

Automatisierung von Planungsaufgaben in CERBERUS: Identifikation auslegungsrelevanter Belastungsfälle und Anwendung von Optimierungsverfahren

Janis Kähler
Cerberus Anwendertreffen
Chemnitz, 10.06.2026
www.ise.fraunhofer.de

Fraunhofer-Gesellschaft

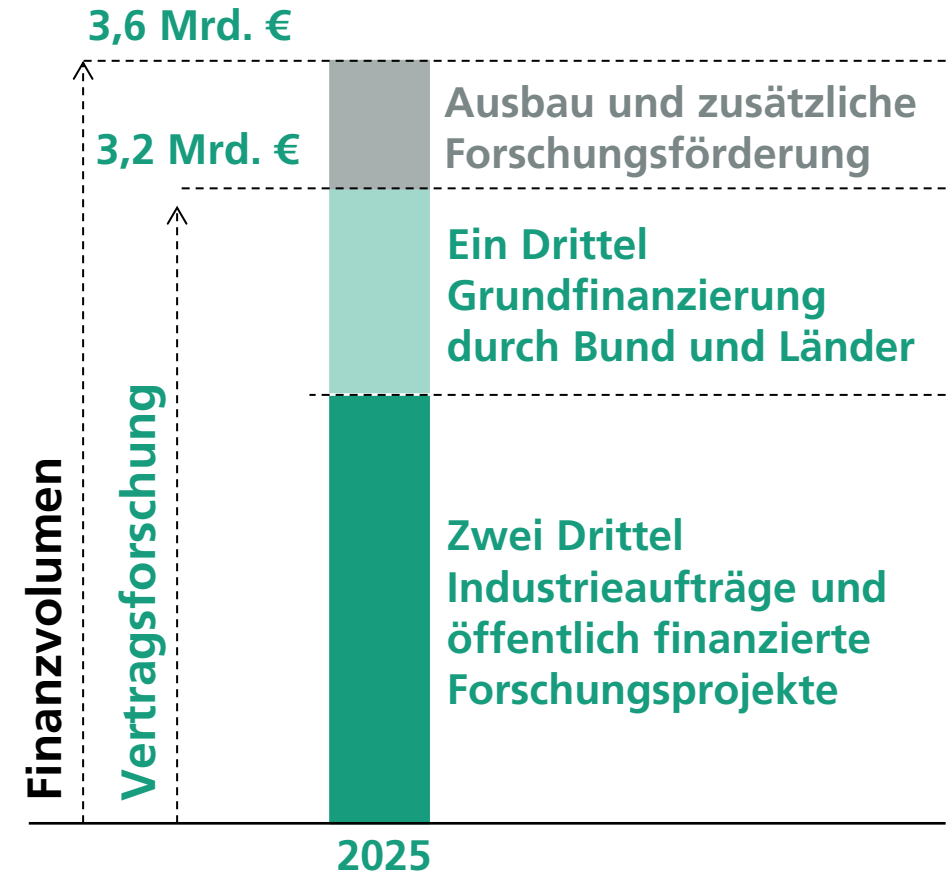
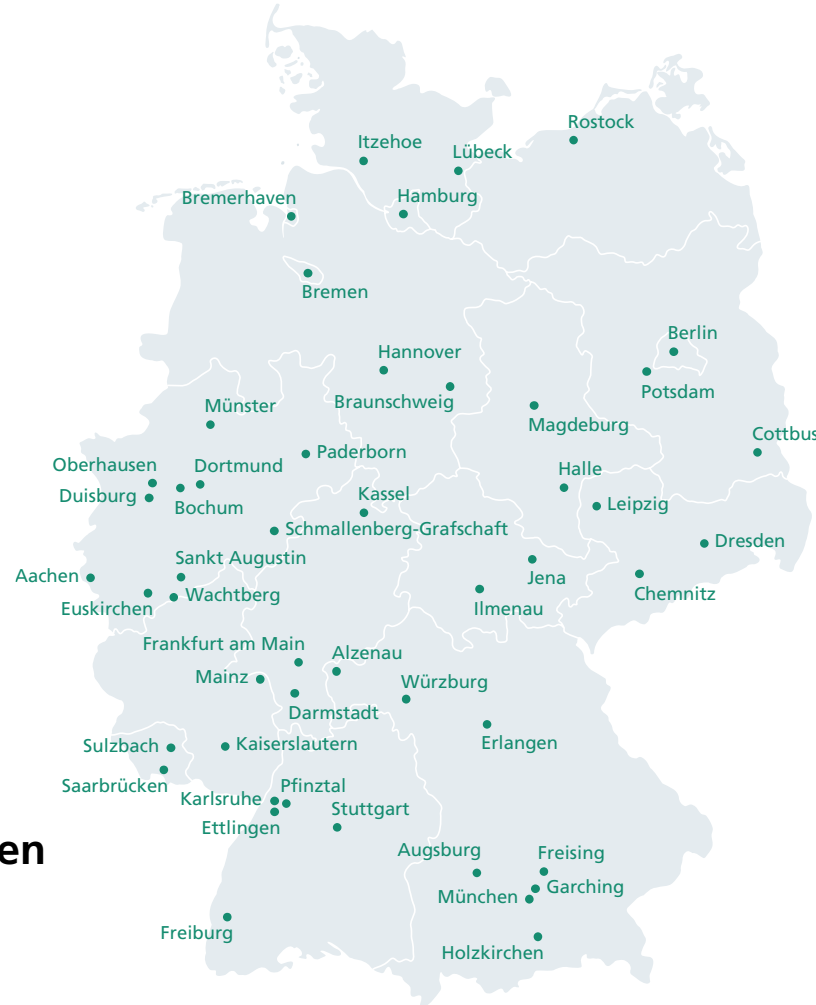
Wegweiser und Impulsgeber für innovative Entwicklungen



rund 30 000
Mitarbeitende



74 Institute und
Forschungseinrichtungen



Stand: April 2026

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE

Forschung und Entwicklung für die Energiewende seit 1981

Auf einen Blick

Institutsleiter

- Prof. Dr. Andreas Bett

Mitarbeitende

- rund 1300

Budget 2025

- 132,56 Mio €

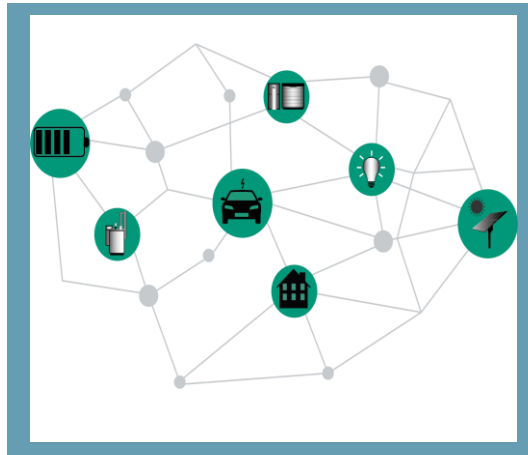
Geschäftsfelder

- PV – Materialien, Zellen, Module
- PV – Produktionstechnologie und Transfer
- Solarkraftwerke und Integrierte Photovoltaik
- Klimaneutrale Wärme und Gebäude
- Leistungselektronik und Stromnetze
- Elektrische Energiespeicher
- Wasserstofftechnologien
- Systemintegration



Abteilung Intelligente Netze

Unsere Kernkompetenzen



Betriebsführung

- Optimierung (MPC & KI)
- HEMS & Lademanagement
- Leistungsprofile synPRO
- Quartiers-EMS



Netzbetrieb und Netzplanung

- Netzsimulation
- Netzzustandsschätzung
- Netzausbauplanung
- Netzreduktion



Smart Grid Kommunikation

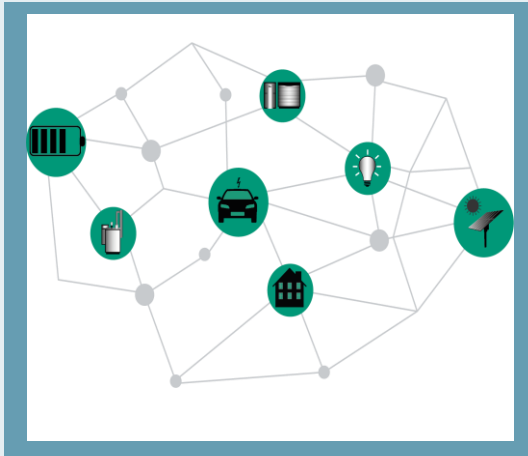
- Metering & SMGW
- EMS-Plattform openMUC
- IKT-Protokolle
- P2P-Kommunikation



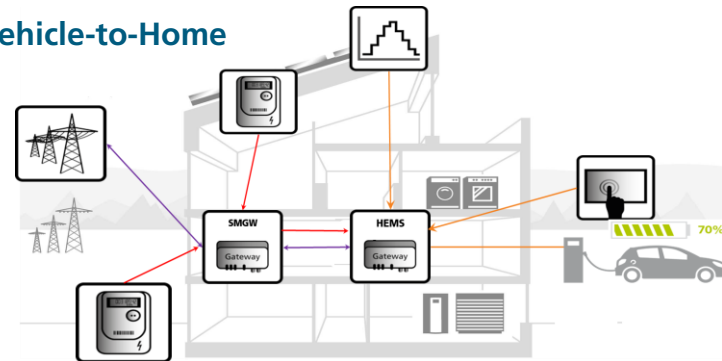
Digital Grid Lab

- Power Hardware in the Loop (bis 800 kVA)
- Leitwarte
- Regler-Tests
- Smart Metering Tests

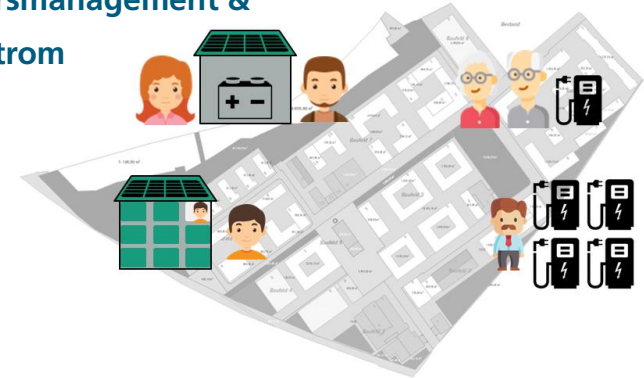
Team Datenbasierte Betriebsführung dezentraler Energiesysteme



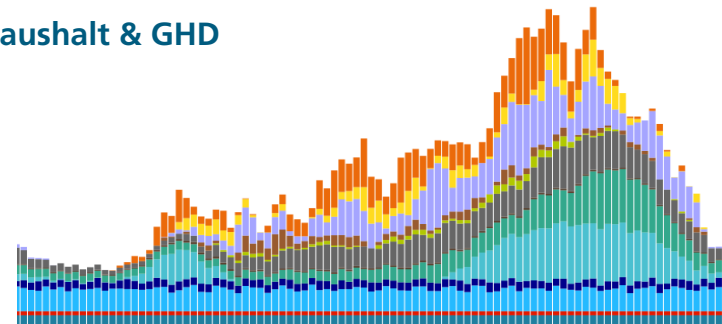
Home- & Lademanagement Vehicle-to-Home



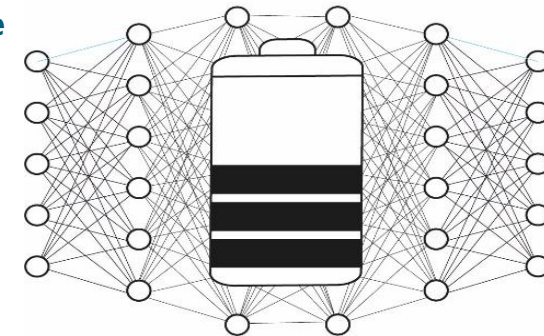
Quartiersmanagement & Mieterstrom



Synthetische Lastprofilerstellung Haushalt & GHD

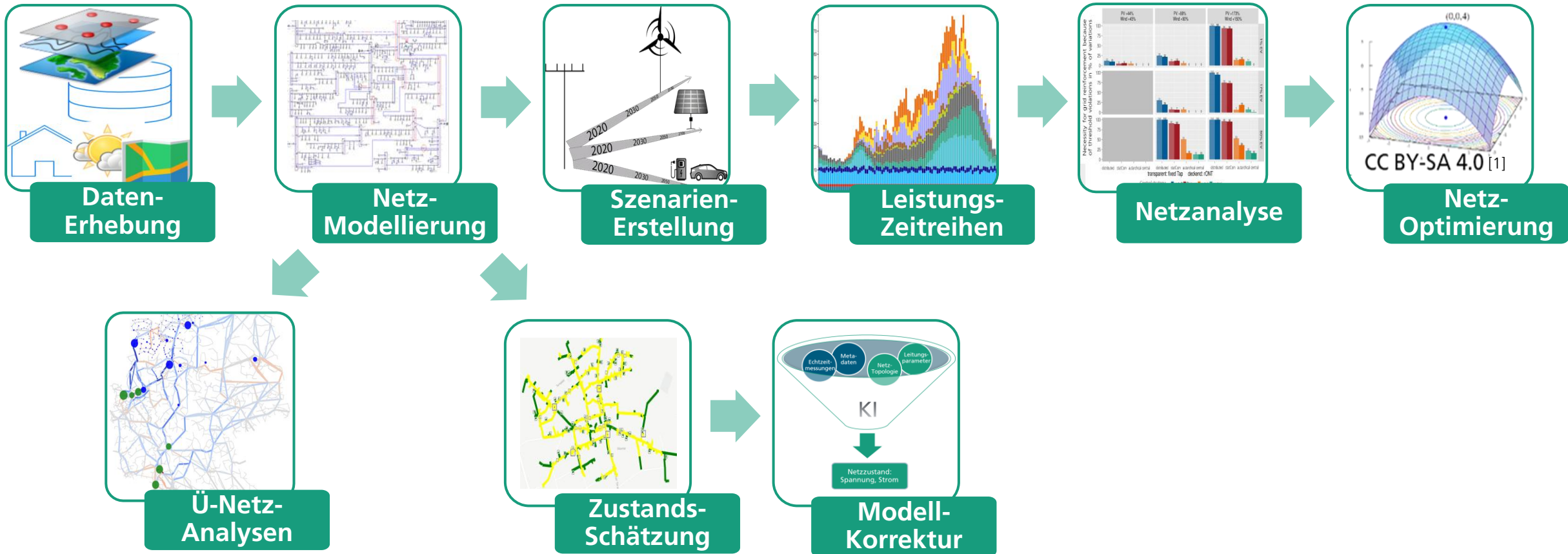


Betriebsführung von Speichern Multi-Use



Team Netzplanung

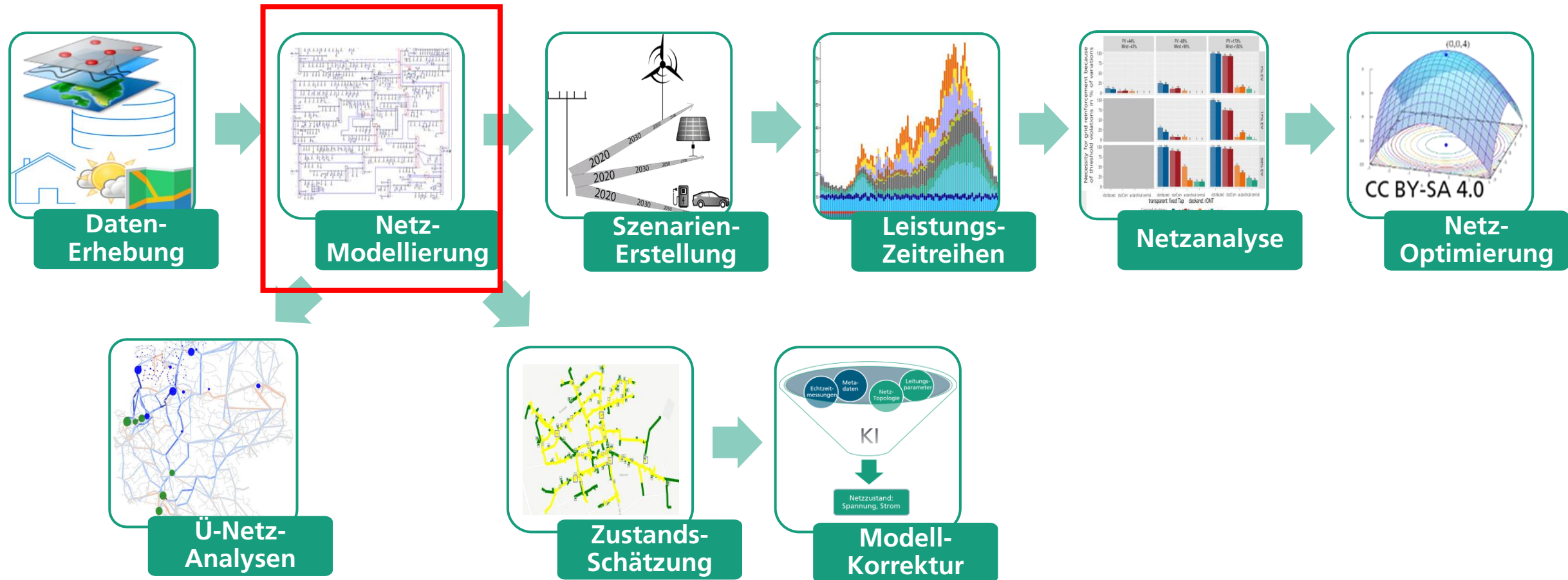
Werkzeuge für die Stromnetze der Zukunft



[1] https://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/7/72/Max_paraboloid.svg

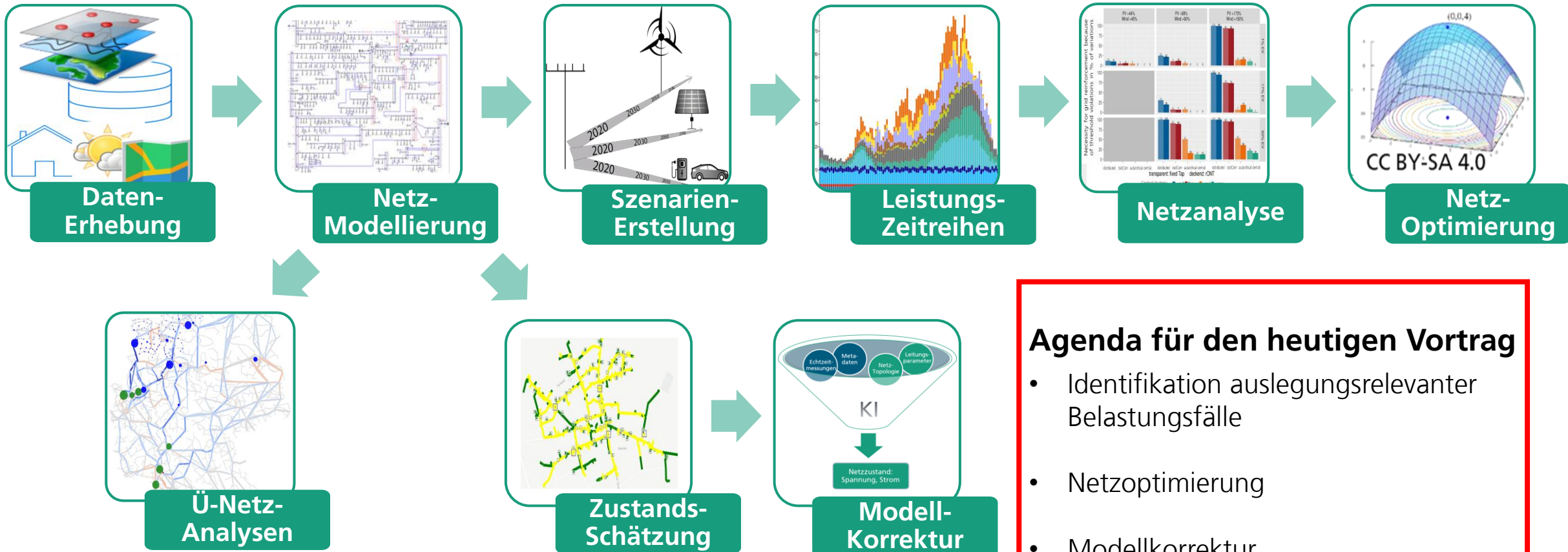
Team Netzplanung

Werkzeuge für die Stromnetze der Zukunft



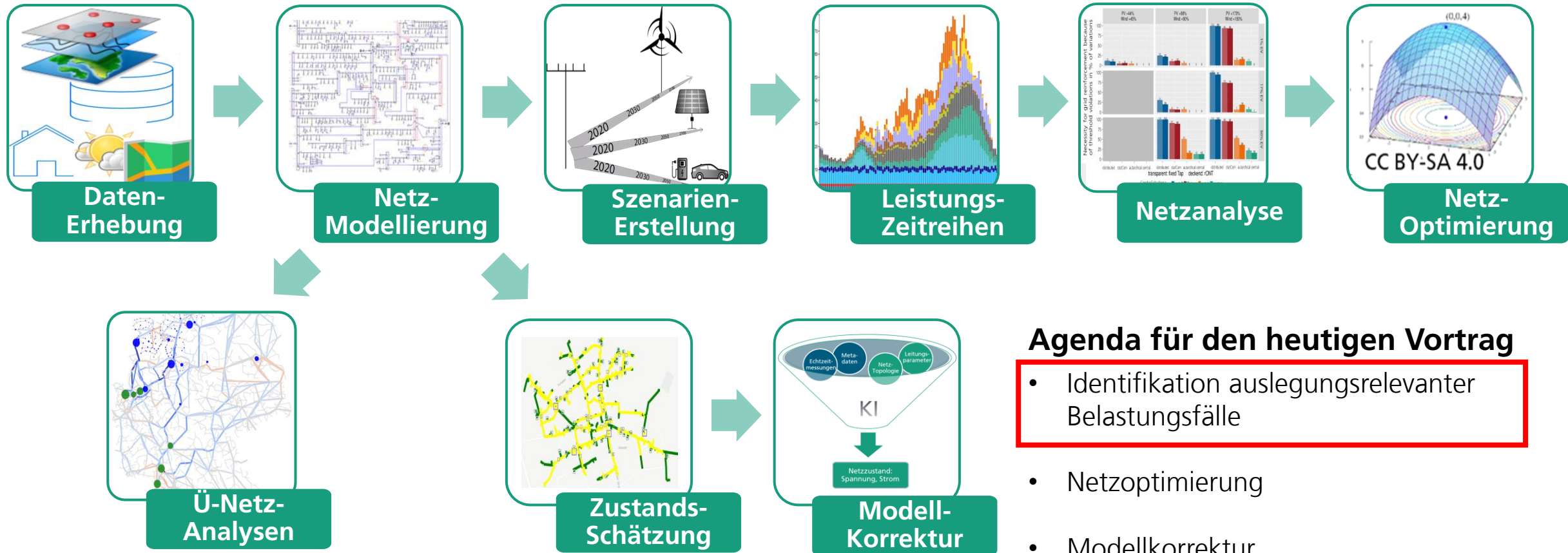
Team Netzplanung

Werkzeuge für die Stromnetze der Zukunft

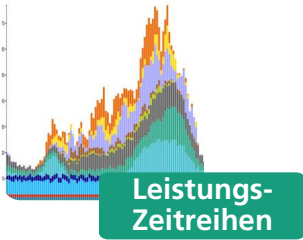


Team Netzplanung

Werkzeuge für die Stromnetze der Zukunft



Der Netzplanungsprozess setzt auf einfache Belastungsfälle



Netzverstärkung

- Schaltzustandsoptimierung, setzen neuer Trennstellen, Austausch oder Hinzufügen von Komponenten, Betriebsführung

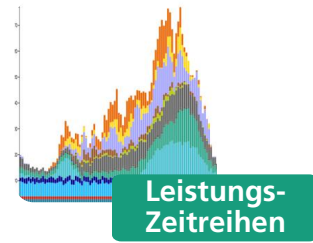
Versorgungsqualität

- Spannungsband: $\pm 10\%$ (DIN EN 50160)
- Komponentenbelastung $< 100\%$
- Niedriger SAIDI durch topologische Vorgaben

Netzbelastung

- Lastflussberechnungen:
 - Lastfall: z.B. 3 kW je Haushalt
 - Einspeisefall: Alle EZA speisen mit Nennleistung ein

Kann Netzausbau durch präzisere Belastungsmodellierung vermieden werden?



Netzverstärkung

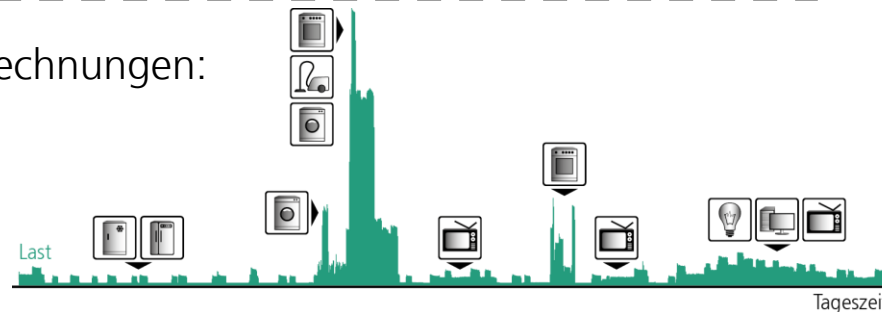
- Schaltzustandsoptimierung, setzen neuer Trennstellen, Austausch oder Hinzufügen von Komponenten, Betriebsführung

Versorgungsqualität

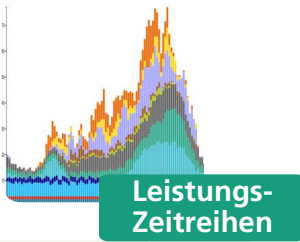
- Spannungsband: $\pm 10\%$ (DIN EN 50160)
- Komponentenbelastung $< 100\%$
- Niedriger SAIDI durch topologische Vorgaben



Netzbelastung

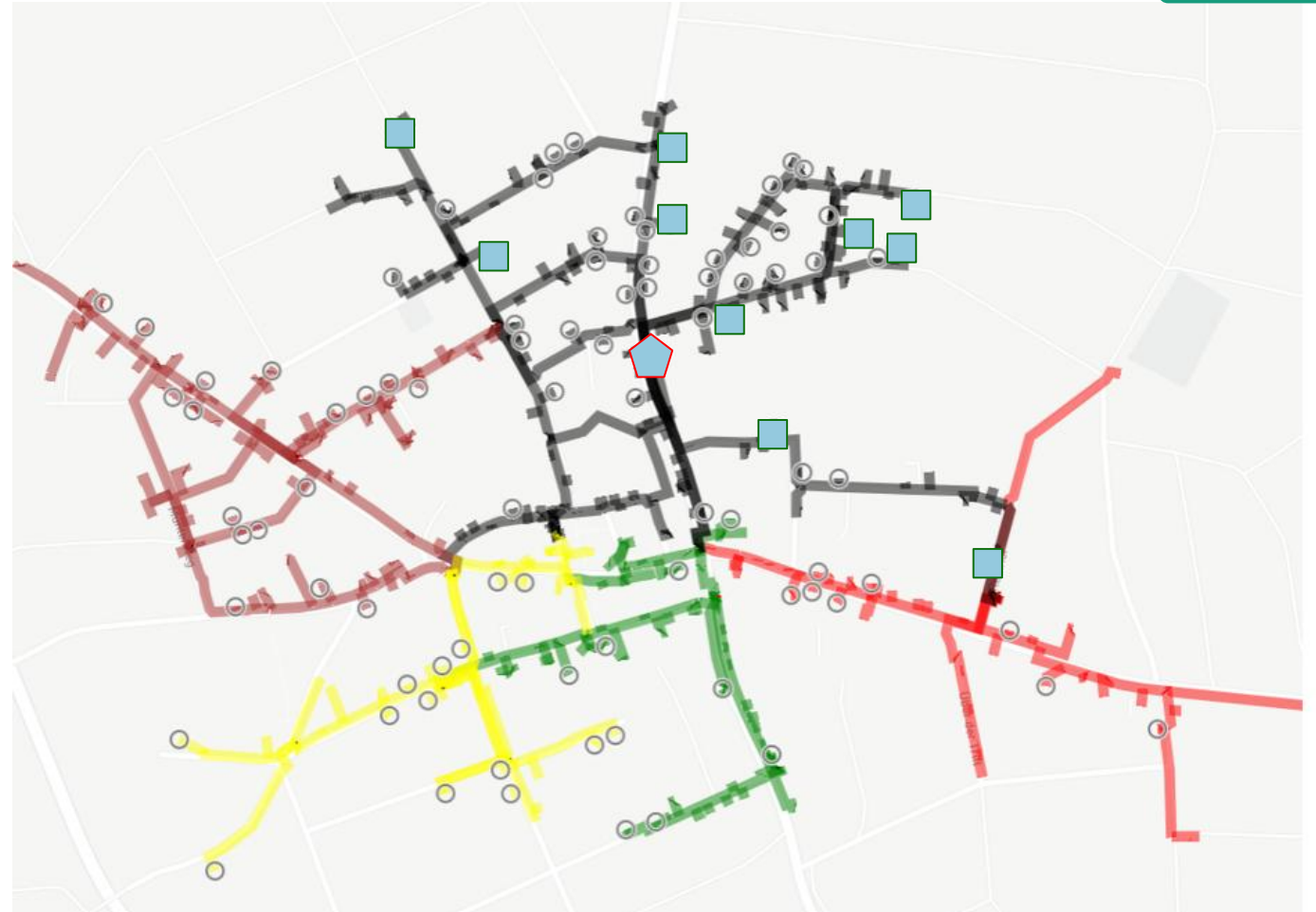
- Lastflussberechnungen:



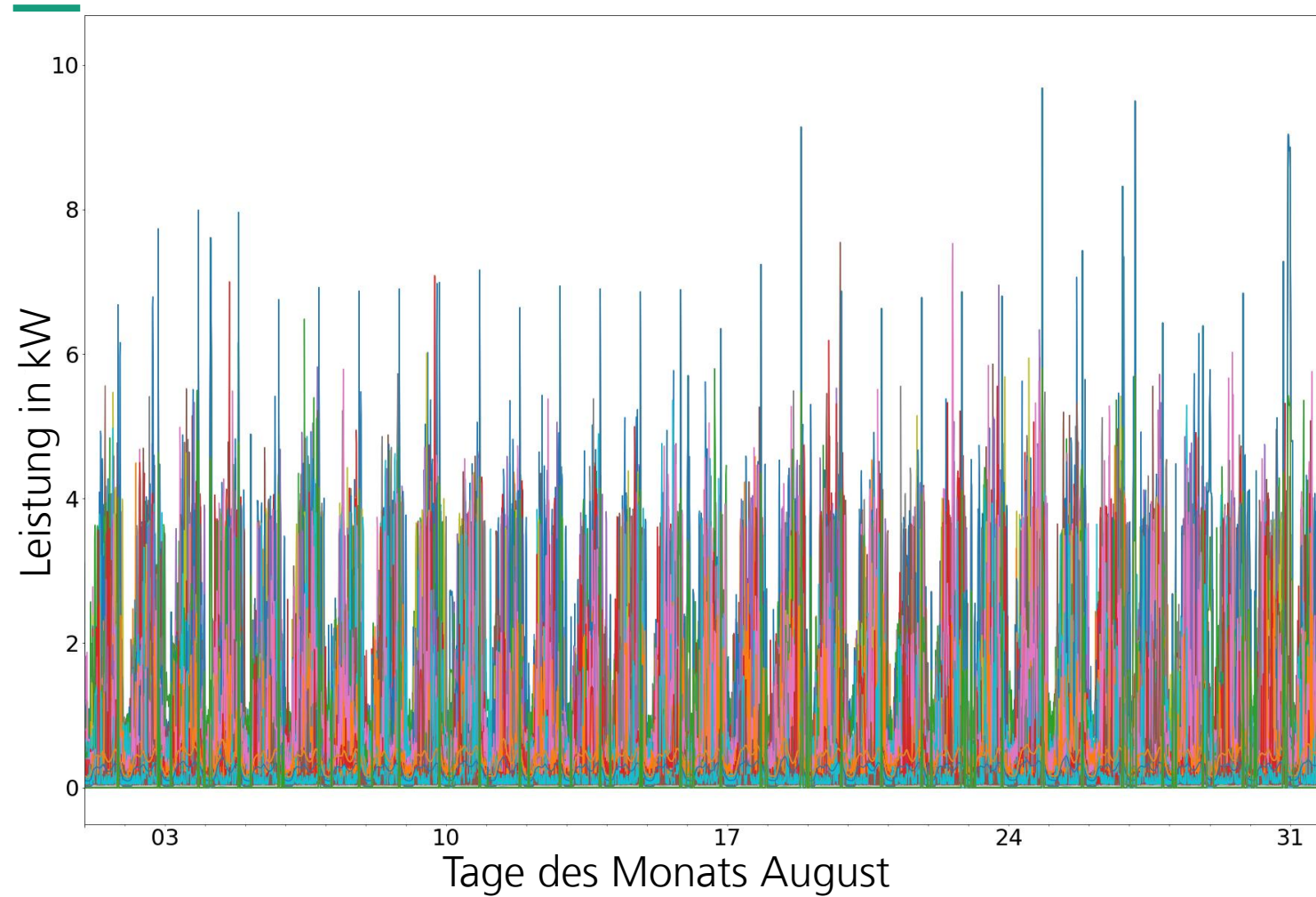
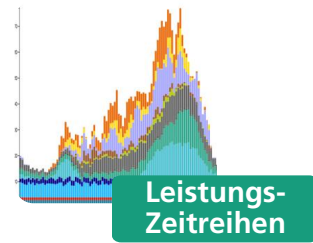
Die Qualität der Netzmodellierung wird an einem realen Netz validiert



- Schwarzes Netz:
 - Messung 630 kVA Transformator 
 - Smart Meter Messungen 
- Synthetische Profile für:
 - 151 Anschlussnehmer
 - 44 PV-Anlagen
- synPRO Profile für Haushalte
 - Parametrierung durch Netzbetreiber
- PV-Anlagen:
 - Maximal mögliche Einspeisung aus 6 PV-Messungen

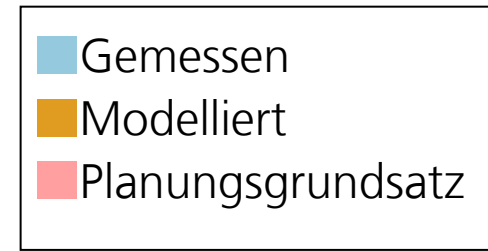
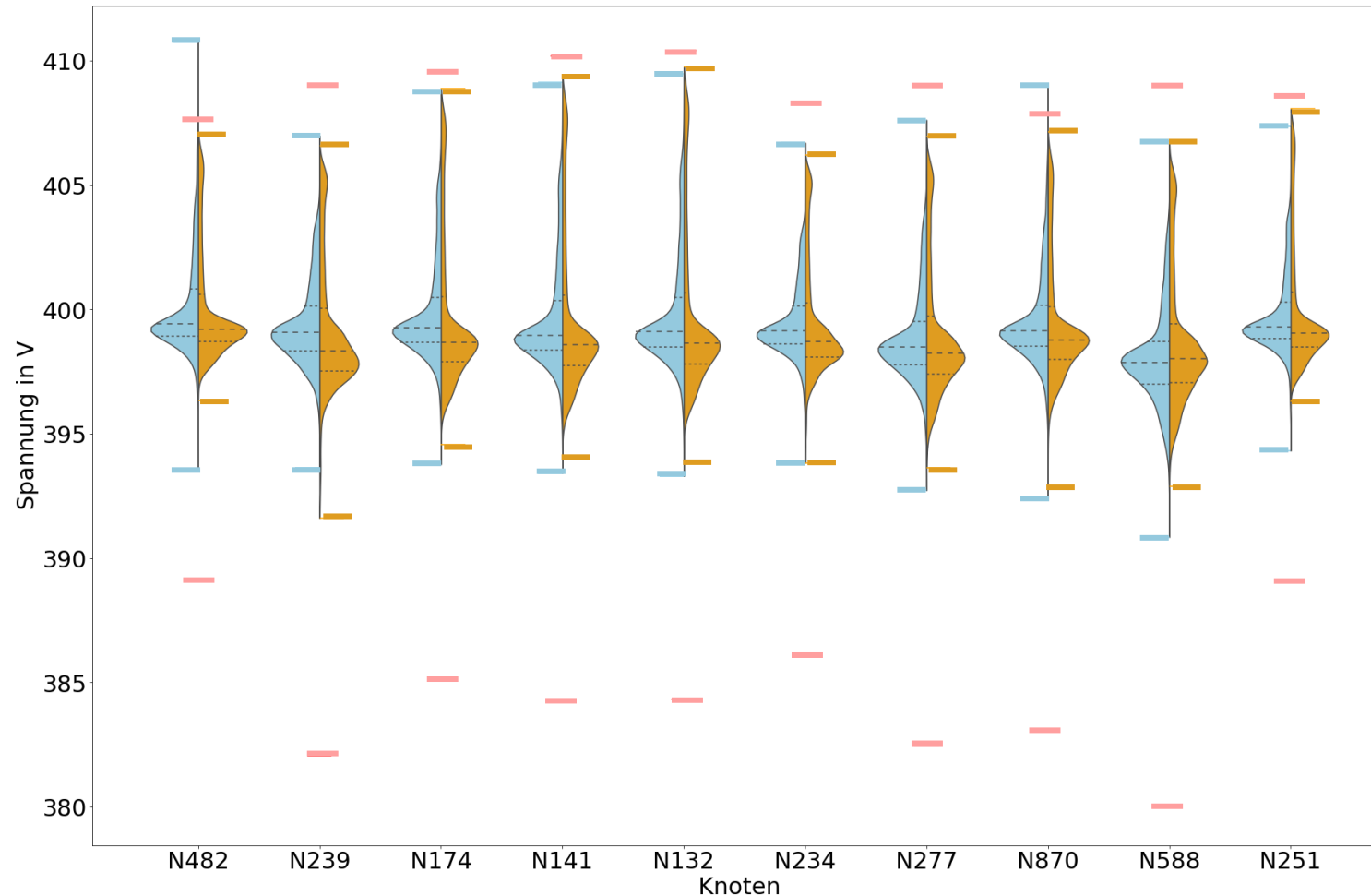
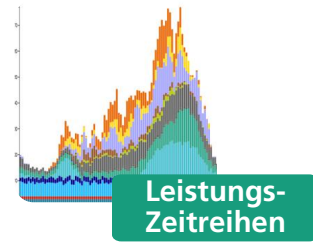


Exemplarische viertelstündliche Lastzeitreihen für den Monat August



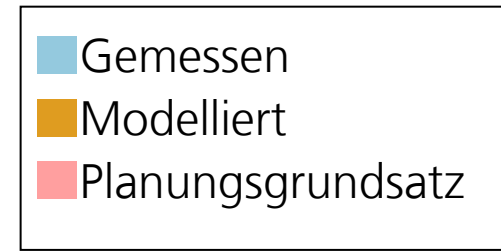
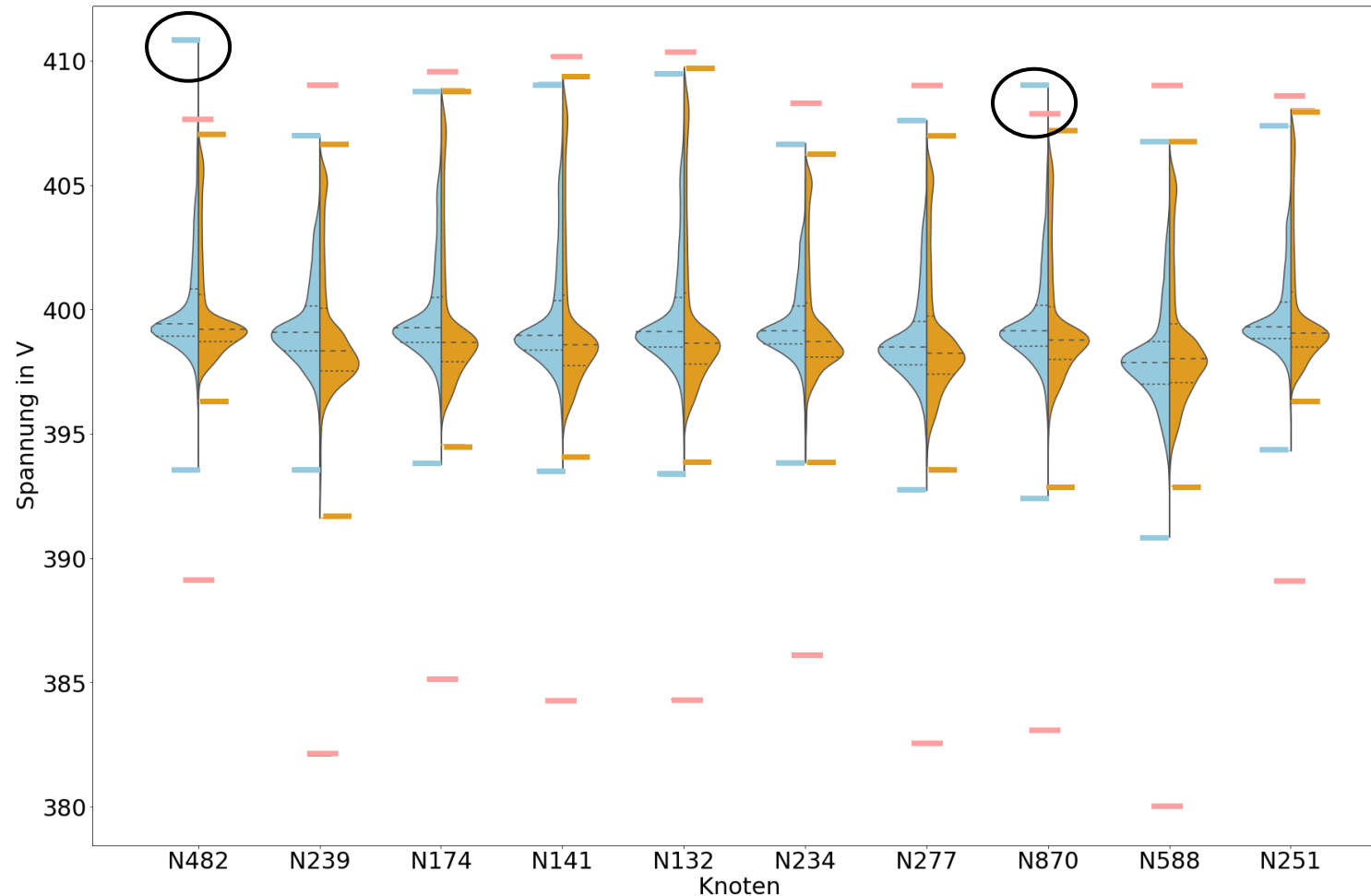
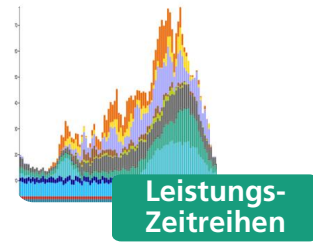
- Haushaltsprofil 1
- Haushaltsprofil 2
- Haushaltsprofil 3
- ...

Die Minimalwerte der Knotenspannungen werden gut getroffen



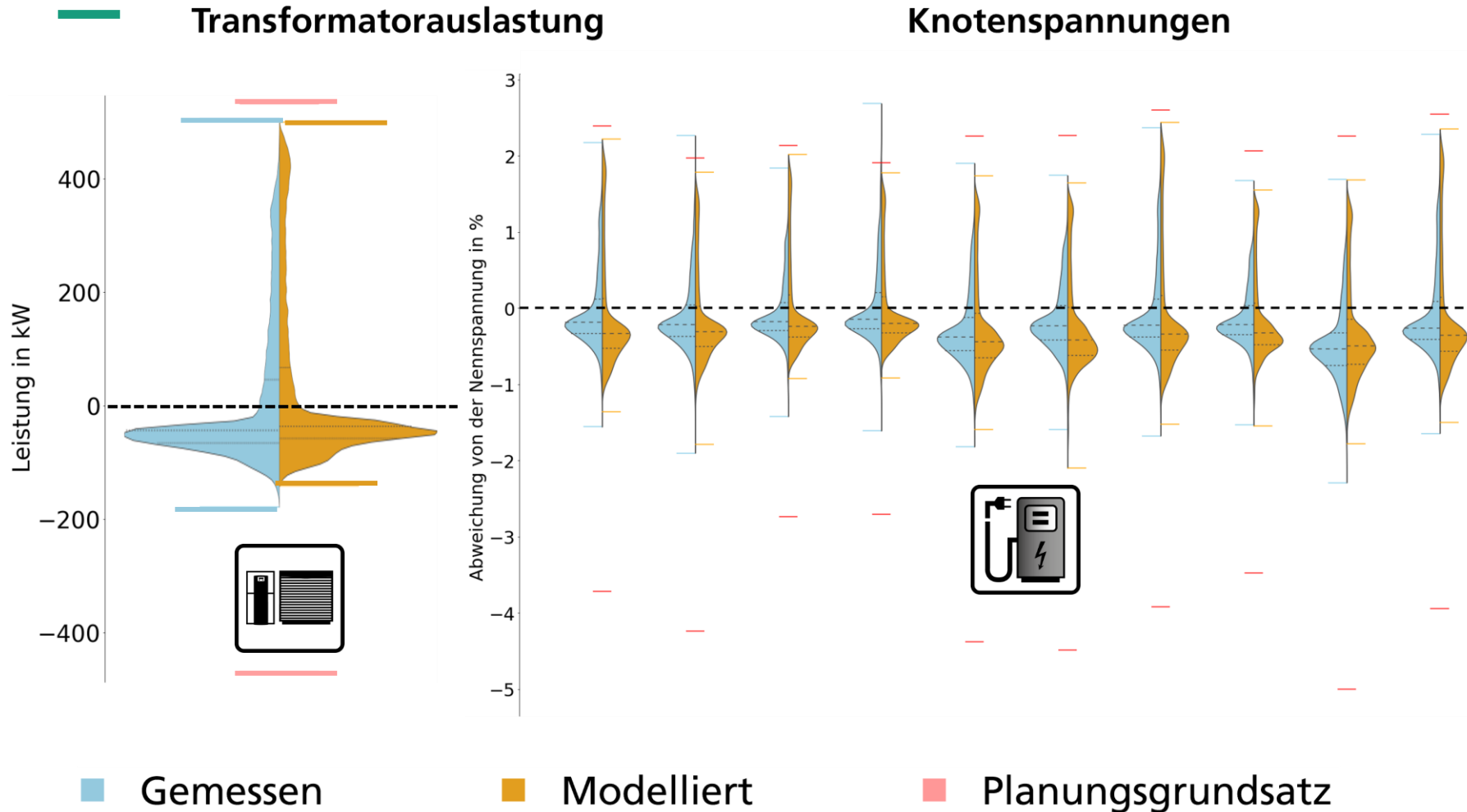
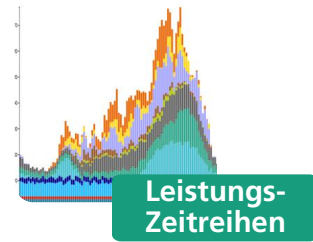
- Simulation weicht im Mittel um -0,8 V von der Messung ab
- Die Worst-Cases überschätzen die Netzbelastung

Die Maximalwerte der Knotenspannungen werden gut getroffen



- Messungen enthalten zwei Ausreißer, die höher liegen als Worst-Cases
- Simulation weicht im Mittel um 0,6 V von den Maximalwerten der Messung ab (ohne Ausreißer 0,02 V)
- Die Worst-Cases überschätzen die Netzbelastung meist
- Die Modellierung trifft die Messung gut

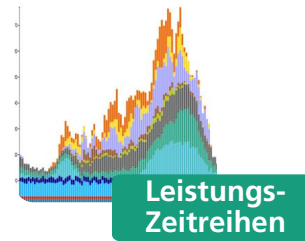
Validierung simulierter Netzbelastungen



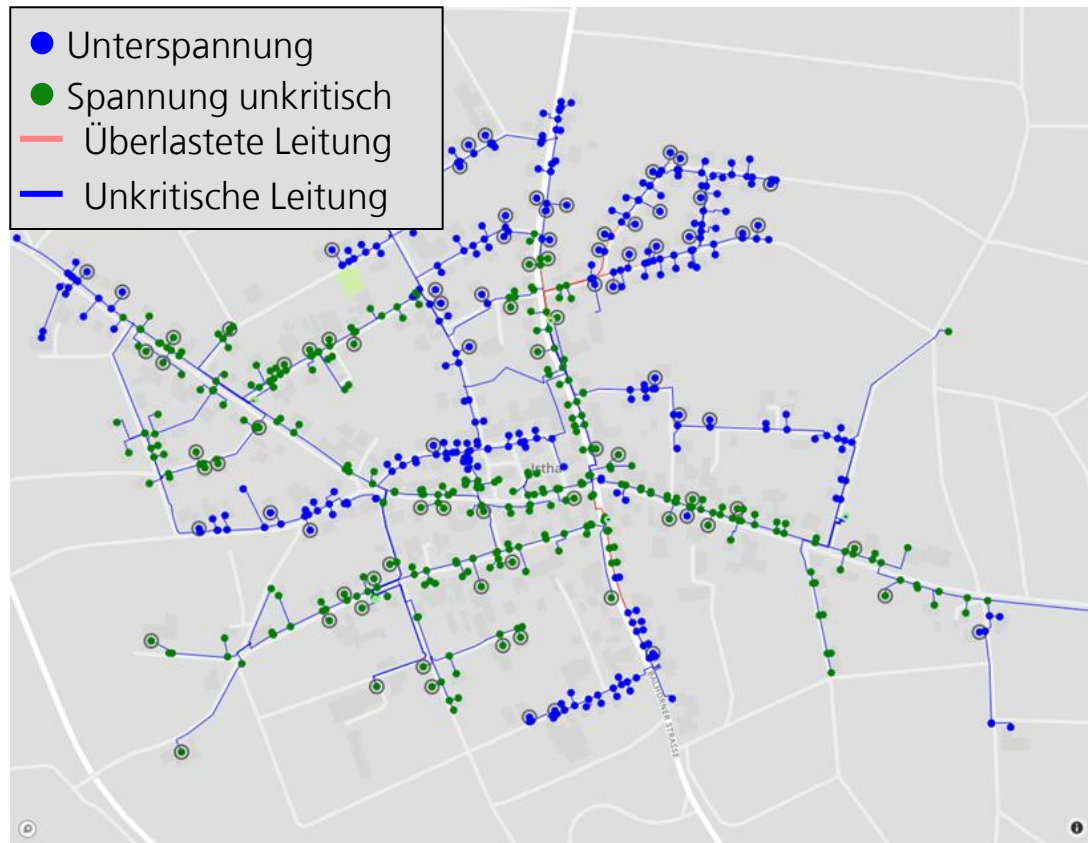
- Die PV-Spitze wird durch Planungsgrundsätze gut getroffen
- Die Netzbelastung durch Haushaltskunden wird durch Planungsgrundsätze stark überschätzt
- **Elektromobilitäts- und Wärmepumpen-aufnahmefähigkeit werden unterschätzt**

Weniger Netzausbau durch zeitreihenbasierte Planung

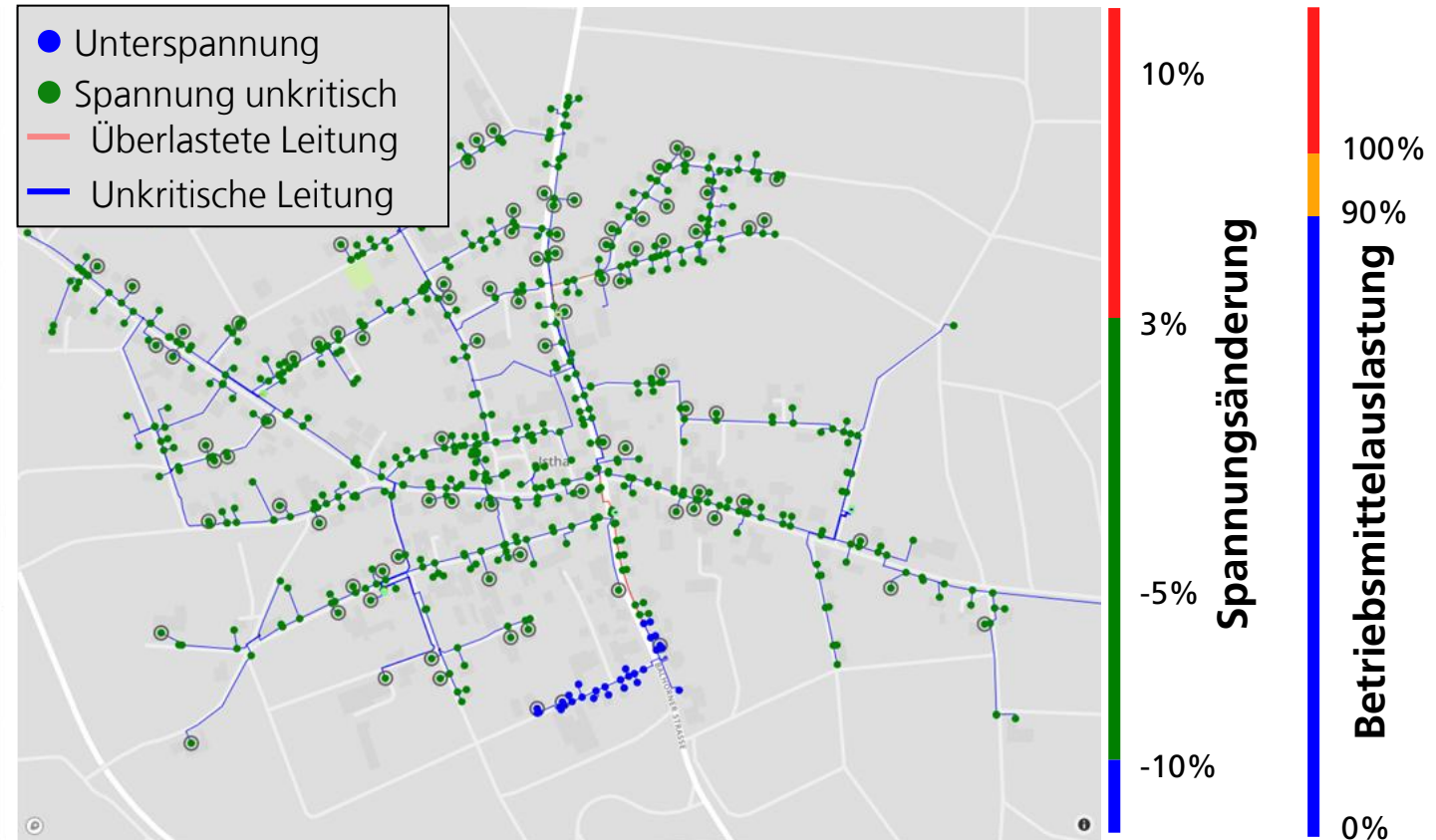
Dörfliches Netzgebiet mit vorwiegend Wohnbebauung und 50% Ladesäulen für E-Mobilität



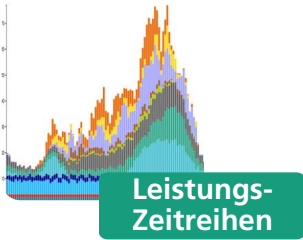
Konventioneller Planungsgrundsatz



Zeitreihenbasierte Netzkapazitätsbewertung



Geht das auch mit weniger Aufwand?



Netzverstärkung

- Schaltzustandsoptimierung, setzen neuer Trennstellen, Austausch oder Hinzufügen von Komponenten, Betriebsführung

Versorgungsqualität

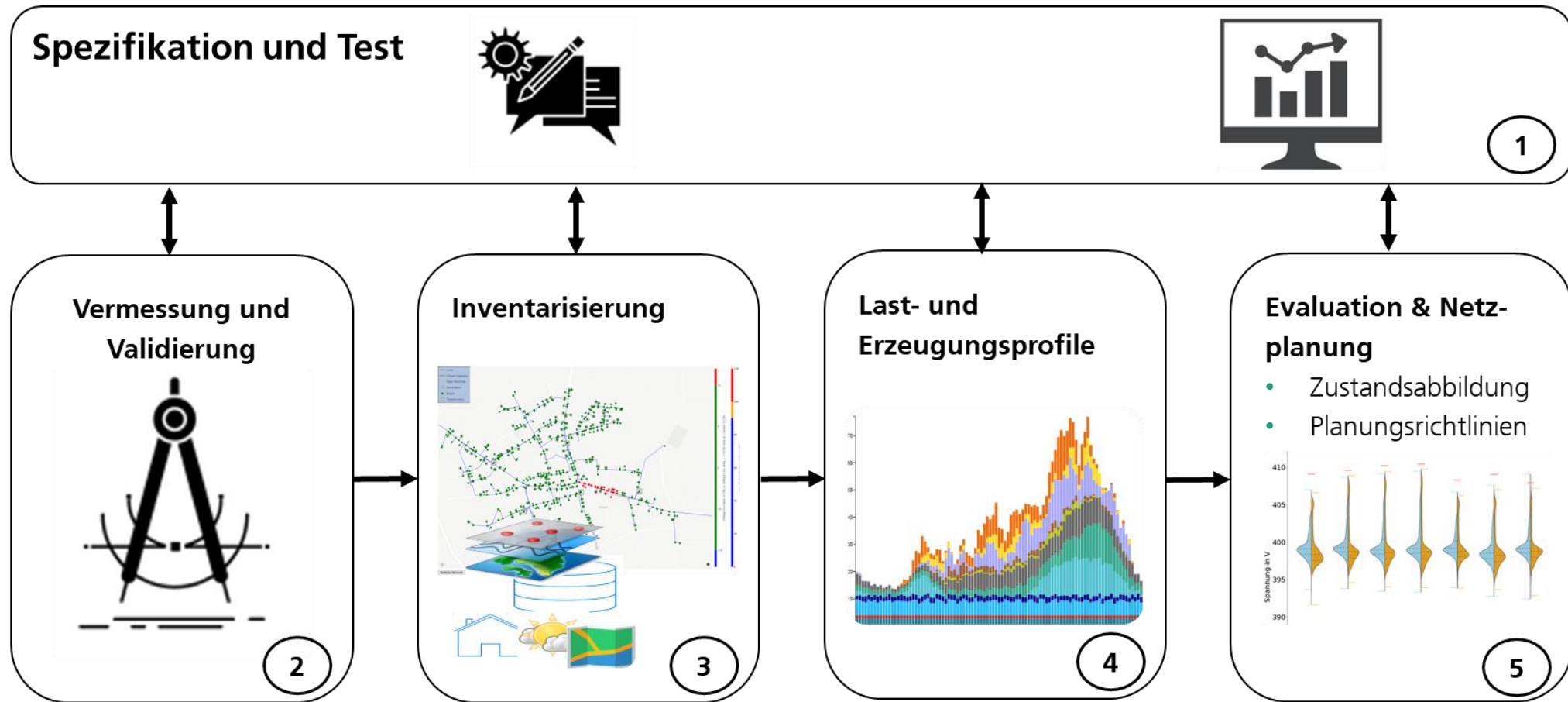
- Spannungsband: $\pm 10\%$ (DIN EN 50160)
- Komponentenbelastung $< 100\%$
- Niedriger SAIDI durch topologische Vorgaben

Netzbelastung

- Lastflussberechnungen:
 - Auslegungsrelevante Belastungsfälle

Forschungsprojekt BiGPlan

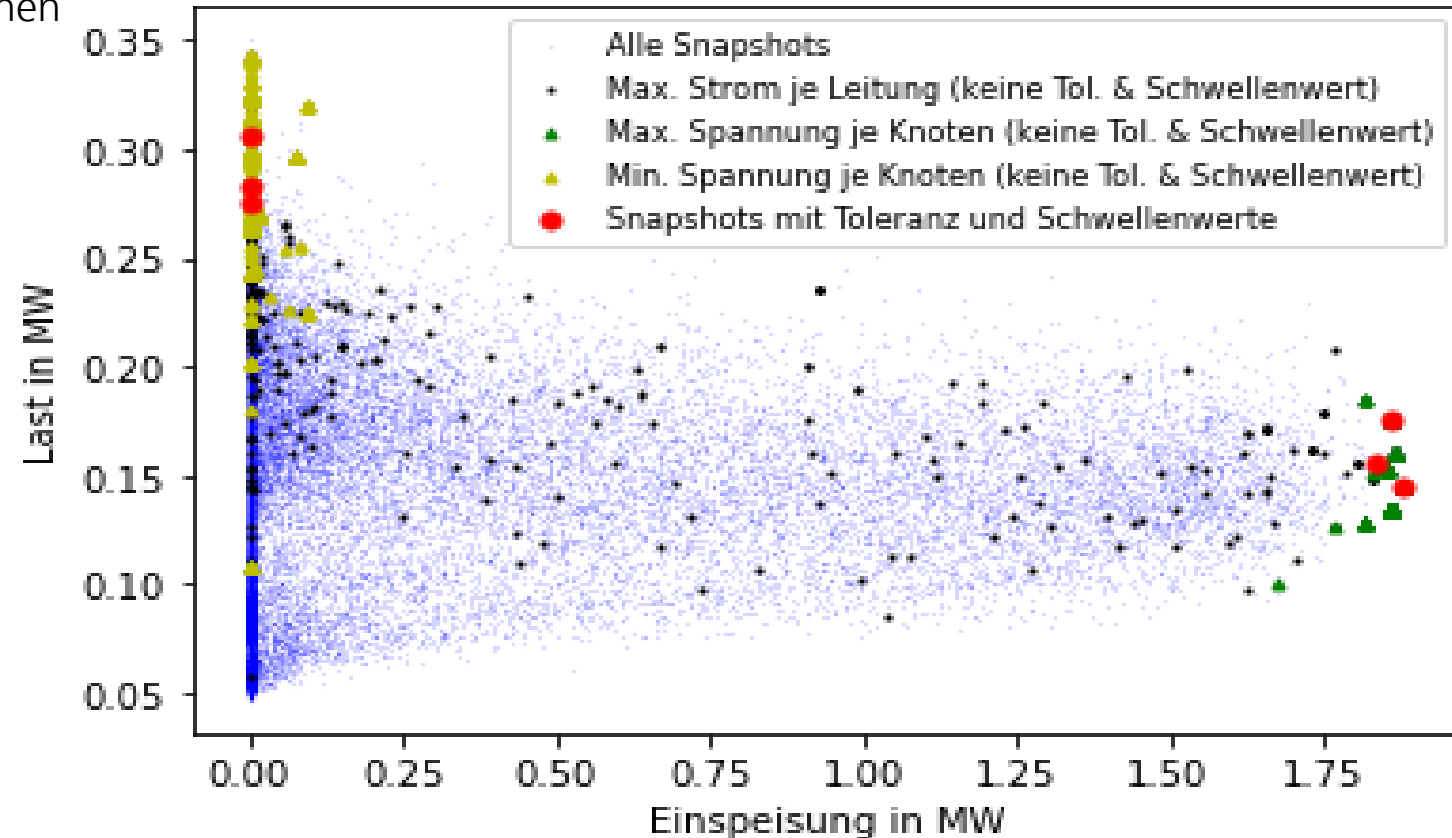
Projektüberblick



Identifikation auslegungsrelevanter Belastungsfälle

Methodenentwicklung anhand synthetischer Netze

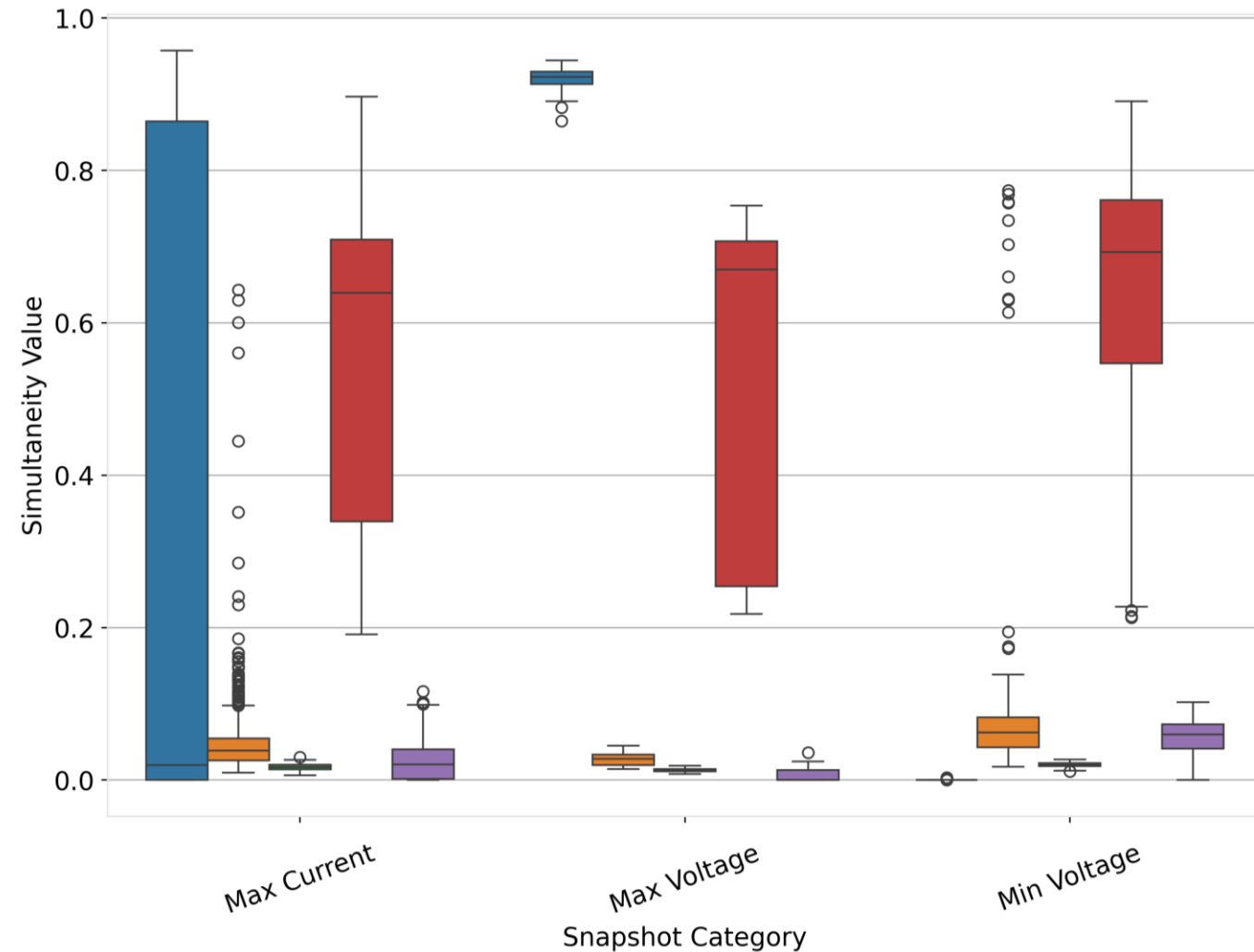
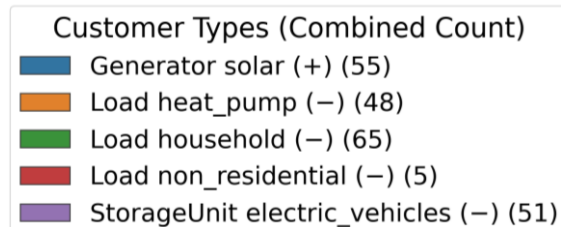
- Analyse von Jahreszeitreihen: jeder Punkt stellt einen berechneten Netzzustand dar
- Identifikation von Zeitpunkten, die netzauslegungsrelevant sind



Identifikation auslegungsrelevanter Belastungsfälle

Methodenentwicklung anhand synthetischer Netze

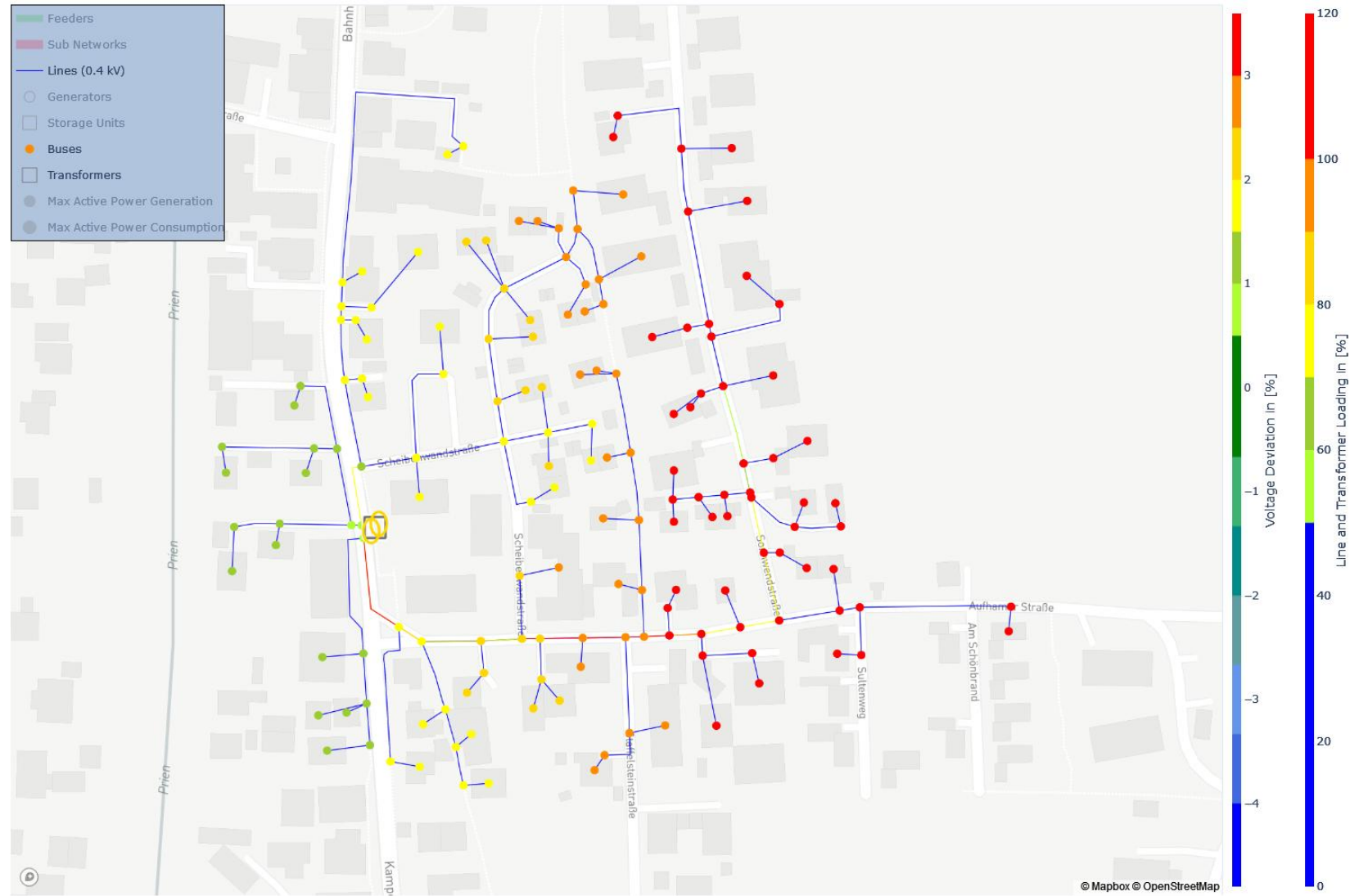
- Analyse von Jahreszeitreihen: jeder Punkt stellt einen berechneten Netzzustand dar
- Identifikation von Zeitpunkten, die netzauslegungsrelevant sind
- Für diese Zeitpunkte wurden die Gleichzeitigkeitsfaktoren je Anschlussnehmertyp bestimmt



Identifikation auslegungsrelevanter Belastungsfälle

Synthetisches Beispielnetz

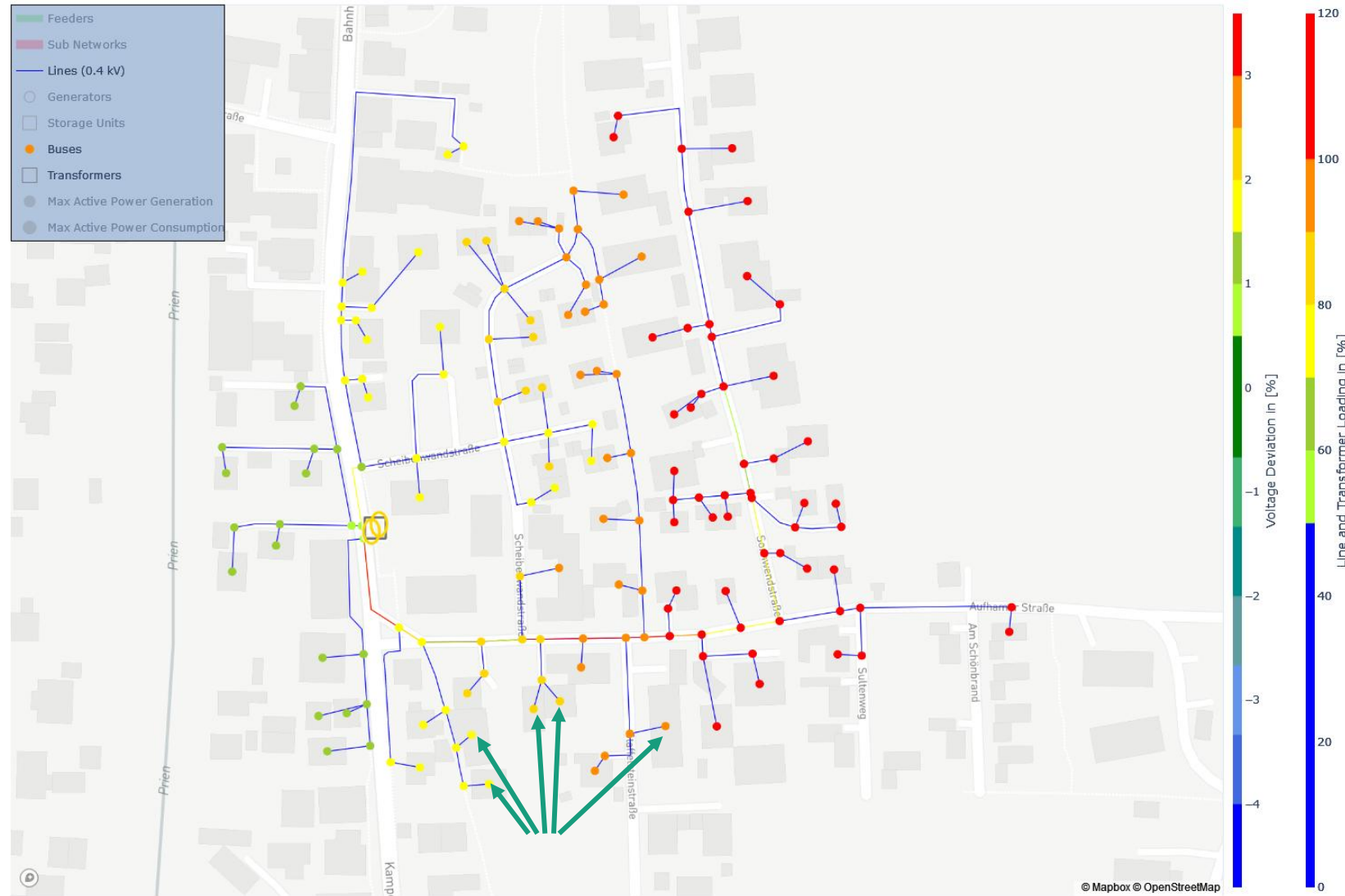
- Auslastungen und kritischste Spannungen für die Jahreszeitreihe



Identifikation auslegungsrelevanter Belastungsfälle

Synthetisches Beispielnetz

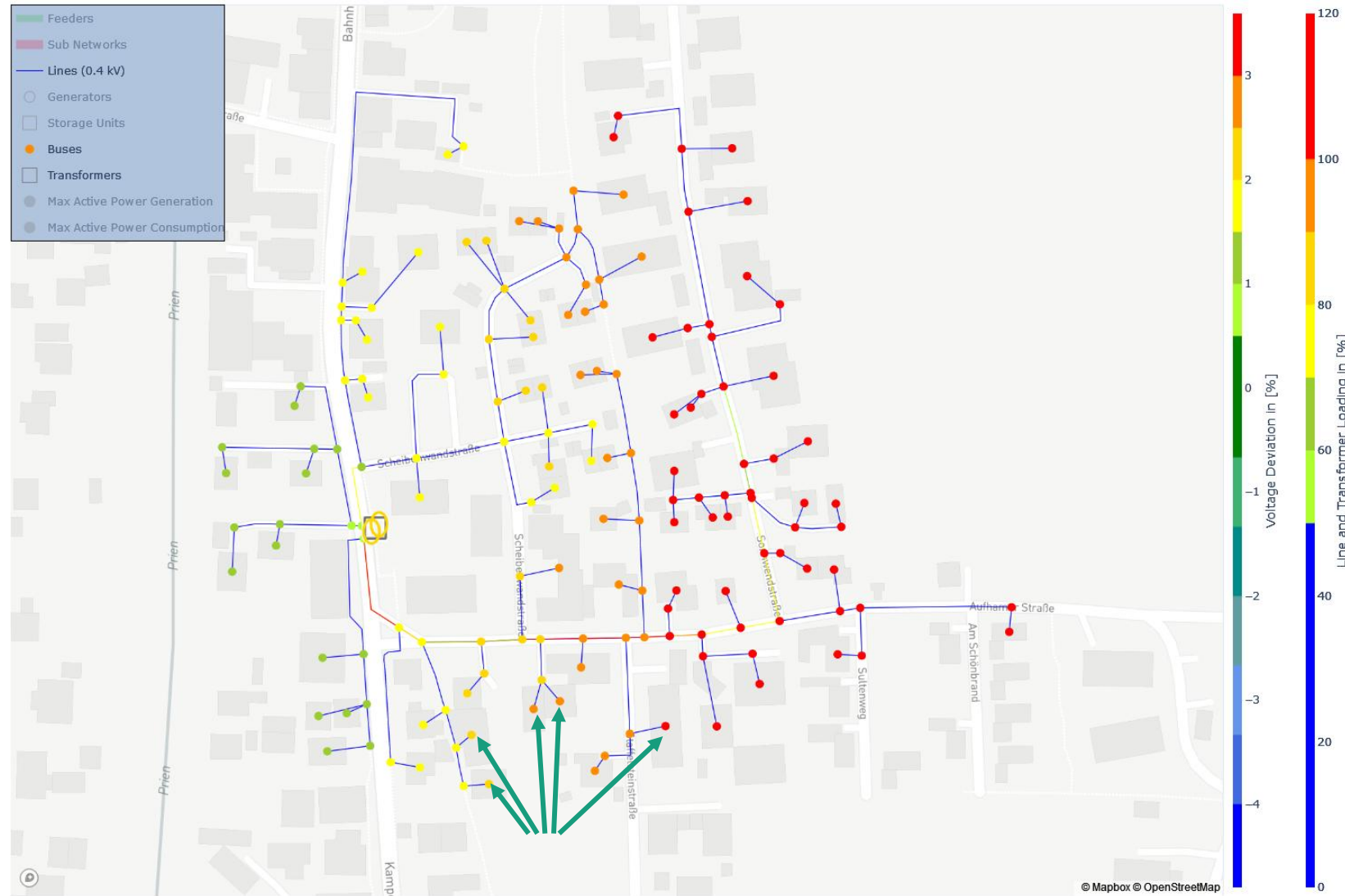
- Auslastungen und kritischste Spannungen für die Jahreszeitreihe
- Sehr ähnliches Bild für die angewendeten GZF im selben Netz
- Dieser Netzzustand kann entsprechend ohne Kenntnis einer Jahreszeitreihe erstellt werden



Identifikation auslegungsrelevanter Belastungsfälle

Synthetisches Beispielnetz

- Auslastungen und kritischste Spannungen für die Jahreszeitreihe
- Sehr ähnliches Bild für die angewendeten GZF im selben Netz
- Dieser Netzzustand kann entsprechend ohne Kenntnis einer Jahreszeitreihe erstellt werden



Identifikation auslegungsrelevanter Belastungsfälle

Übertragung der Belastungsfälle auf anderes synthetisches Netz

- Auslastungen und kritischste Spannungen für die Jahreszeitreihe
- Sehr ähnliches Bild für die angewendeten GZF im selben Netz
- Dieser Netzzustand kann entsprechend ohne Kenntnis einer Jahreszeitreihe erstellt werden
- Übertragbarkeit auf andere Netzgebiete und abweichende Szenarien konnte mit synthetischen Netzen gezeigt werden

Vergleich von KPI für originale Jahreszeitreihe gegenüber GZF aus einem anderen Netz

Metric	Annual Time Series	Applied SFs	Difference
Max voltage	1.0520	1.0540	-0.0021
Min voltage	0.9938	0.9949	-0.0011
Max transformer loading	141.87%	145.80%	-3.94%
Min transformer loading	0.14%	0.16%	-0.03%
Max line loading	127.13%	128.29%	-1.16%
Min line loading	0.14%	1.04%	-0.90%

Identifikation auslegungsrelevanter Belastungsfälle

Übertragung der Belastungsfälle auf anderes synthetisches Netz

- Auslastungen und kritischste Spannungen für die Jahreszeitreihe
- Sehr ähnliches Bild für die angewendeten GZF im selben Netz
- Dieser Netzzustand kann entsprechend ohne Kenntnis einer Jahreszeitreihe erstellt werden
- Übertragbarkeit auf andere Netzgebiete und abweichende Szenarien konnte mit synthetischen Netzen gezeigt werden

Die Methode soll bis zum Projektende von BiGPlan an realen Netzen mit Messdaten validiert werden und als Werkzeug zur Identifikation auslegungsrelevanter Belastungsfälle zur Verfügung gestellt werden

Vergleich von KPI für originale Jahreszeitreihe gegenüber GZF aus einem anderen Netz

Metric	Annual Time Series	Applied SFs	Difference
Max voltage	1.0520	1.0540	-0.0021
Min voltage	0.9938	0.9949	-0.0011
Max transformer loading	141.87%	145.80%	-3.94%
Min transformer loading	0.14%	0.16%	-0.03%
Max line loading	127.13%	128.29%	-1.16%
Min line loading	0.14%	1.04%	-0.90%

Werkzeug zur Bestimmung von Belastungsfällen

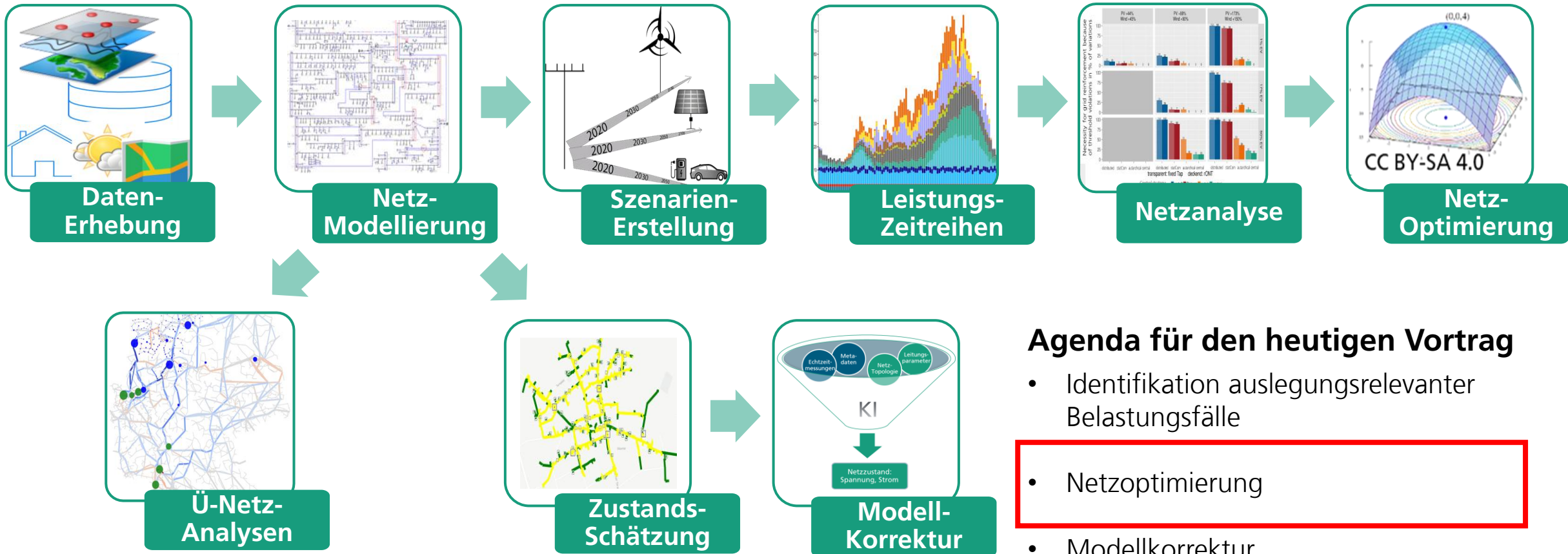
- Die Netzmodellierung wurde so erweitert, dass verschiedene Snapshot-Sets genutzt werden können
 - Jahreszeitreihen Anschlussnehmer
 - Messzeitreihen
 - Dimensionierende Zeitschritte aus Jahreszeitreihe
 - Repräsentative Zeitschritte aus Jahreszeitreihe
- Es sollen folgende neue Sets hinzu kommen
 - Neue auslegungsrelevante Belastungsfälle (abgeleitet aus netzspezifischen Jahreszeitreihen oder ohne netzspezifische Zeitreihen aus am ISE gebildetem Datensatz für ähnliche Netze und Szenarios)
 - Klassische Belastungsfälle?

Werkzeug zur Bestimmung von Belastungsfällen

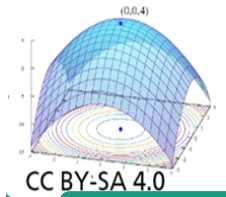
- Die Netzmodellierung wurde so erweitert, dass verschiedene Snapshot-Sets genutzt werden können
 - Jahreszeitreihen Anschlussnehmer
 - Messzeitreihen
 - Dimensionierende Zeitschritte aus Jahreszeitreihe
 - Repräsentative Zeitschritte aus Jahreszeitreihe
- Es sollen folgende neue Sets hinzu kommen
 - Neue auslegungsrelevante Belastungsfälle (abgeleitet aus netzspezifischen Jahreszeitreihen oder ohne netzspezifische Zeitreihen aus am ISE gebildetem Datensatz für ähnliche Netze und Szenarios)
 - Klassische Belastungsfälle?

Team Netzplanung

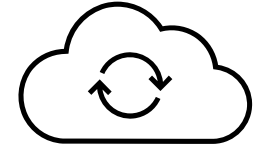
Werkzeuge für die Stromnetze der Zukunft



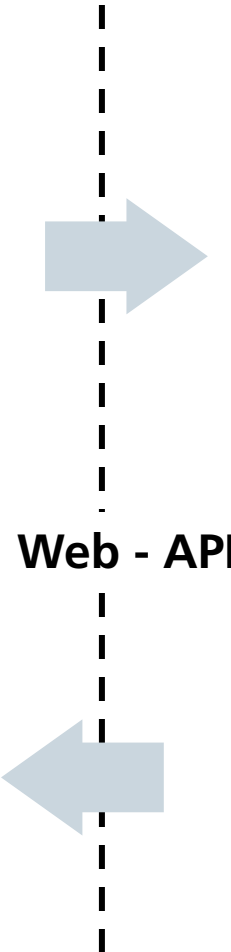
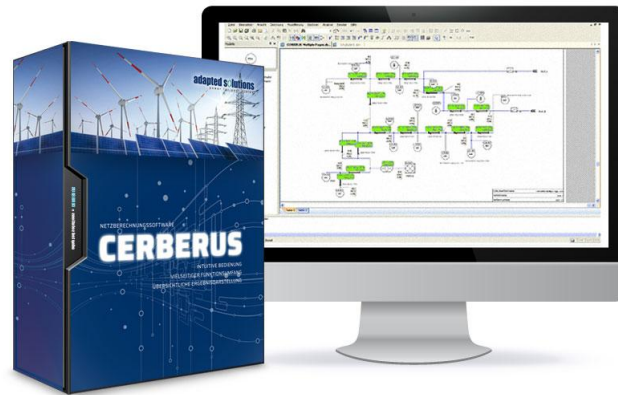
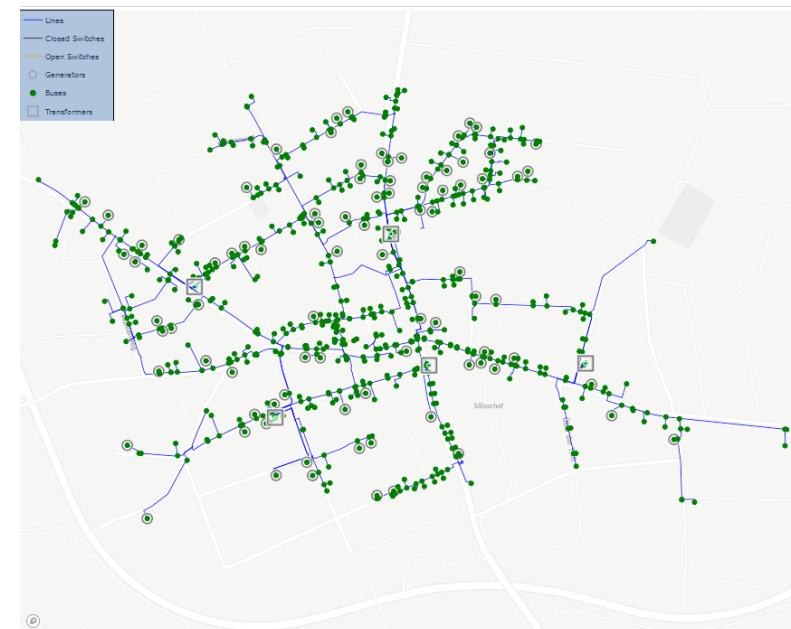
Automatisierte Netzausbauplanung in CERBERUS



Netz-Optimierung

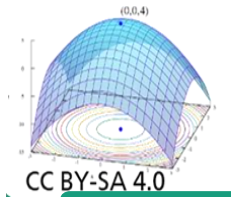


Netzoptimierung

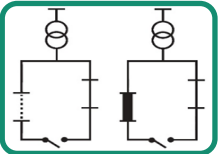


- Ausbauvorschlage
-
- Variante 1
-
- Variante 2
-
- Variante 3

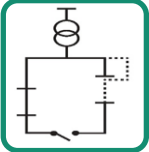
Optionen für den Netzausbau können ausgewählt werden



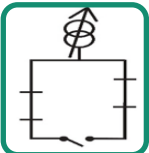
Netz-
Optimierung



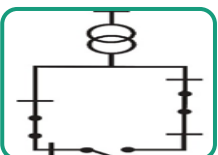
Leitungsverstärkung



Parallele Leitungen

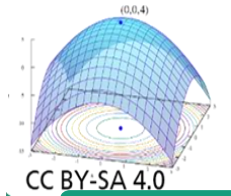


rONT /
Transformatortausch



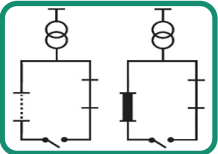
Schaltzustände,
neue Trennstellen

Optionen für den Netzausbau können ausgewählt werden

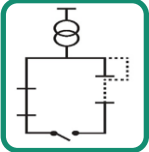


Netz-Optimierung

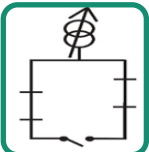
Neue Optionen wurden implementiert:



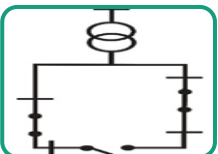
Leitungsverstärkung



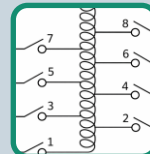
Parallele Leitungen



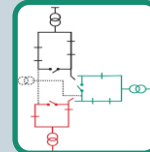
rONT /
Transformertausch



Schaltzustände,
neue Trennstellen



Stufenschalterpositionen

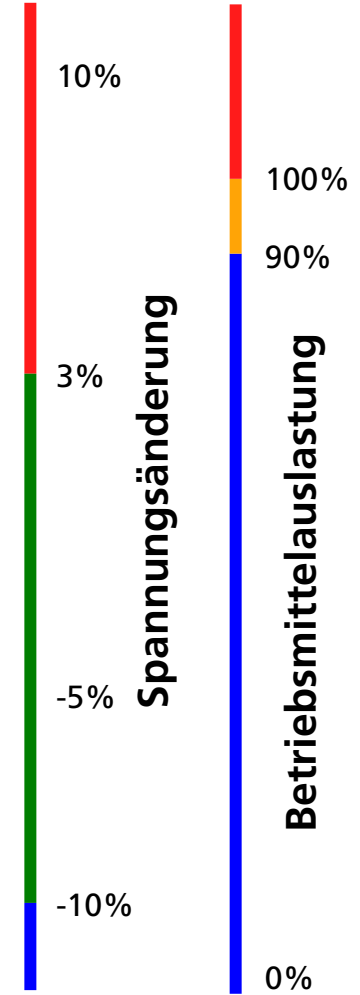
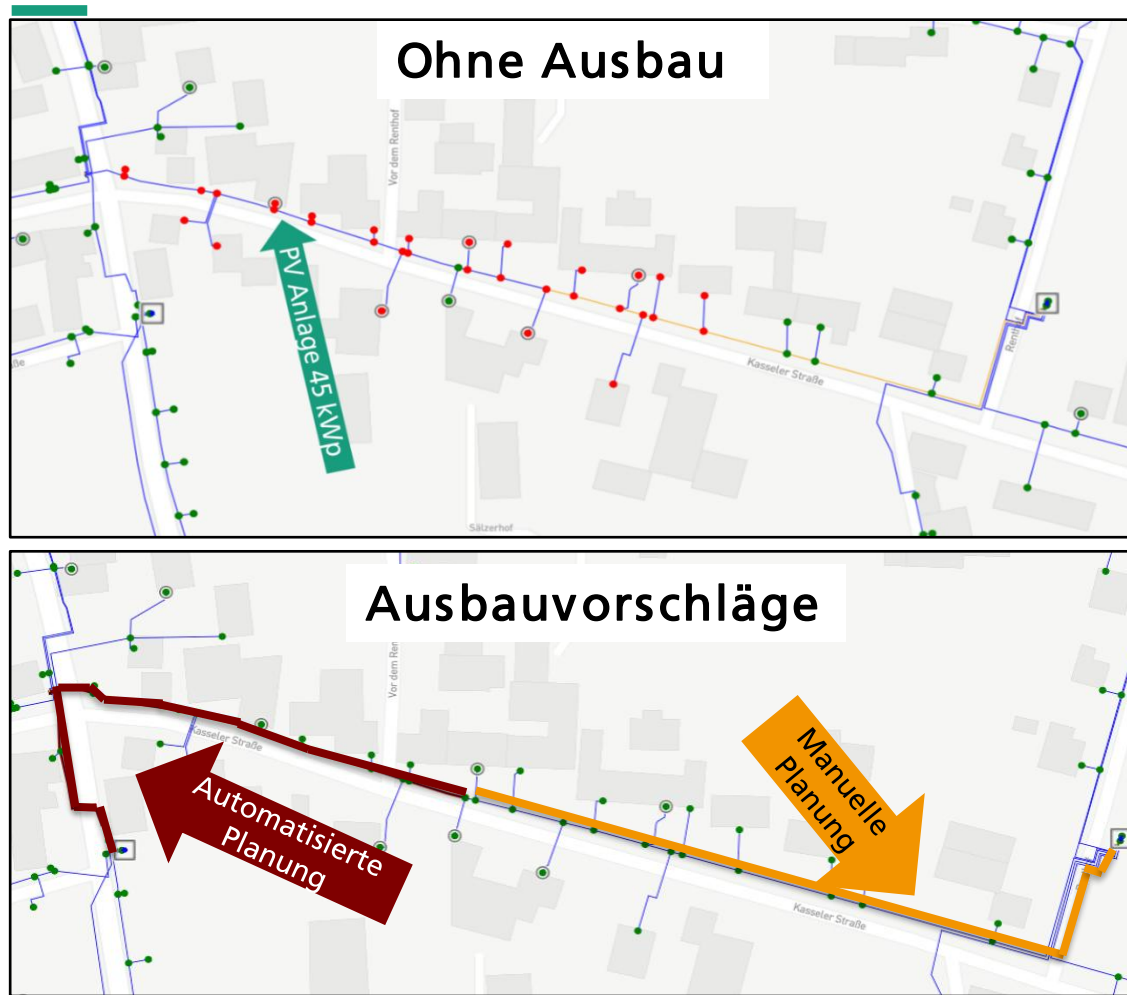
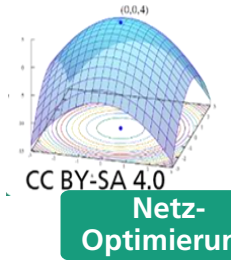


Zusätzliche
Transformatoren



Berücksichtigung
Verlustkosten

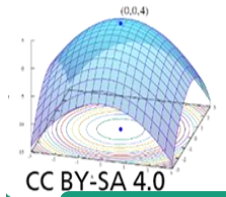
Drohende Netzüberlastung bei Anschluss einer PV-Anlage mit 45 kWp



- Zusammen mit der neuen PV-Anlage würde die Spannung im Netz durch PV-Anlagen um 5,4 % angehoben werden. Nach VDE AR-N 4105 sind nur 3 % erlaubt
- Der Netzplanende schlägt nach ausführlichem Variantenvergleich eine parallele Leitung vom rechten Transformator mit Kosten von 18 500 € vor.
- Der Algorithmus schlägt eine 1500 € billigere parallele Leitung vom linken Transformator aus vor.

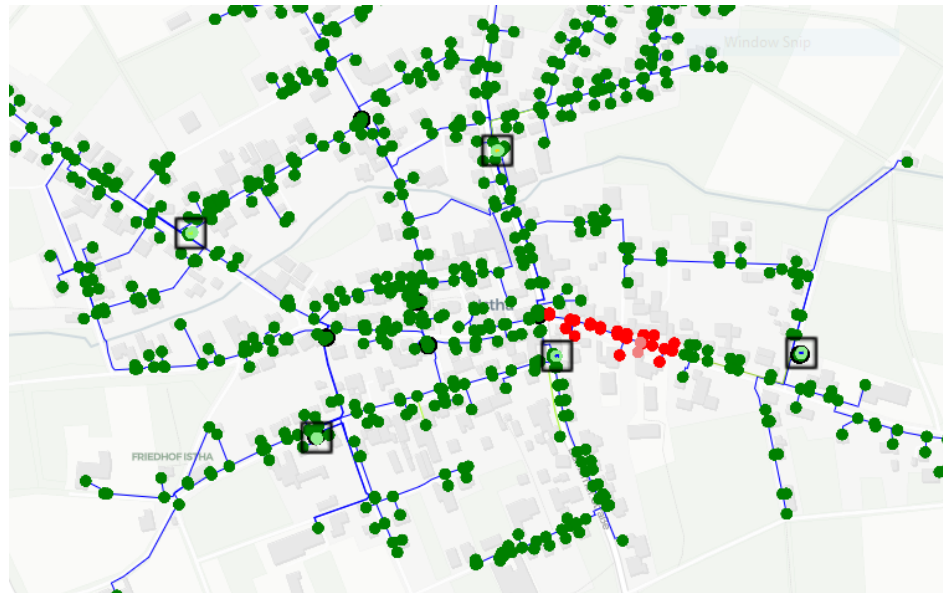
Drohende Netzüberlastung bei Anschluss einer PV-Anlage mit 45 kWp

Ergebnis mit Optimierung der Stufenschalter unter Berücksichtigung der Verlustkosten

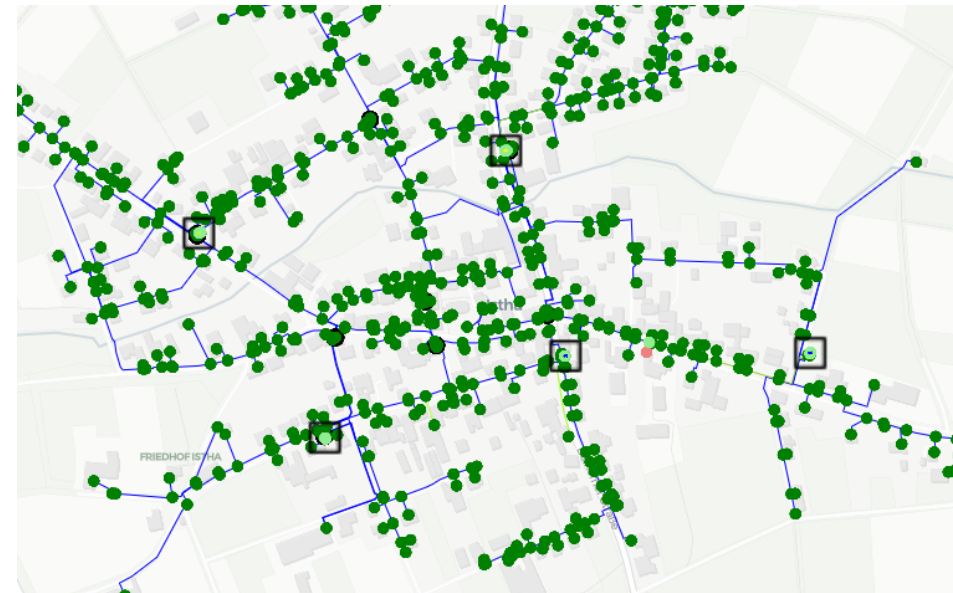


Netz-Optimierung

- **Verluste:** 356 TEUR
- **Grenzwertverletzungen**

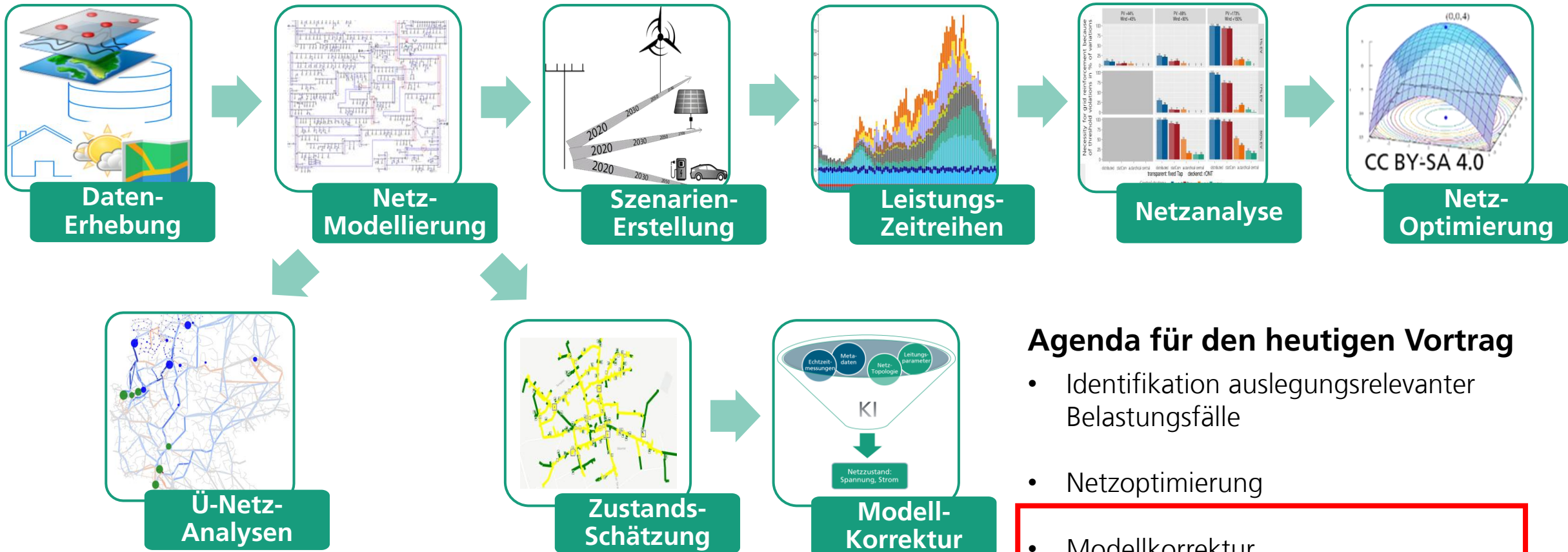


- **Verluste:** 361 TEUR
- **Keine Grenzwertverletzungen**
- **Investition:** 0.75 TEUR
- **Optimierungsmaßnahmen:**
 - 10 Schaltzustandsänderungen, 4 Stufenstellungen



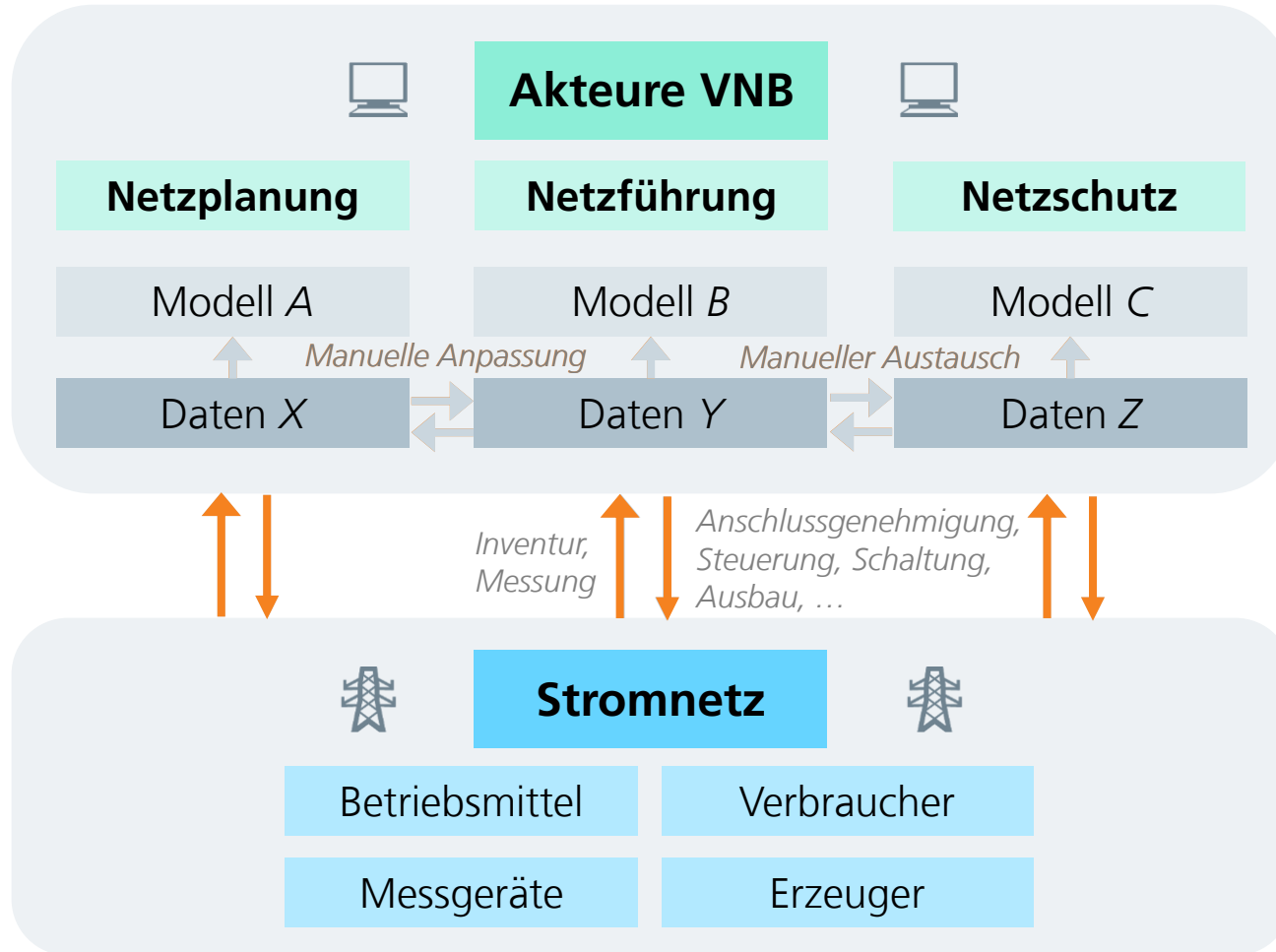
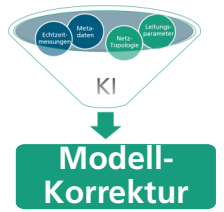
Team Netzplanung

Werkzeuge für die Stromnetze der Zukunft



Modellkorrektur

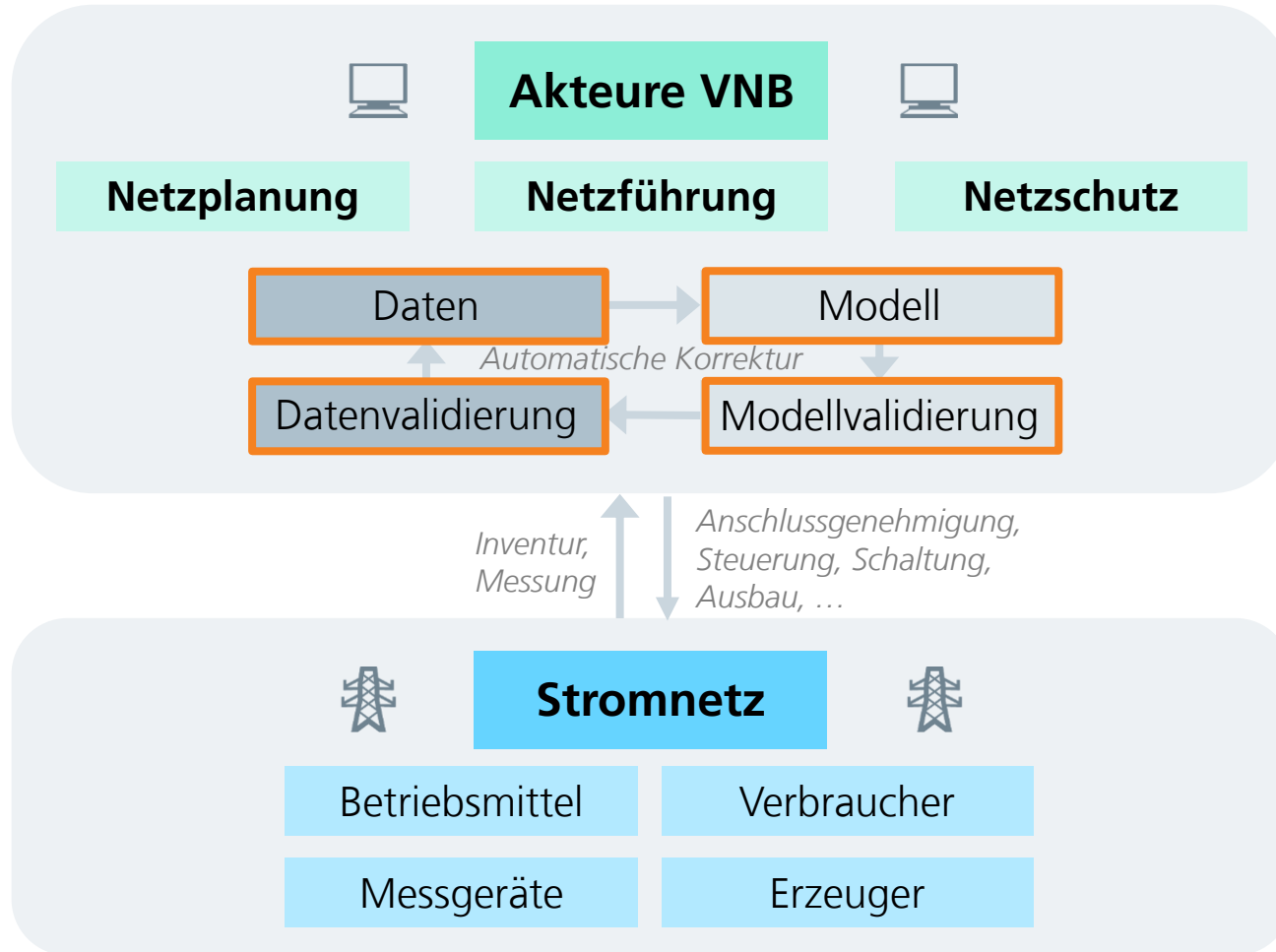
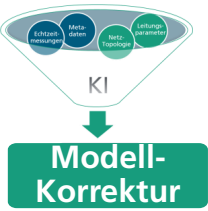
Ausgangslage



Doppelstrukturen und manueller Aufwand erschweren netzdienlichen Betrieb und Ausbau.

Modellkorrektur

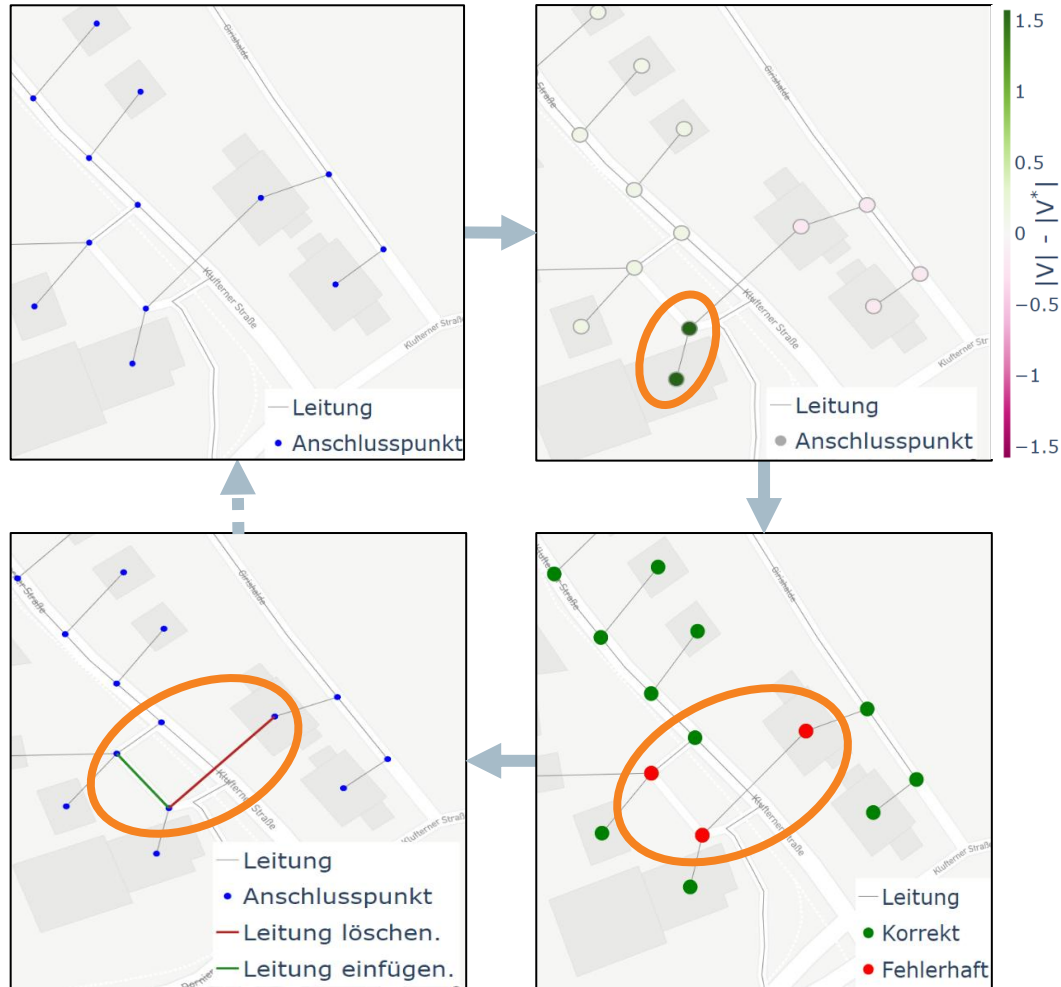
Zielstruktur



Einheitliches Referenzmodell und kontrollierte Automatisierung legen Basis für § 14a EnWG.

Korrektur von Fehlern in der Netztopologie

Tool zur Detektion von Modellfehlern und Ermittlung von Korrekturvorschlägen



- Bereits funktional
 - Topologiefehler
 - Kabeltyp
 - Schaltzustände
- Neues Forschungsprojekt soll den Ansatz weiterentwickeln
 - Kabel-Parameter (Länge, Querschnitt, Impedanz) -> Regression statt binärer Klassifikation
 - Trafo Stufenstellung
 - Trafotyp-Parameter (Schaltgruppe, Kurzschluss-Spannung, ...)

Kernaussagen

- 1. CERBERUS kann über eine API unkompliziert ISE-Werkzeuge ansprechen**
- 2. Ein neues Werkzeug zur automatisierten Bestimmung realistischer auslegungsrelevanter Belastungsfälle wird entwickelt**
- 3. Der an CERBERUS angebundene Optimierungsalgorithmus wurde um zusätzliche Maßnahmen erweitert und berücksichtigt nun Verlustkosten**
- 4. Es werden neue Methoden zur automatisierten Modellkorrektur entwickelt**

Kontakt

Janis Kähler
Team Smart Grid Planning
Department Smart Grids
Tel. +49 761 4588 2206
janis.kaehler@ise.fraunhofer.de

Fraunhofer ISE
Heidenhofstraße 2
79110 Freiburg
www.ise.fraunhofer.de

Gefördert durch:



**Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz**

Aufgrund eines Beschlusses
des deutschen Bundestages.