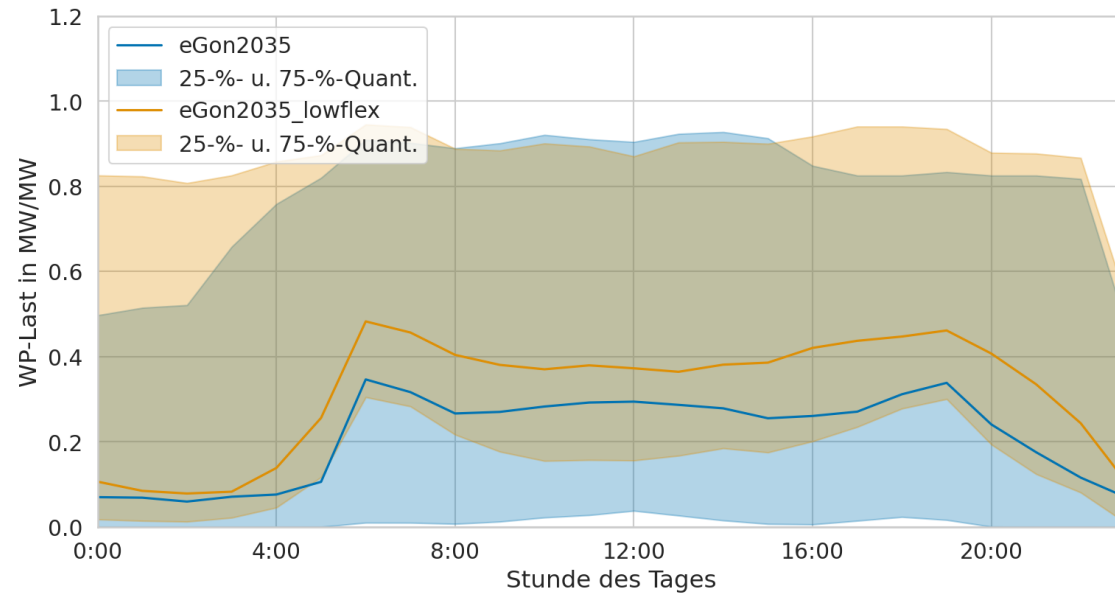
Maximale Gleichzeitigkeit des Ladens von Elektrofahrzeugen **an privaten und öffentlichen Ladepunkten** in allen repräsentativen Netzen



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



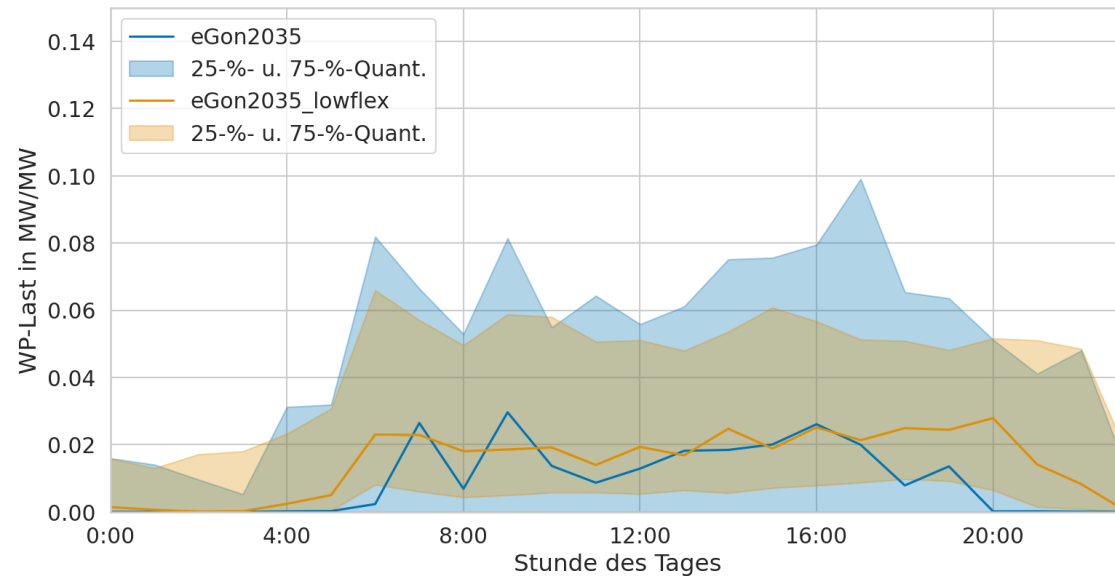
## Wärmepumpen



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

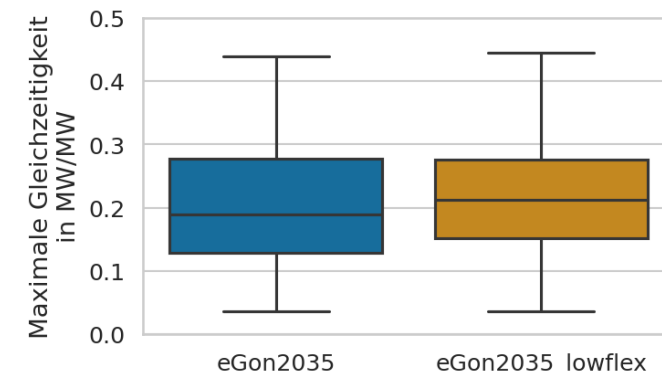
- Groß-WP in Wärmenetzen in beiden Szenarien meist in Kombination mit anderen Wärmeerzeugern betrieben
- Maximale Gleichzeitigkeit der WP-Last von Groß-WP durch Wärmespeicher leicht reduziert

## Wärmepumpen

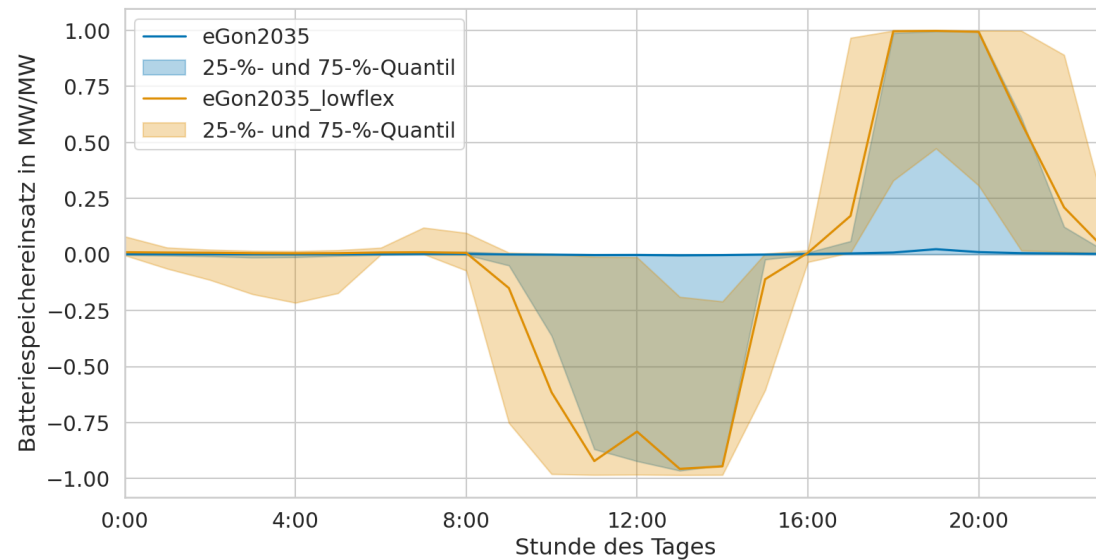


Median und Quantile der WP-Last aller **dezentralen WP mit Wärmespeicher** (bezogen auf die installierte Leistung) über einen Tag in allen repräsentativen Netzen

- 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

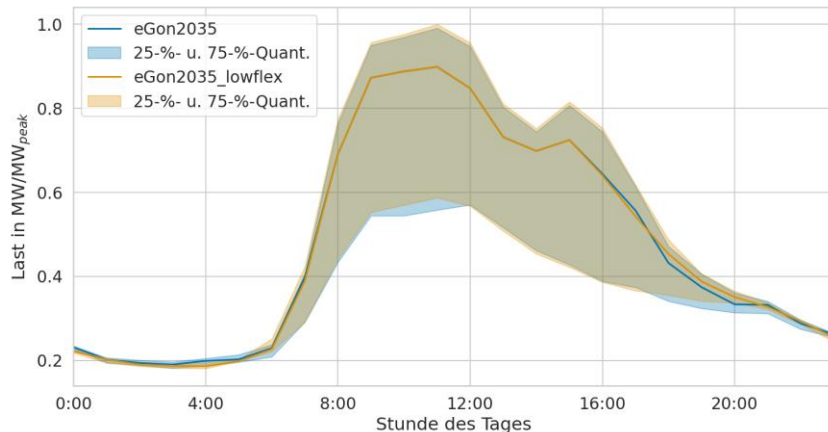


Median und Quantile des Batteriespeichereinsatzes (bezogen auf die installierte Leistung) in den repräsentativen Netzen

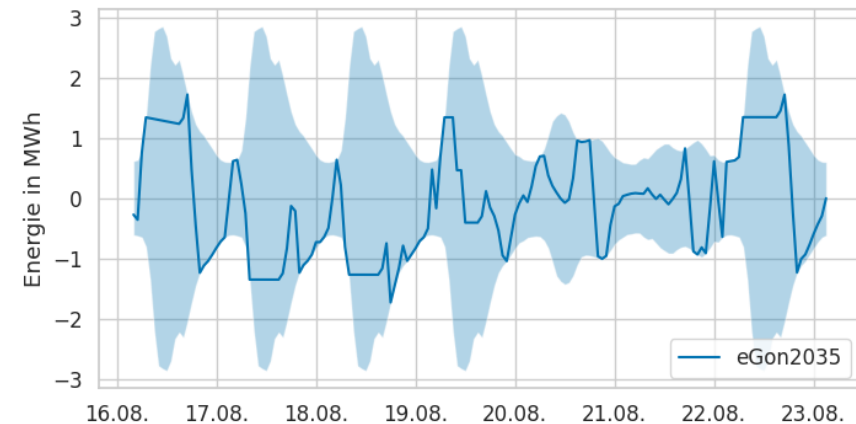
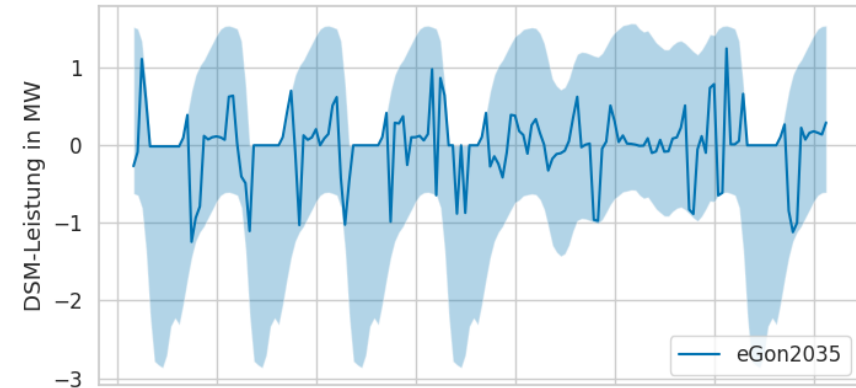
- Nahezu keine Nutzung von Batteriespeichern im eGon2035 Szenario, da andere Kurzzeitflexibilitäten ausreichend vorhanden und nicht mit zusätzlichen Verlusten behaftet
- Einsatz im eGon2035\_lowflex Szenario zum Shiften von PV-Einspeisung in Peak-Abendstunden

## 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

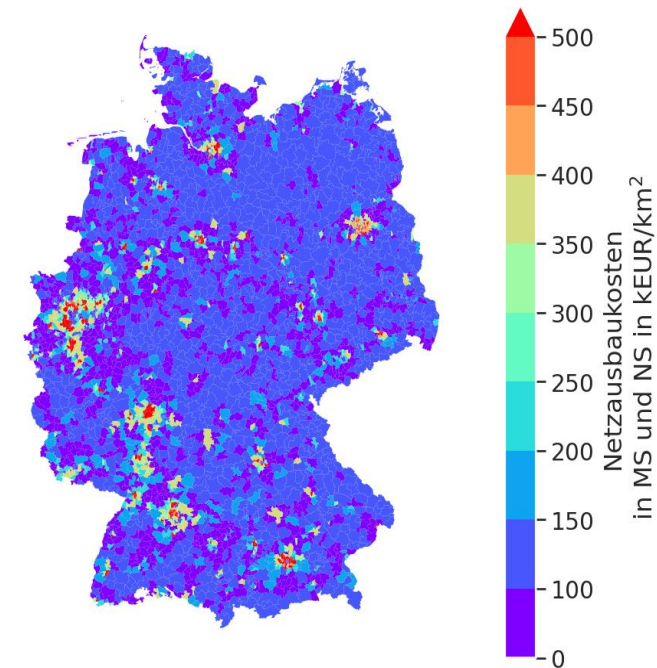
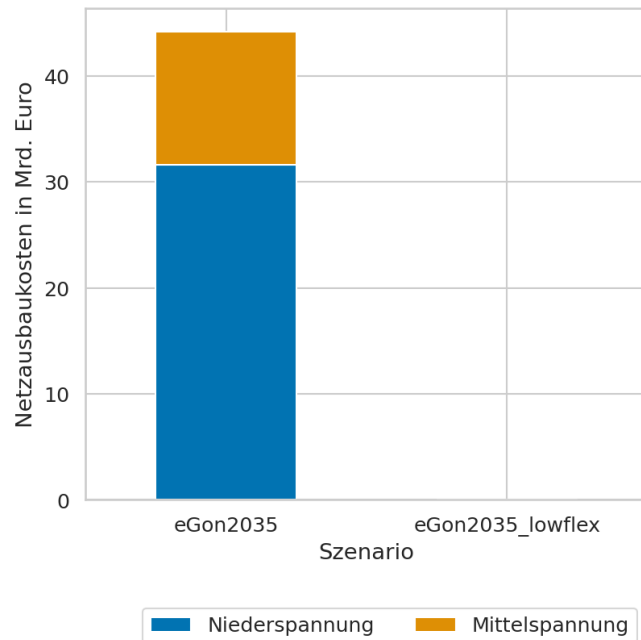


Lade- und Entladeleistung sowie Füllstand des virtuellen DSM-Speichers über eine Woche in einem ausgewählten urbanen Netz

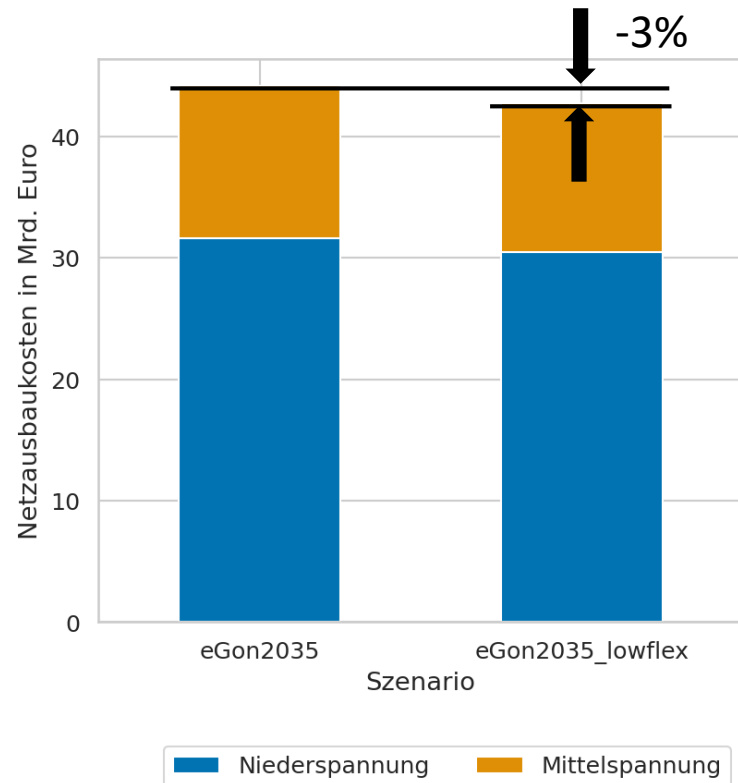
## Netzausbaukosten in MS und NS

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



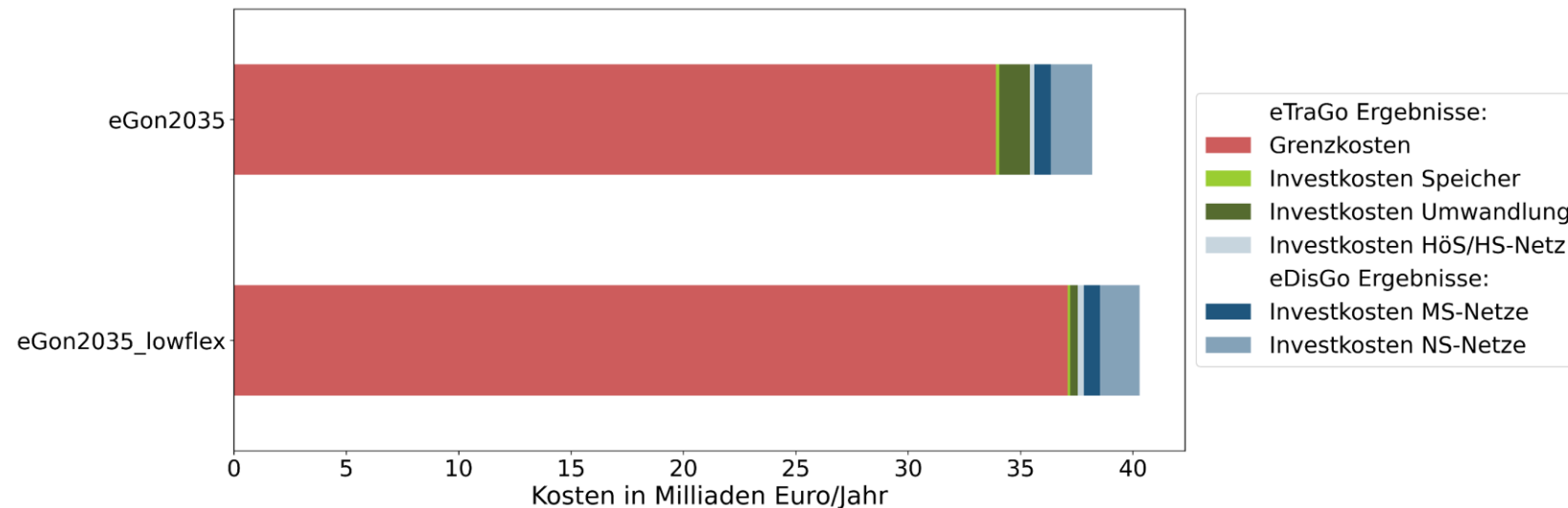
## Netzausbaukosten in MS und NS



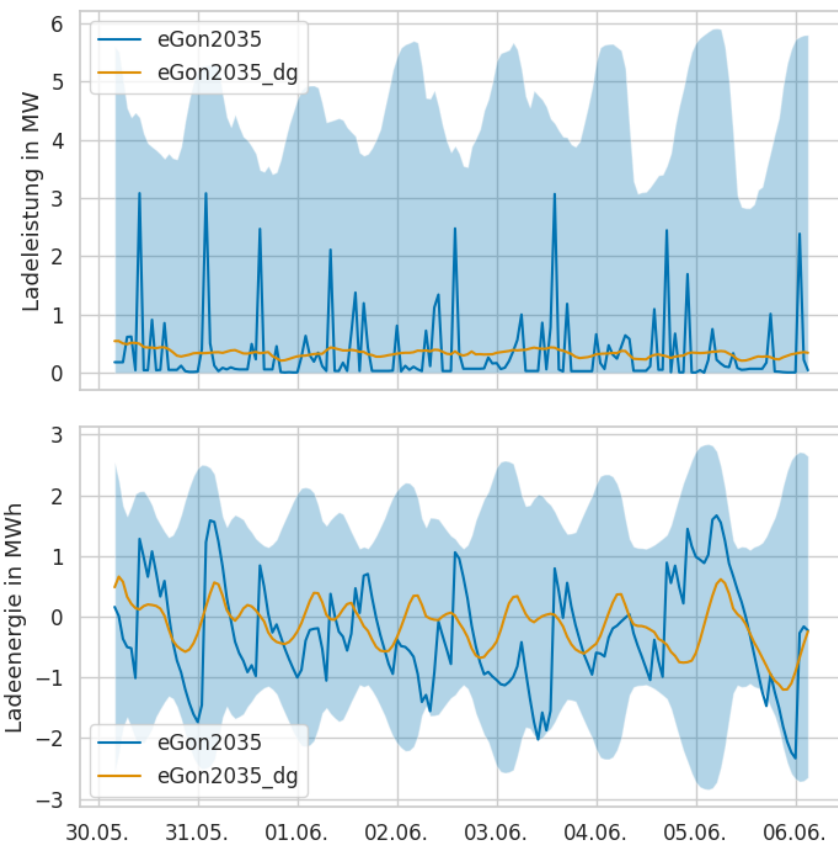
- Gegenüber eGon2035\_lowflex Szenario fallen Netzausbaukosten im eGon2035 Szenario um rund 3% höher
- Höhere Kosten vor allem in der NS-Ebene in urbanen Netzen zu beobachten

## Jährliche Systemkosten

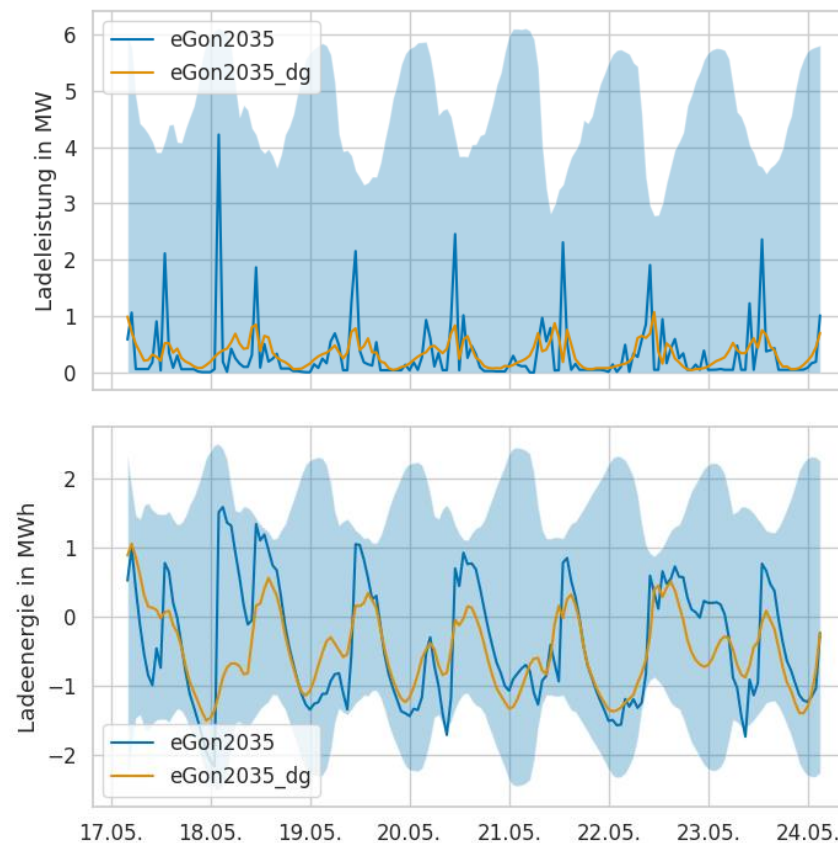
- Jährliche Systemkosten im eGon2035 insgesamt rund 5,5% geringer als im eGon2035\_lowflex Szenario
- Wichtigen Beitrag liefern vor allem die Nutzung von gesteuertem Laden und Groß-WP mit Wärmespeicher
- Hauptsächlich Reduktion der Grenzkosten durch erhöhte Nutzung von EE-Einspeisung (Reduktion der Abregelung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



## Elektromobilität



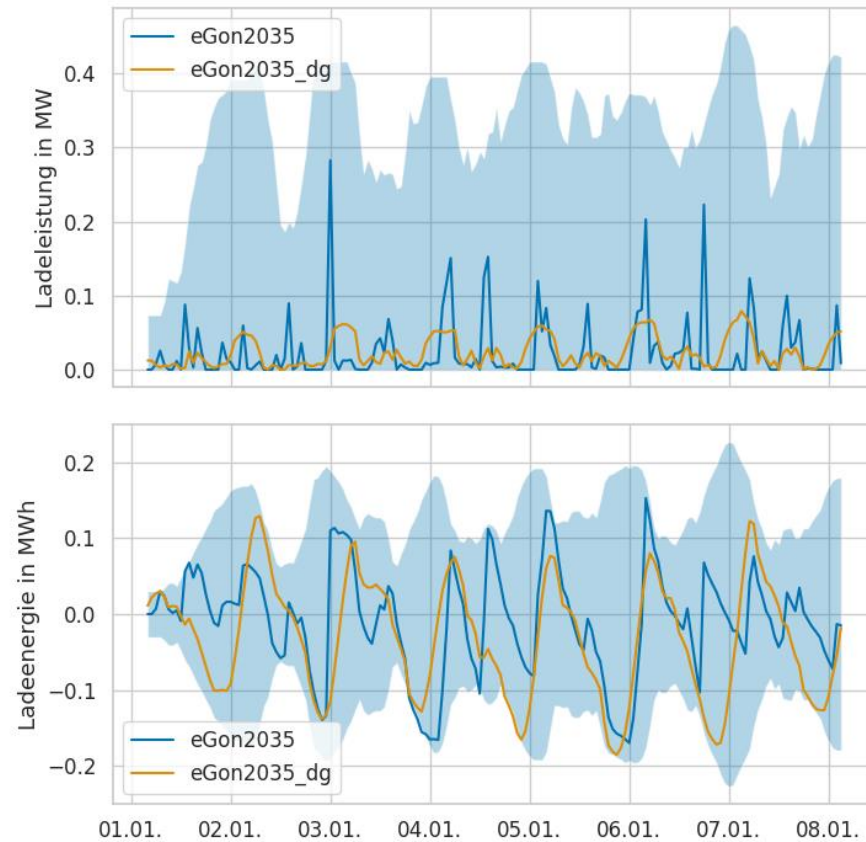
Ladeleistung und –energie an allen privaten Ladepunkten über eine Woche in einem ausgewählten **urbanen Netz**



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

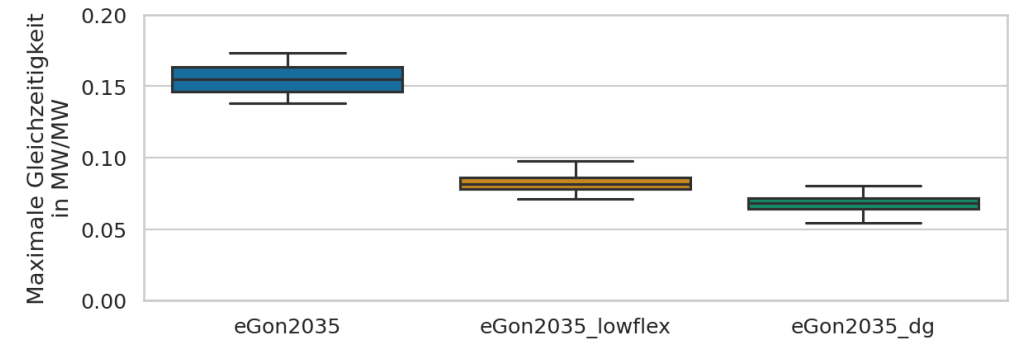


## Elektromobilität



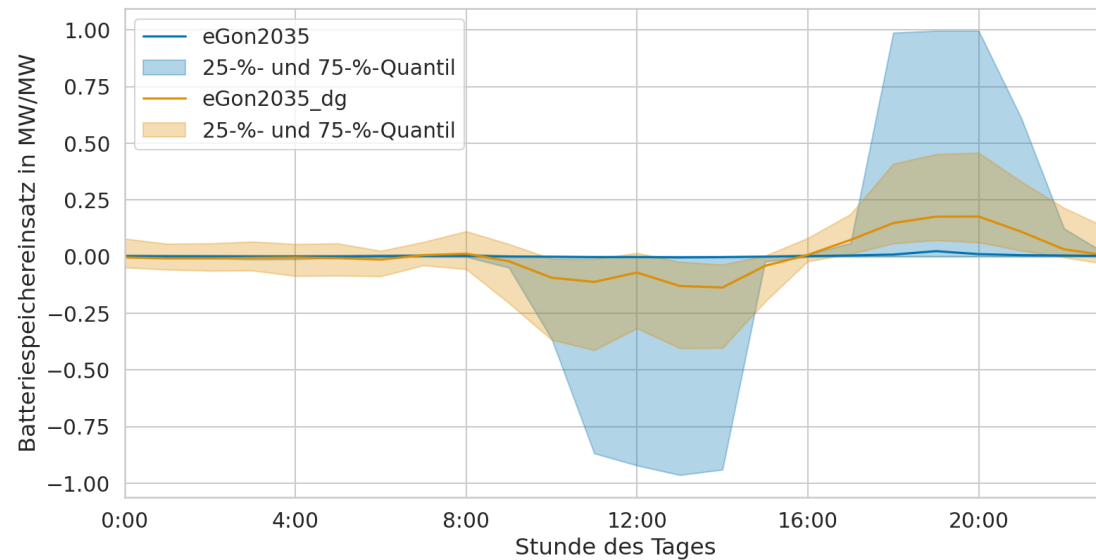
Ladeleistung und –energie an allen privaten Ladepunkten über eine Woche in einem ausgewählten **Wind-dominierten Netz**

- 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

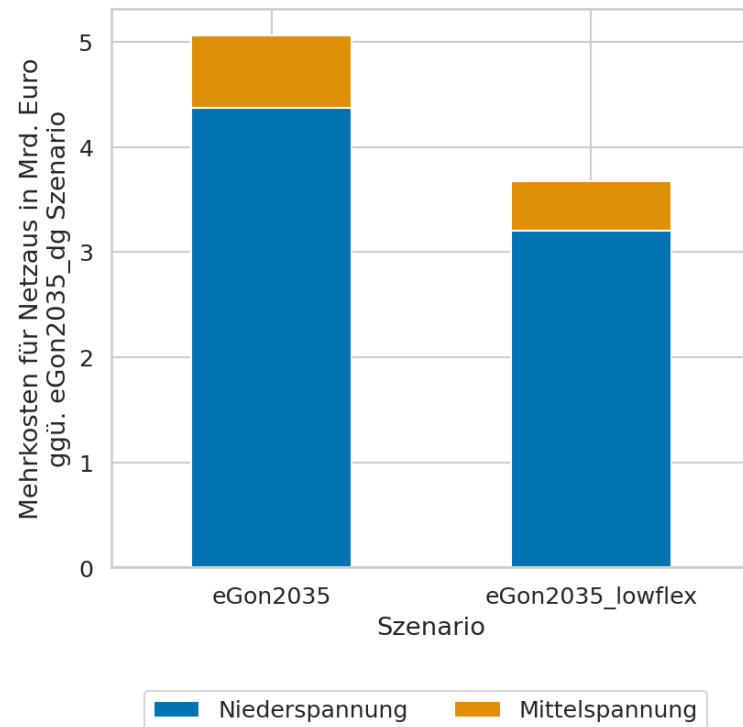
## Batteriespeicher



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

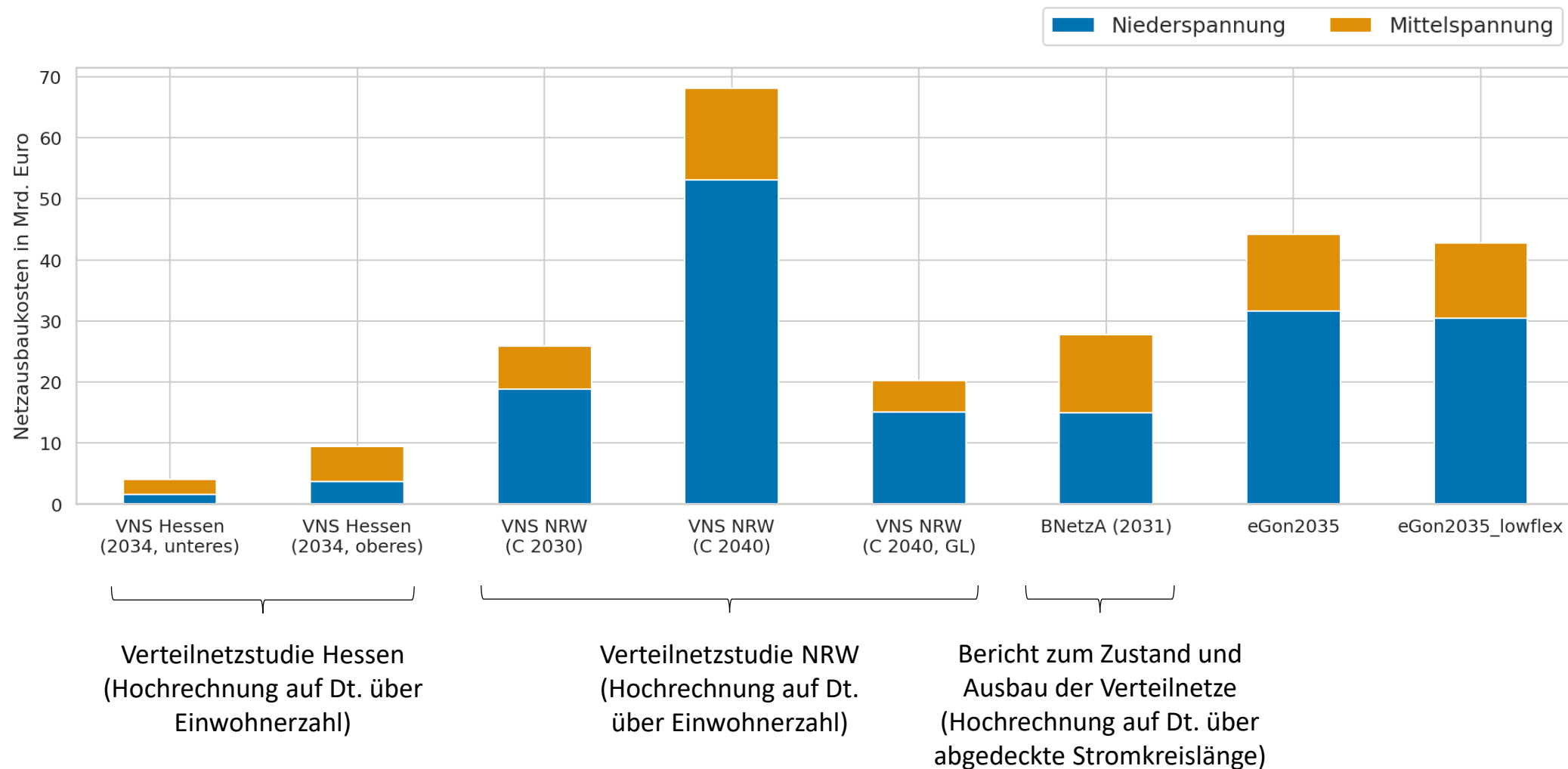
Median und Quantile des Batteriespeichereinsatzes (bezogen auf die installierte Leistung) in den repräsentativen Netzen

## 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



- 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>