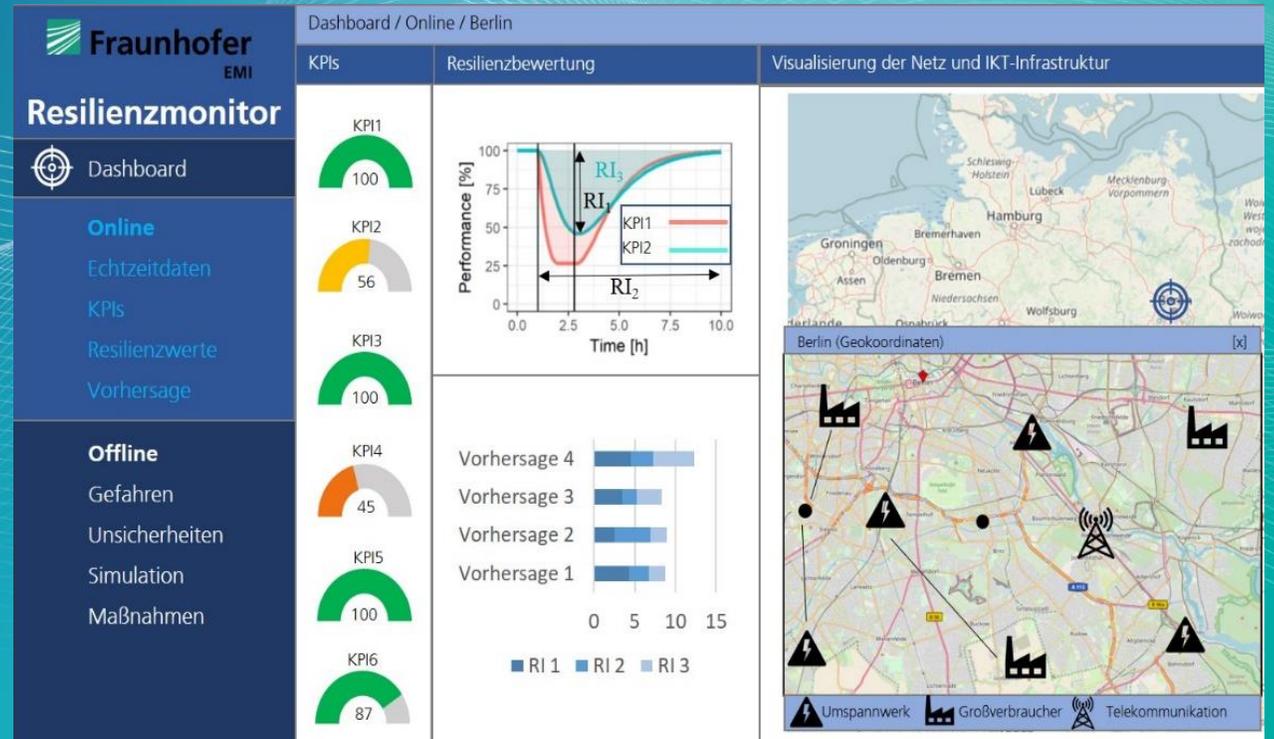




RESIST

Resiliente Stromnetze für die Energiewende

Projektziele und Resultate - Projekttreffen 03.11.2023



Projekt RESIST

Projektmotivation - Aktuelle Entwicklungen erfordern es, die Resilienz der Stromversorgung zu erhöhen

Bis heute:

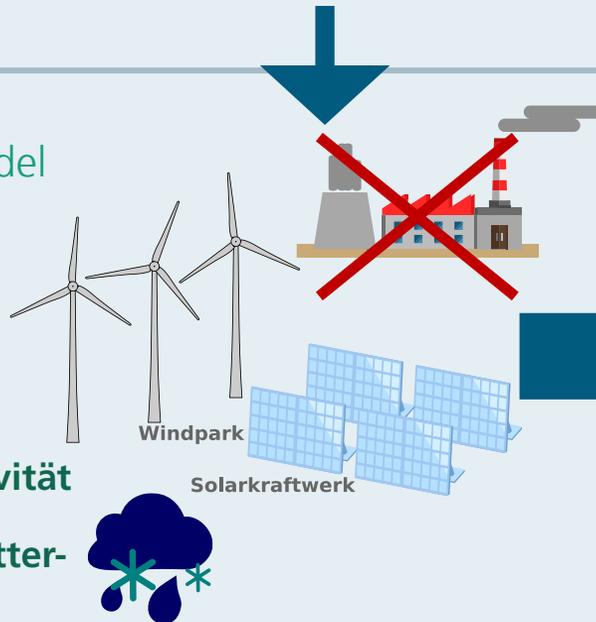
- **Konventionelle Stabilitätsgaranten**
Große Kraftwerke (Kohle, Kernkraft) unterstützen Robustheit der Stromversorgung



Aktuelle Entwicklungen:

durch Energiewende und Klimawandel

- **Wegfall großer Kraftwerke**
- **Dezentralisierung der Erzeuger**
- **Zunehmende Digitalisierung**
- **Steigende Komplexität/ Konnektivität**
- **Klimawandel verstärkt Extremwetterereignisse**



Resilientes Stromnetz:

Stromversorgung bleibt auch bei massiven Störungen und unerwarteten Ereignissen dauerhaft verfügbar.

Resilienz des Stromnetzes verringert sich:

durch wachsende Verwundbarkeiten

- **Robustheitseinbußen durch wegfallende Trägheit**
- **Mehr Extremwetterereignisse**
- **Gesteigerte Vulnerabilität durch Cyberangriffe**
- **steigende Komplexität/ Konnektivität begünstigen Kaskadeneffekte bei Störfällen**

Projekt RESIST

Projektmotivation – RESIST will den Weg zur *resilient-by-design* Stromversorgung ebnen

- **Methoden** zur Quantifizierung und Echtzeiterfassung der Resilienz des Stromnetzes
- Prognosefähigkeit für die Gesamt-Resilienz bezüglich **strukturellen Veränderungen** im Netz
- Konzeptionelle und technische **Handlungsoptionen** zur kurz- und langfristigen Steigerung der Resilienz
- Methoden zur Integration eines „**resilient-by-design**“ Ansatzes bei der Umsetzung der Energiewende
- Umsetzung neuer Methoden im Reallabor

Gesamtstruktur des Projektes

AP1: Szenariodefinition und Resilienzmetrikentwicklung

AP2: Modellierung der Systeme und Szenarien

AP3: Resilienzmonitor

AP4: Entscheidungs Tool

AP5: Reallabor Demonstration

Projekt RESIST

Drei Störungsszenarien stehen im Fokus

- Naturkatastrophe



EINGESCHNEIT: Schneechaos im Münsterland

- Technischer Defekt

Rauch im Umspannwerk, defekte Verteilerkästen

Zigtausende Frankfurter und Offenbacher ohne Strom

Aktualisiert am 27.10.21 um 08:43 Uhr



Bild © picture-alliance/dpa

- Cyber-Angriff



Projekt RESIST

Resilienzmanagement trifft auf Benchmark-Technologie der Stromversorgung

Benchmark-Technologie

Weiterentwicklung der Technologien in der Stromversorgung durch Simulationen sowie Hardware

Resilienzmanagement

Strategien des Resilienz-Management werden angewendet um Resilienz in der Stromversorgung strukturiert und umfassend abzubilden und umzusetzen.



Übersichtfolie

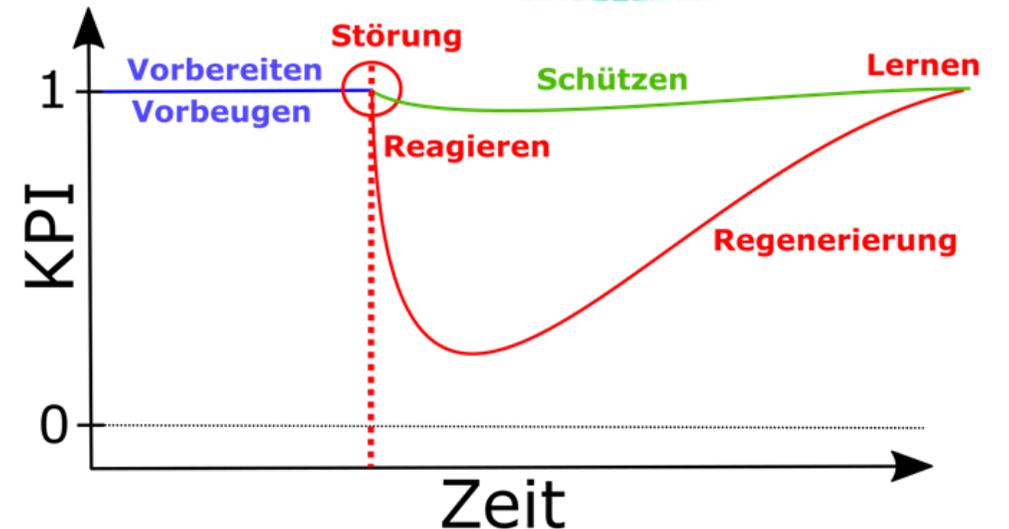
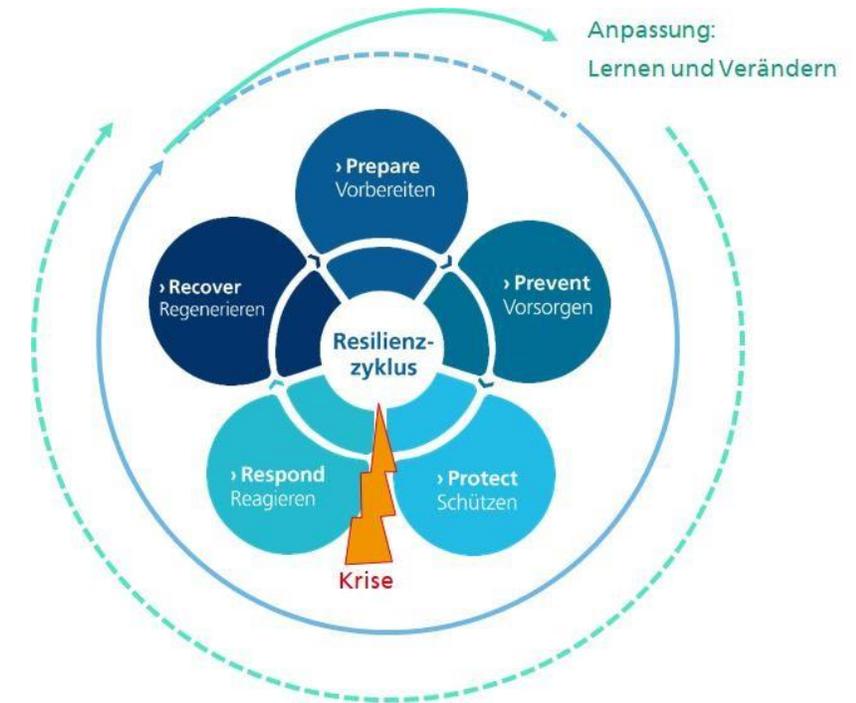
Im Folgenden werden die folgenden Projektaspekte betrachtet:

- Resilienzmonitor – Quantifizierung der Systemresilienz durch Verknüpfung von Daten
- Netzwerk kritischer Infrastruktur – Kaskadensimulation mit *CaESAR*
- Frequenzstabilitätsanalyse des Netzes mit *PyDyn*
- Der Resilienzwechsellrichter
- Wärmepumpen-Controller
- Resilienz der Digitale Station
- Virtual Power Plant
- DSA-Tool
- Strategietool in der Netzplanung
- Demonstrator Aufbau Versorgungsinsel / Landwirtschaftliches Lernlabor

Resilienz-Monitor

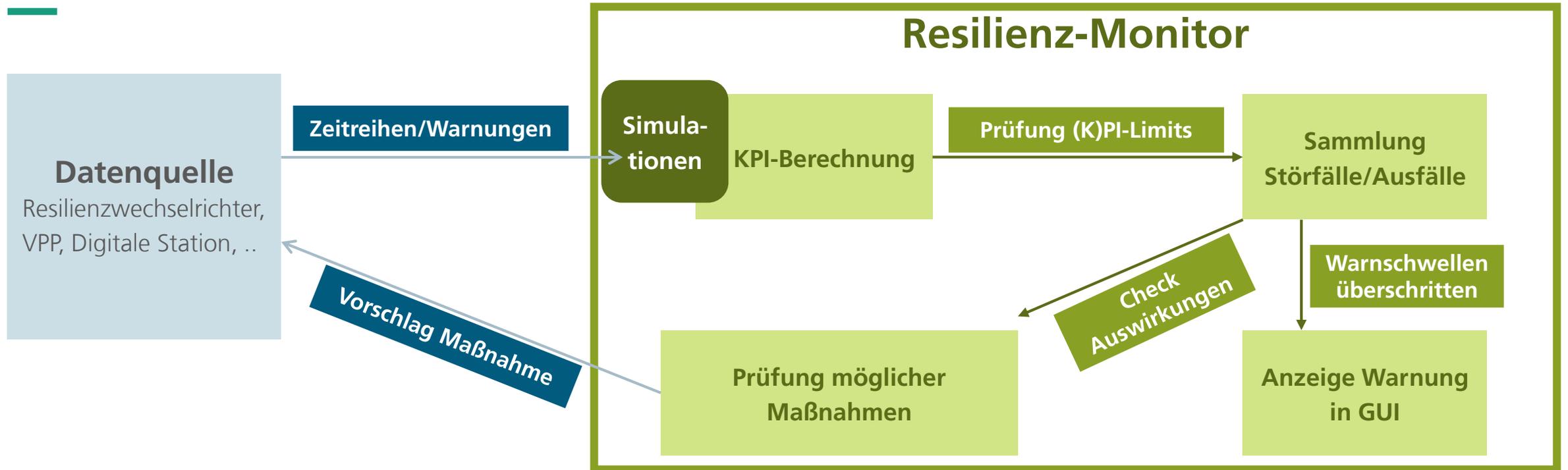
Der Resilienzmonitor hat die folgenden Anforderungen zu erfüllen

- **Resilienzanalyse des Systems durch**
 - **Dateninput** der relevanten Systemkomponenten in Echtzeit
 - **Aufschlüsselung** nach
 - Netzkomponenten/-ebenen
 - Resilienz-Dimensionen (Resilienz Bereiche, Eigenschaften, Schritte)
 - **Resilienzauswertung** der Daten mithilfe
 - Key Performance Indicators (KPIs) – Bestimmung
 - Simulationen von Störszenarien
- **Verwendung der Resilienzanalyse**
 - Warnungen
 - Verweis oder Auslösung von Maßnahmen
- **Darstellung der Resilienzanalyse**
 - Echtzeit (vor, während, nach einer Störung)
 - Webbasierte Visualisierung



Resilienz-Monitor

Prüfung Störfälle/Ausfallrisiken im Monitor



- Stör-/Ausfälle mit jeweiligen (K)PI-Schwellwerten
Quellen:
 - Simulationen/Beobachtungsobjekte der verschiedenen RESIST-Partner
 - ENTSO-E-Regularien, historische Events
- Kontinuierliches Prüfen der Schwellwerte zur  Rückmeldung des R-Monitors an entsprechende Systemkomponente

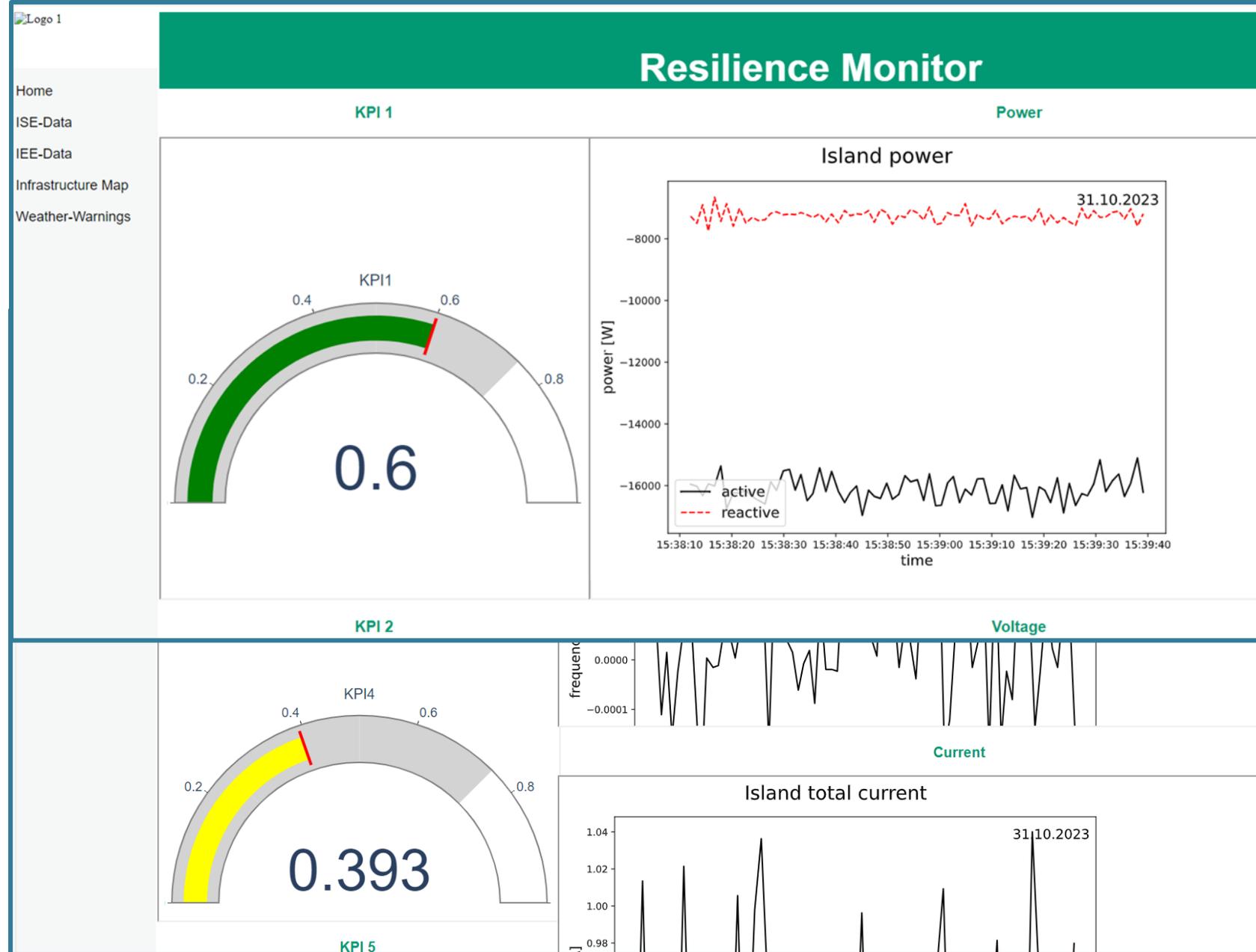
R-Monitor

Anwendungsbeispiel

- Beispiel Datenabrufung und -darstellung in GUI
- Simulation von inselfähigem MV-Netz mit Batteriewechselrichter (simuliert vom ISE)

Rechte Spalte: individuelle Messwerte

Linke Spalte: KPI

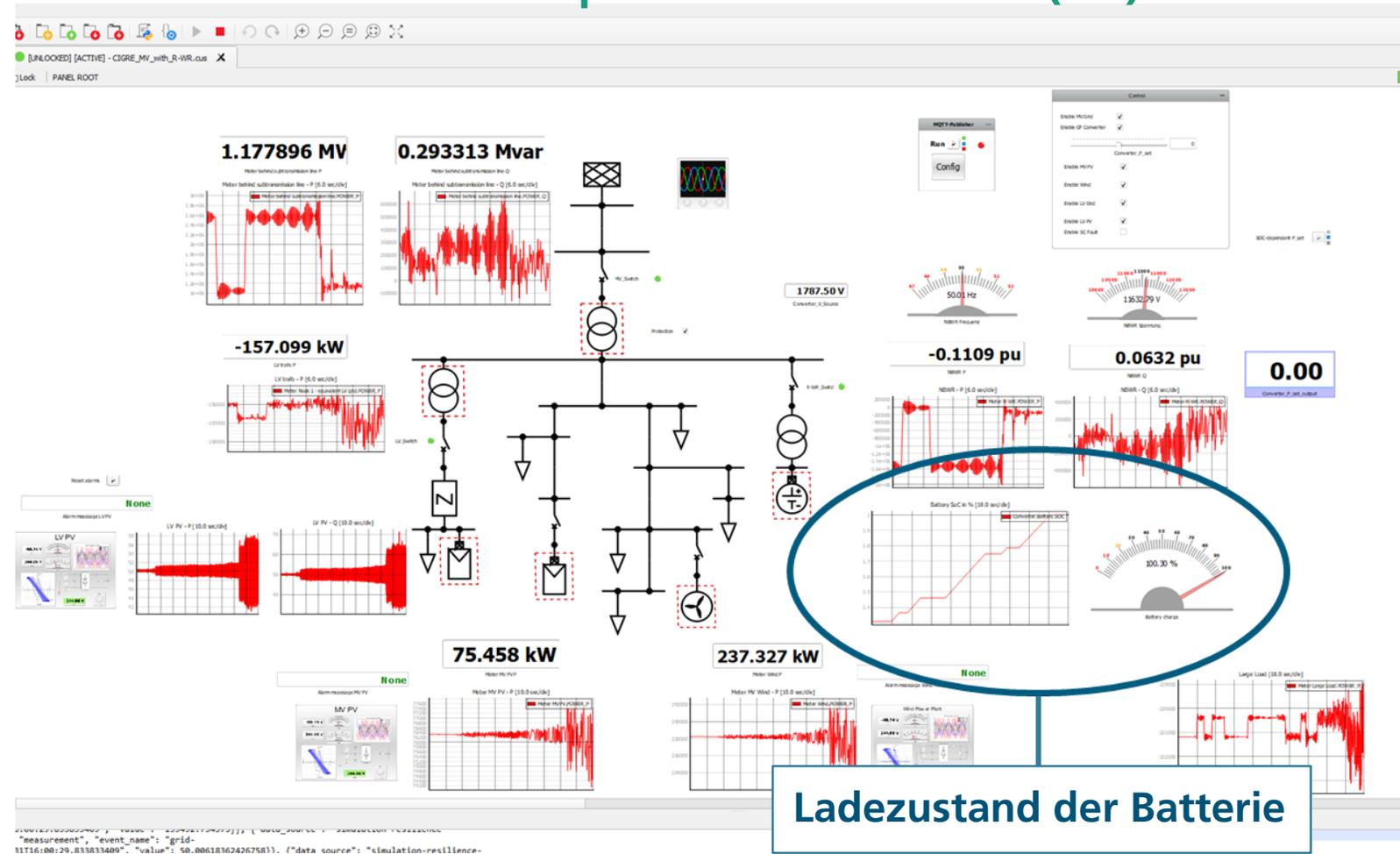


R-Monitor

Anwendungsbeispiel

- Kombination aus 2 KPIs wurde benutzt, um Kontrollsignal an Batteriewechselrichter in Simulation zu schicken
- Logik: KPI 1 (Wettervorhersage) + KPI 4 (potentielle Insellebensdauer) triggern bei $KPI\ 1 < 0.6$ und $KPI\ 4 < 1$ ein Laden der Batterie des Wechselrichters

Contolpanel der Simulation (ISE)



Resilienz-Monitor

Kaskaden in einem Netzwerk kritischer Infrastruktur werden mit CaESAR-Tool sichtbar gemacht

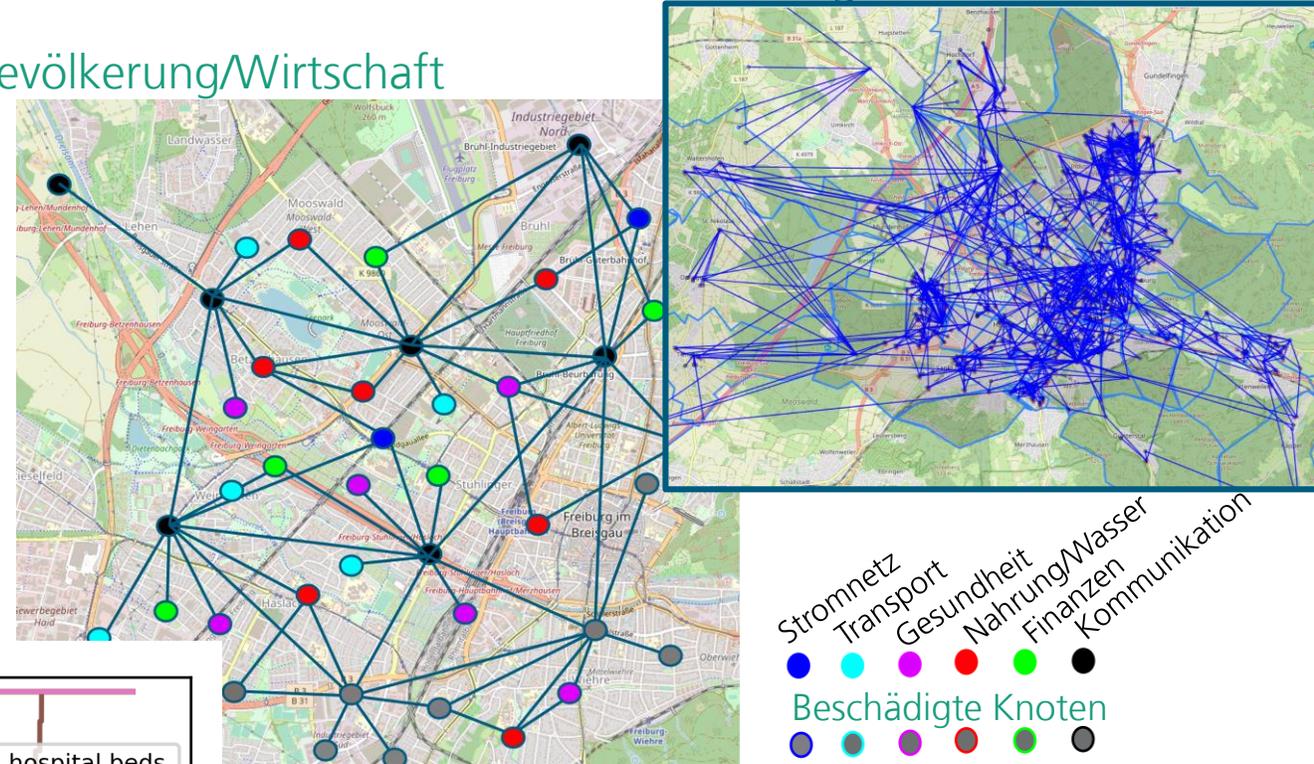
Einfluss von Stromausfällen auf kritische Infrastruktur/Bevölkerung/Wirtschaft wird simuliert

- Kritische-Infrastruktur-Netzwerk-Model für Freiburg

→ Open-Street-Map

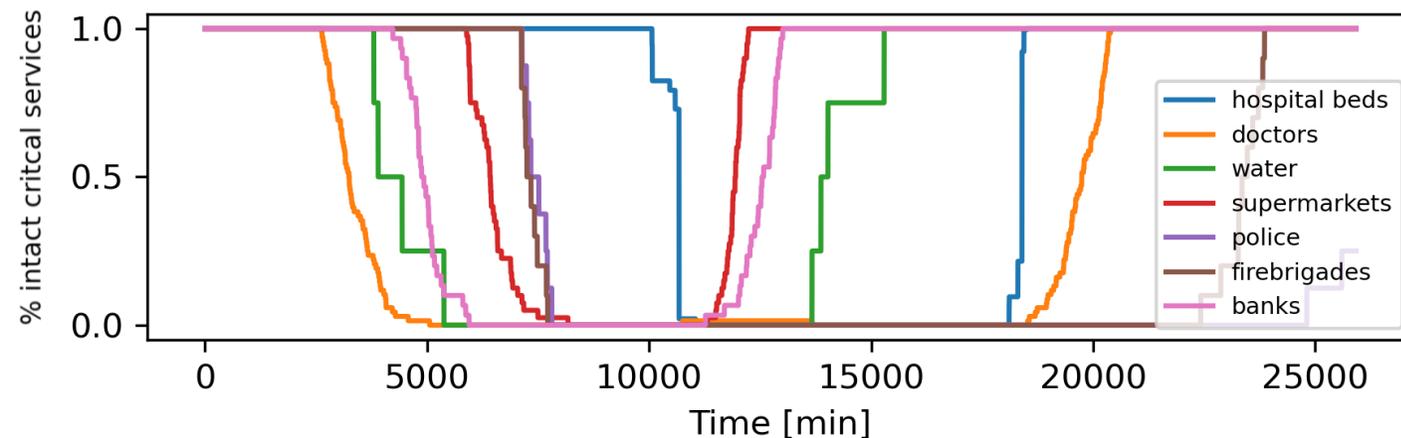
- Lebensdauern & Reparaturzeiten

→ T. Petermann „Was bei einem Blackout geschieht“, Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag, 2011



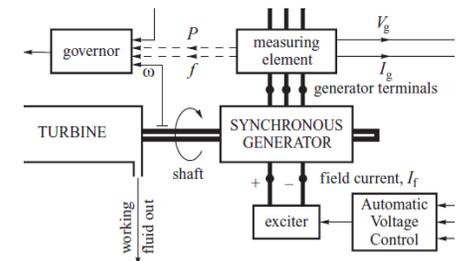
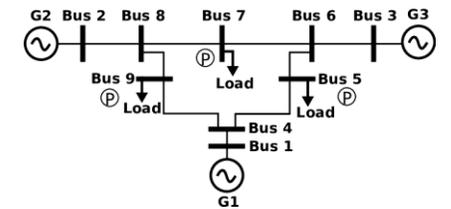
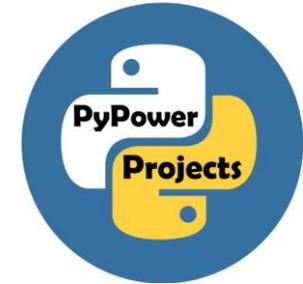
Das Szenario

- Großflächiger Blackout [~1 Woche]
- Sukzessiver Verlust verschiedener Infrastrukturbereiche



PyDyn

- Inhouse-Code implementiert in Python (Aufbauend auf MatDyn)
- Zeitbereichssimulation mit Separation differentieller und algebraischer Gleichungen
- Einbindung von PyPower zur Lastflussberechnung
- Einphasige Ersatzschaltbilder (Symmetrieannahme bzgl. der Phasen)
- Linear Netzgleichungen
- Explizite Zeitintegration (Heun-Verfahren)
- Modellierung der wichtigsten Betriebsmittel
 - Leitungen/Kabel,
 - Transformatoren,
 - Synchrongeneratoren mit Drehzahlreglern, AVR's and UELs
 - Lastmodelle (konstant Impedanz, konstante Leistung, frequenzabhängig)



Kopplung von PyDyn und QGIS

QGIS – ein freies geographisches Informationssystem

- Graphische Benutzeroberfläche
- Topologie-Spezifizierung
- Parametereingabe
- Ergebnisvisualisierung

The image displays several configuration windows from a QGIS-based power system simulation software:

- Busses - Objektattribute (Bus Properties):** Configures parameters for a PV-Node, including Active Power Demand (0 MW), Reactive Power Demand (0 MVar), Shunt Conductance (0 MW), Shunt Susceptance (0 MVar), Bus Area (1), Voltage Magnitude (1 p.u.), Voltage Angle (0 degree), Base Voltage (345 kV), and Bus Zone (1).
- Generators - Objektattribute (Static Generator Properties):** Configures power flow parameters such as Active power generator output (85 MW), Reactive power generator output (-10 MVar), Maximum reactive power output (300 MVar), and Voltage magnitude generator setpoint (1.025 p.u.).
- Generators_Dyn - Objektattribute (Dynamic Generator Properties):** Configures dynamic parameters like Generator Model Type (Fourth Order Model), Exciter Model Type (IEEE DC1A), Governor Model Type (General Speed Governor), Inertia Constant (5.74), and various time constants (T_d, T_q).
- Exciters_Dyn - Objektattribute (Exciter Properties):** Configures exciter controller parameters including Major regulator gain (K_a = 50), Exciter gain (K_e = -0.17), and various time constants (T_a, T_e, T_f).
- UEL_Dyn - Objektattribute (Under Excitation Limiter Properties):** Configures UEL controller parameters like Radius setting (K_{UR} = 1.8), Center setting (K_{UC} = 1.3799999999), and various limits (V_{URmax}, V_{UCmax}, V_{UImax}, V_{Uimin}).
- Governors_Dyn - Objektattribute (Governor Properties):** Configures governor controller parameters including Droop (K = 0), Time Constants (T₁, T₂, T₃), and Maximum/Minimum Valve Opening/Closing Speeds.

Background elements include a map of a region with power lines and bus locations, and a 'Generator Result' window showing a 'Genzbelastungsdiagramm' (load limit diagram) with a red operating point at approximately 157 MW and 0.95 power factor.

Konzeptionelles Beispiel

- **Beispielnetz: Deutsches Höchstspannungsnetz (SimBench Database)** zuzüglich vieler Annahmen bzgl. Dynamischer Parameter
- **Szenario: Trennung von drei Generatoren in einem Zeitintervall von zwei Sekunden**

Power-System Model

Network

Simbench-Code 1-EHV-mixed--0-no_sw
Voltage 380 kV, 220 kV
Supply Nodes 390

State

time 2016 January 01, 00:00:00
total load 25018 MW
total generation 26073 MW

Scenario

Event 1:

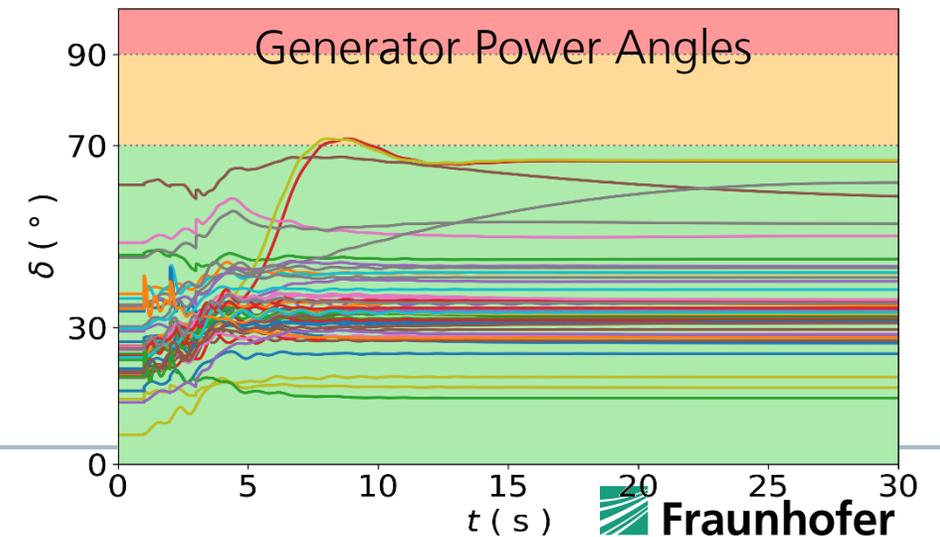
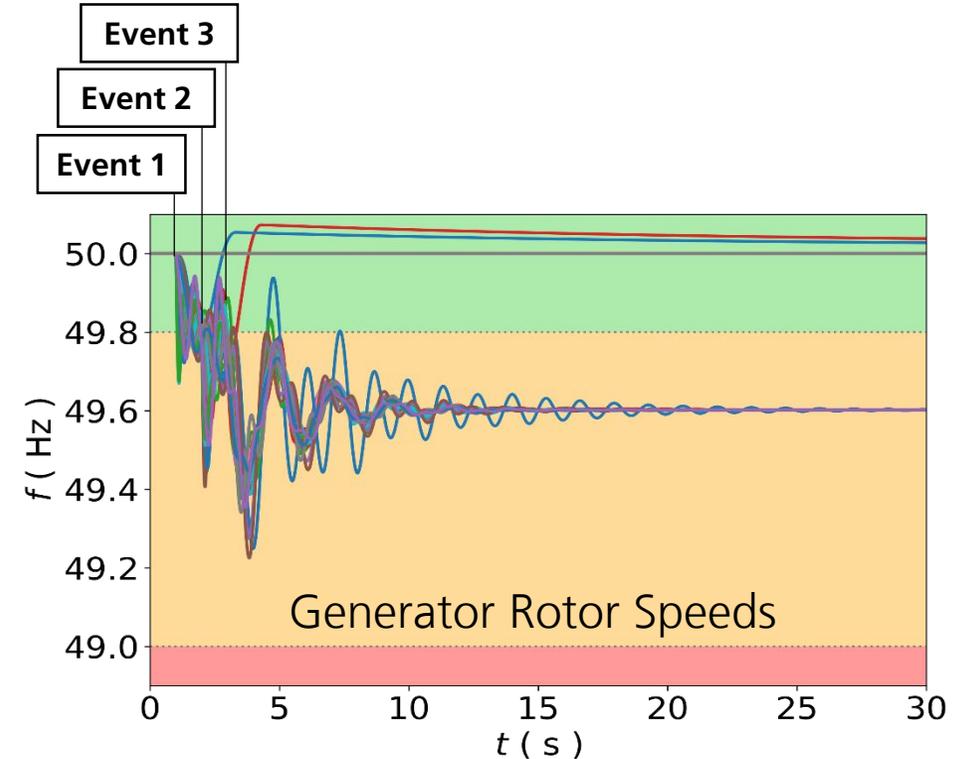
time 2016 January 01, 00:00:01
type Generator Tripping
generator #157
 $\Delta P = 2940$ MW

Event 2:

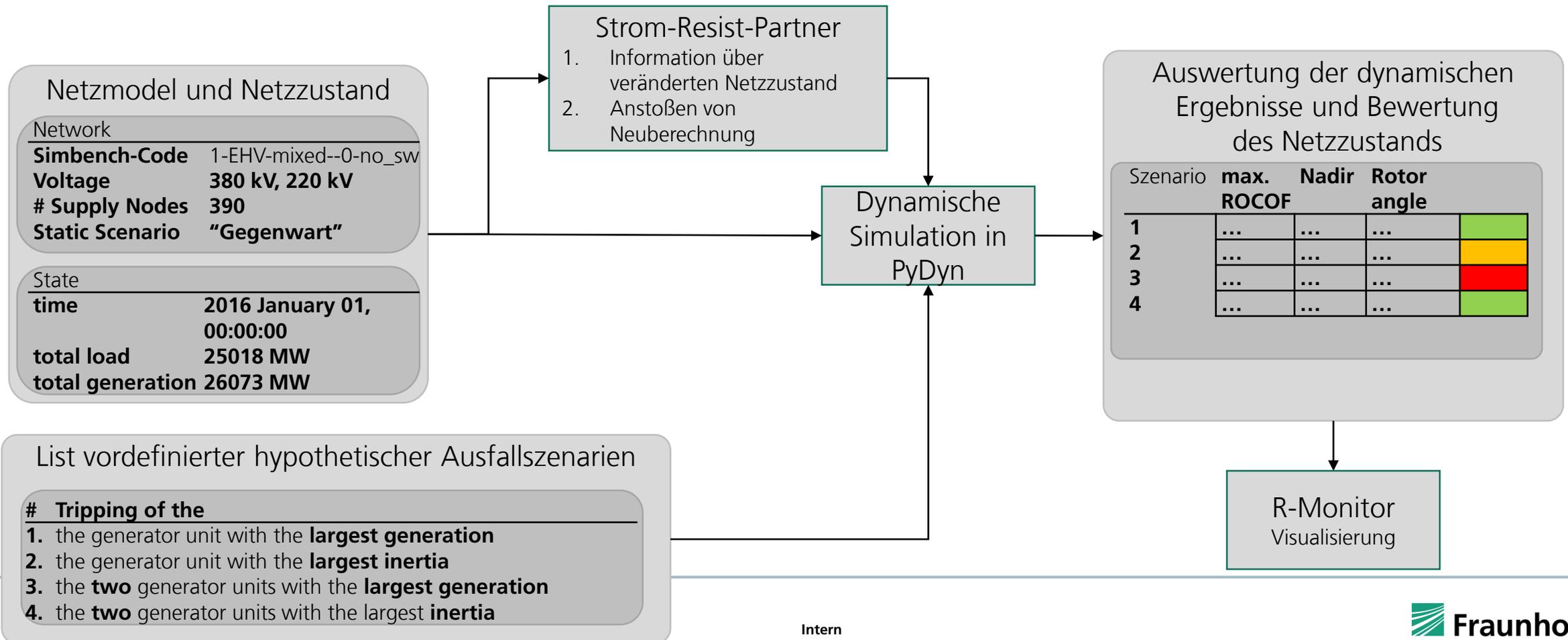
time 2016 January 01, 00:00:02
type Generator Tripping
generator #30
 $\Delta P = 2394$ MW

Event 3:

time 2016 January 01, 00:00:03
type Generator Tripping
generator #23
 $\Delta P = 2005$ MW



Integration von PyDyn in RESIST

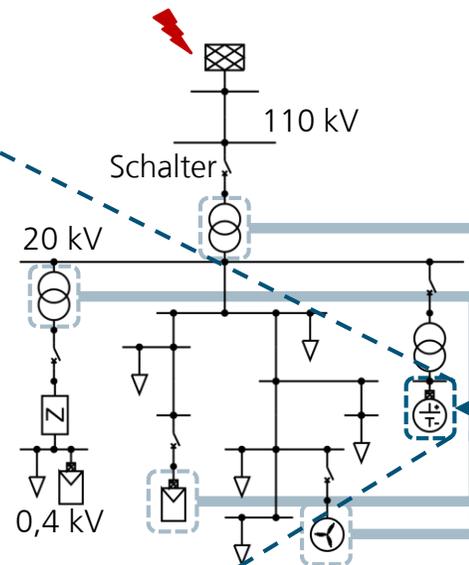
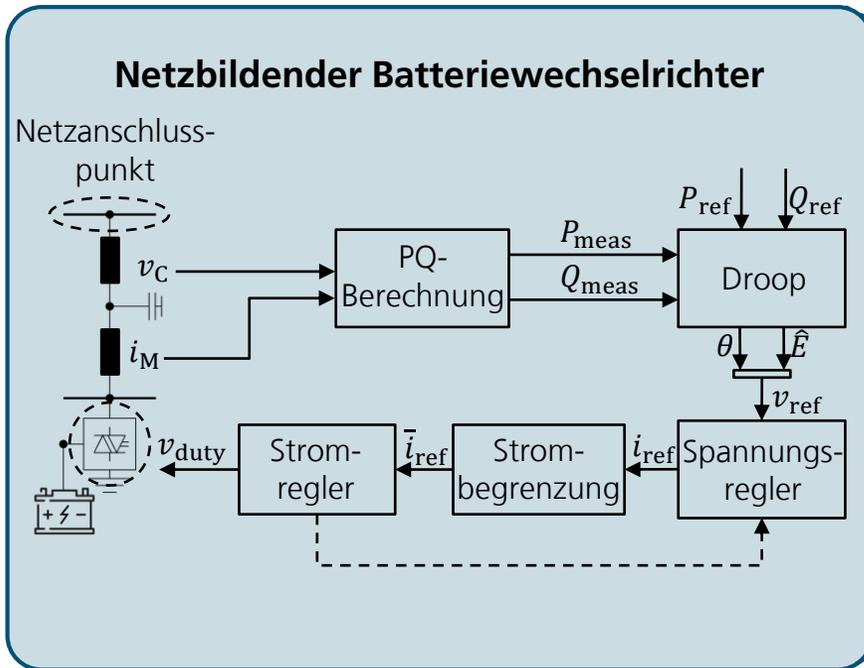


Netzinsel bei Naturkatastrophe

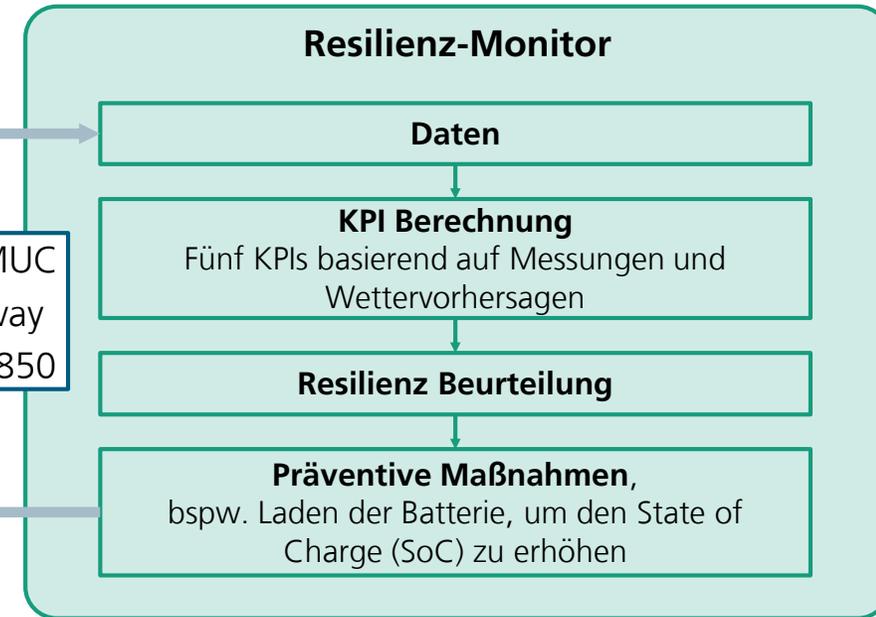
Kommunikation zwischen Resilienz-Monitor und netzbildendem Batteriewechselrichter

Echtzeitfähige Hardware-in-the-Loop

Simulationsumgebung im Digital Grid Lab



OpenMUC
Gateway
IEC 61850

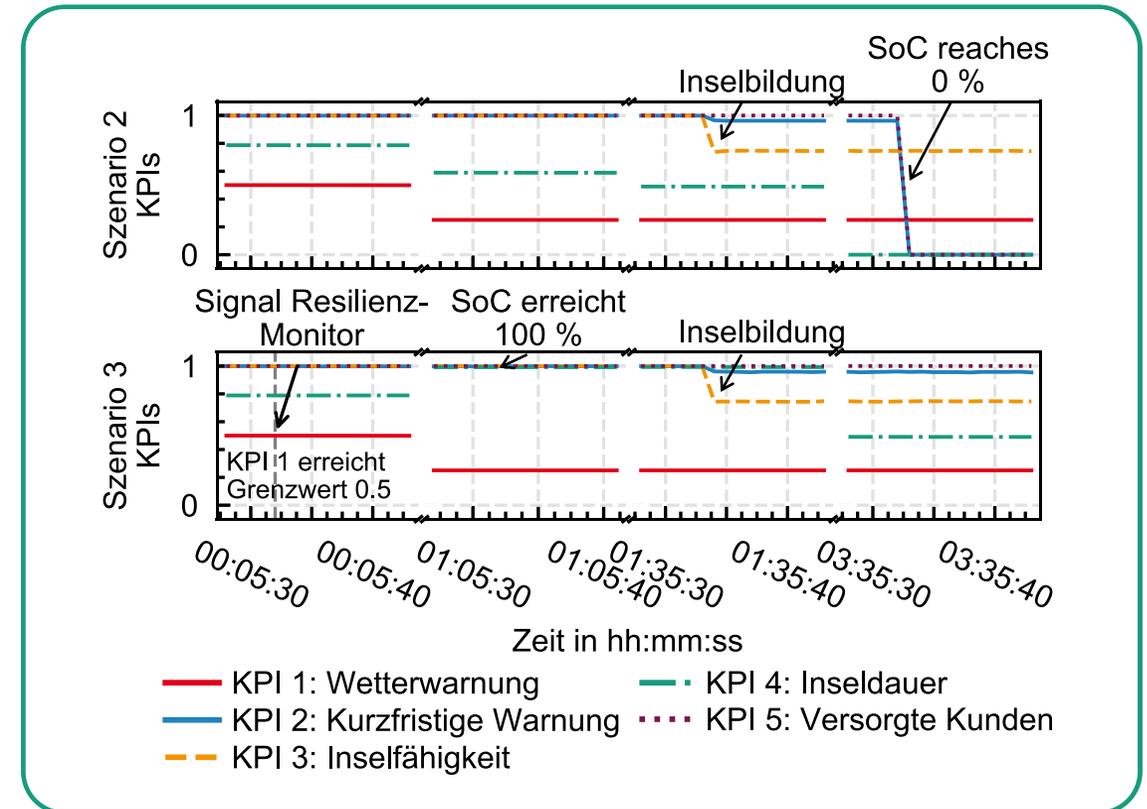
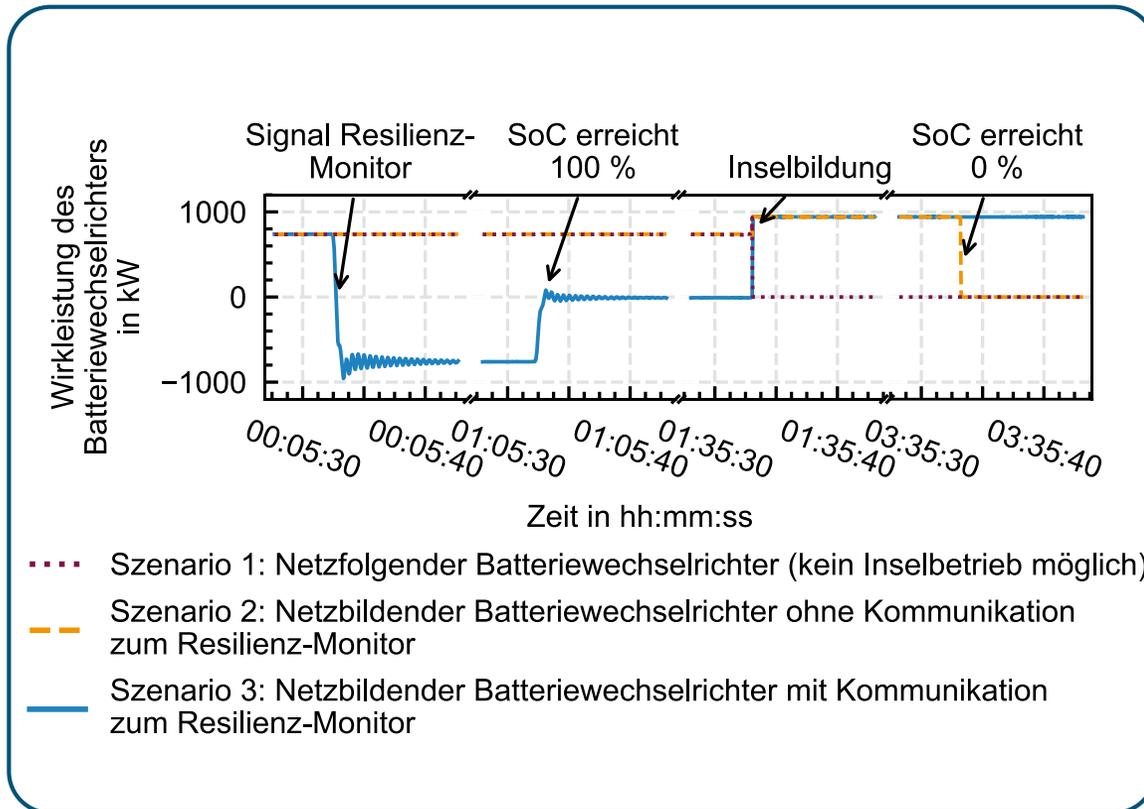


Netzinsel bei Naturkatastrophe

Kommunikation zwischen Resilienz-Monitor und netzbildendem Batteriewechselrichter

Referenz: Blackout in Münster 2005 – ein Schneesturm führt zu einem **Kurzschluss** im Hochspannungsnetz

→ **Abschaltung** eines 20 kV Netzes



Wärmepumpenbetriebsführung zur Steigerung der Resilienz

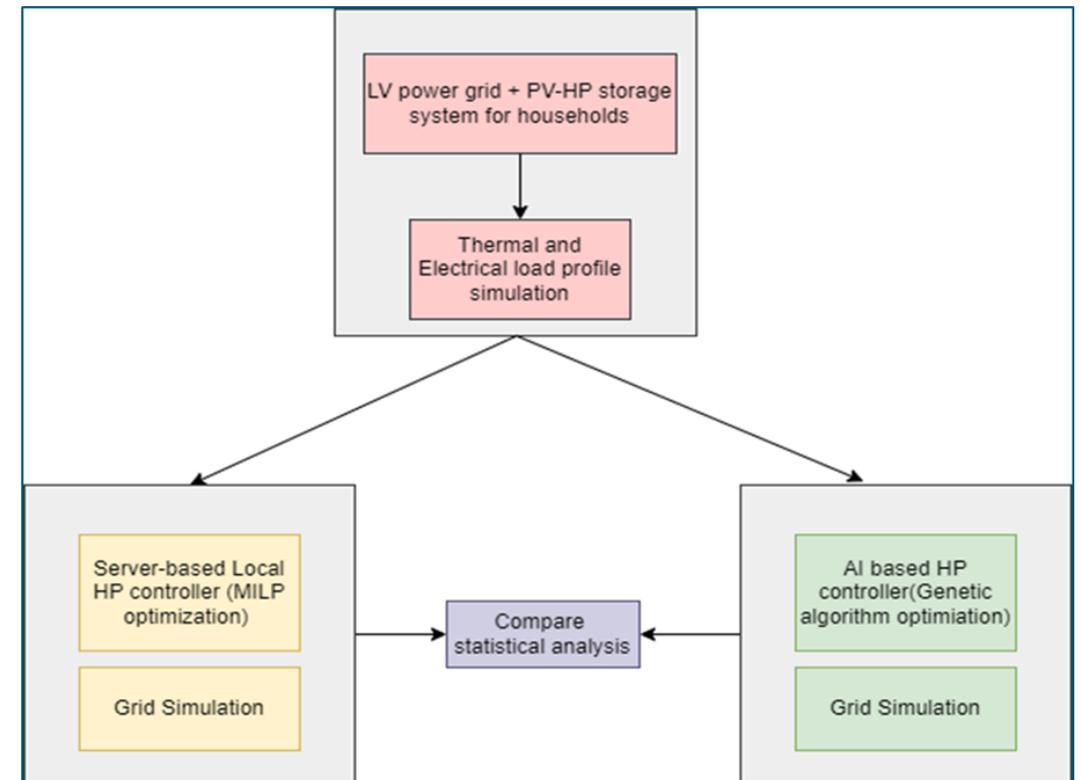
Angriff oder Ausfall der IKT-Infrastruktur:

- **Erzielte Ergebnisse:**

- Erstellung eines Stromnetzmodells (SimBench).
- Simulation und Einbindung thermischer und elektrischer Lastprofile.
- Entwicklung einer WP-Betriebsführung (MILP-Optimierung).
- ANN-Modellerstellung.

- **Nächste Schritte:**

- Einbindung von mehr thermischen und elektrischen Lastprofile.
- Aufbereitung von Trainingsdaten für das ANN Modell.
- Anwendung des ANN Algorithmus.
- Lastflussberechnung des Netzes mit Wärmepumpen.
- Vergleichen der Optimierung mit der ANN Betriebsführung



Digitale Station

Co-Simulation eines Umspannwerkes als Ergänzung eines physischen Testbeds

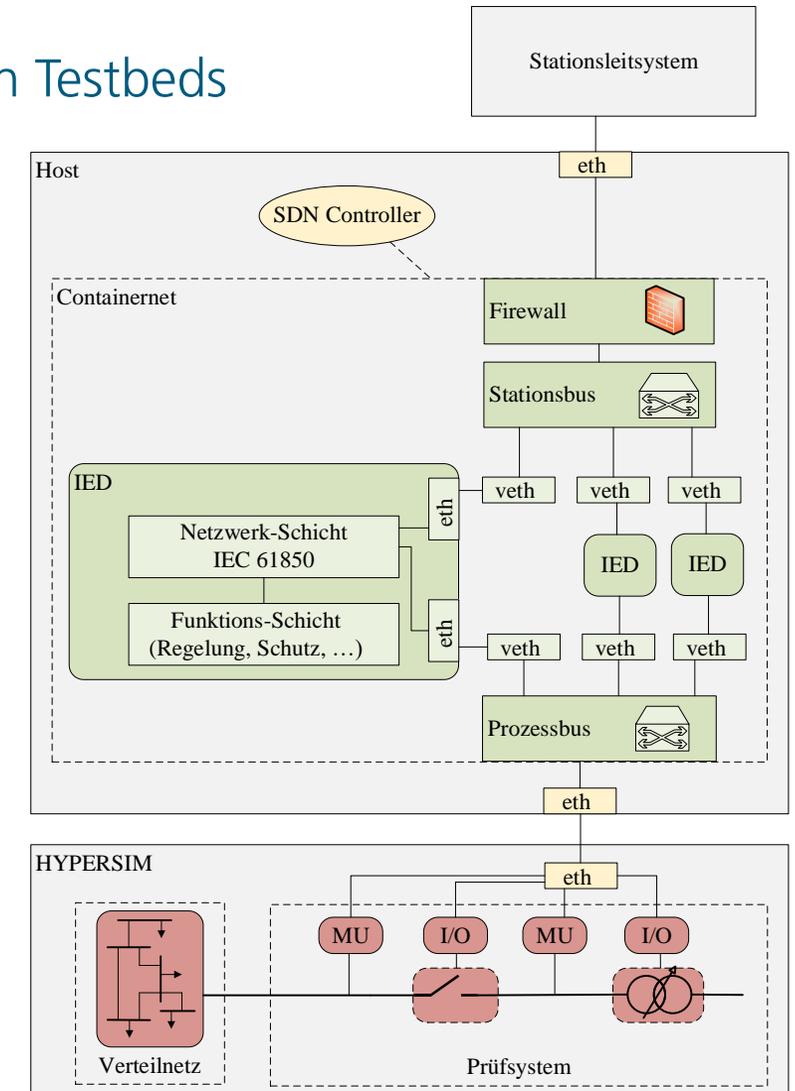
Entwicklung einer virtuellen Digitalen Station

- Umsetzung als **Co-Simulation** (Grid + IT)
 - **Grid**: Simulation elektr. Netze (Hypersim, RT-Sim)
 - **IT**: IT-Netzwerk-Emulation (Containernet)
 - Abbildung der Komponenten der **Stationsautomatisierung als virtuelle Instanzen**
 - Nutzung **von Container-basierter Virtualisierung**
 - Integration von **IEC 61850** Netzwerkschicht und Funktionsschicht

Notwendigkeit der virtuellen Abbildung sämtlicher Komponenten inkl. Kommunikations-Stack

→ **Bereitstellung von Informationen (z.B. Netzwerkverkehr) zur dezentralen Ermittlung von Cyber-Resilienz-Metriken**

- Datenmenge und Art bedarf dezentraler Verarbeitung und Interpretation



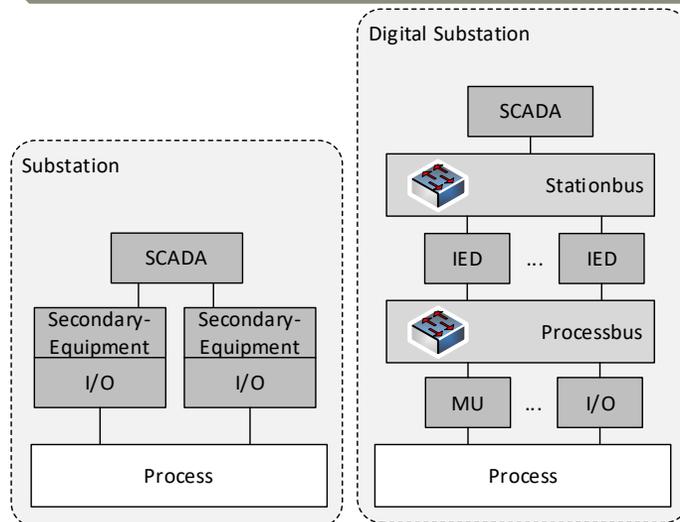
Digitale Station

Wandel der Stationsautomatisierung

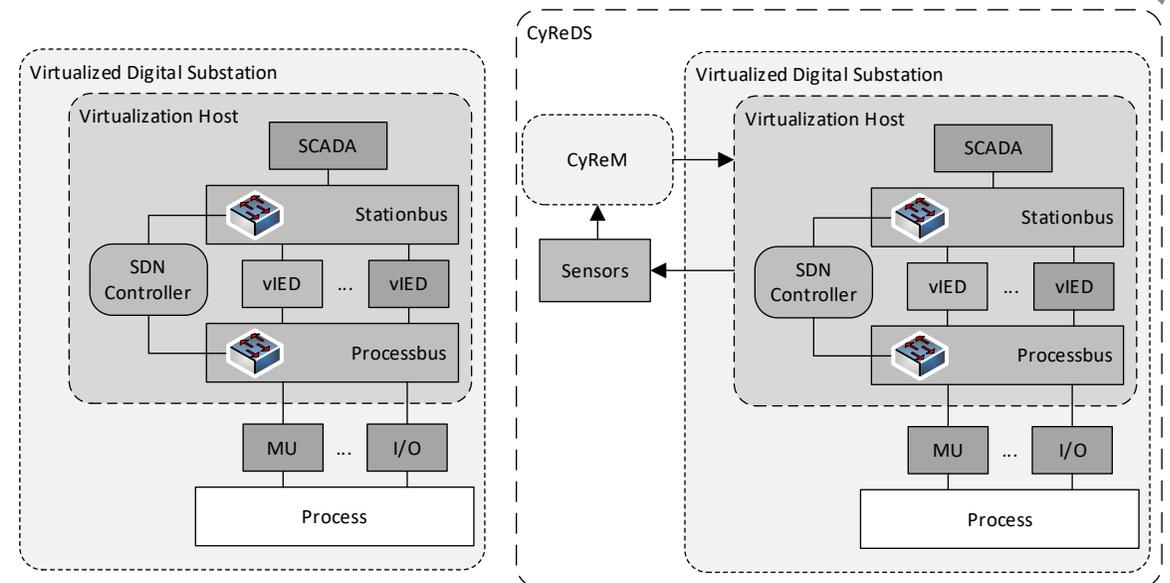
Cyber-Resilienz-Monitoring (CyReM) als Kern-Element einer Cyber-Resilienten Digitalen Station (CyReDS)

- Nutzung von Virtualisierung und Cyber-Resilienz-Management
- Ableiten von dezentralen R-Metriken (Cyber-Resilienz-Metriken)
- Veröffentlicht in at-Sonderheft:
 - <https://www.degruyter.com/document/doi/10.1515/auto-2023-0075/html>

Current Transformation in Substation Automation

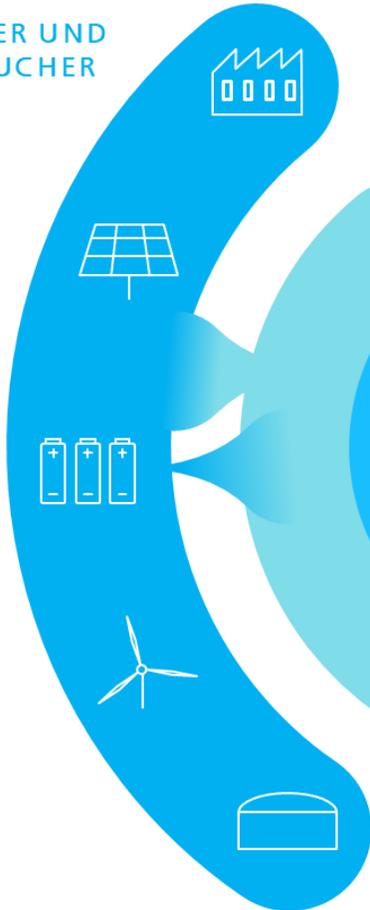


Proposed Transformation in Substation Automation



Virtuelles Kraftwerk

ERZEUGER UND
VERBRAUCHER



FEATURES
Aggregation
Visualisierung
Monitoring
Steuerung

ENERGY
CONNECT

IEC 104
OPC XML DA
PROFIBUS
Modbus, etc.

INTERFACES

EXTERNE
DATEN



Erzeugungsprognosen

Lastprognosen

TSO-Signale

Marktpreise

ZUSÄTZLICHE
MEHRWERTDIENSTE



Spotmarkt

Regelreserve

Blindleistung

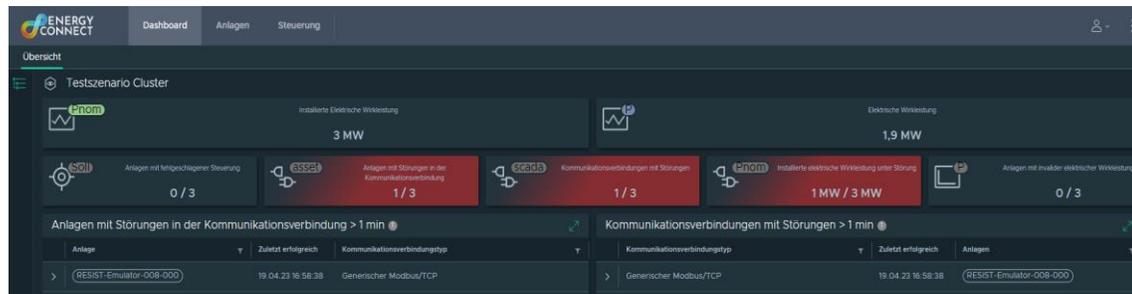
Engpassmanagement

Virtuelles Kraftwerk

Kommunikation zwischen Resilienz-Monitor und virtuellem Kraftwerk

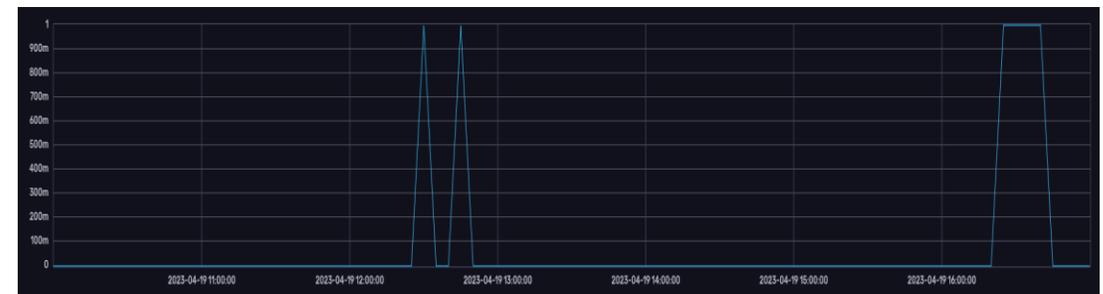
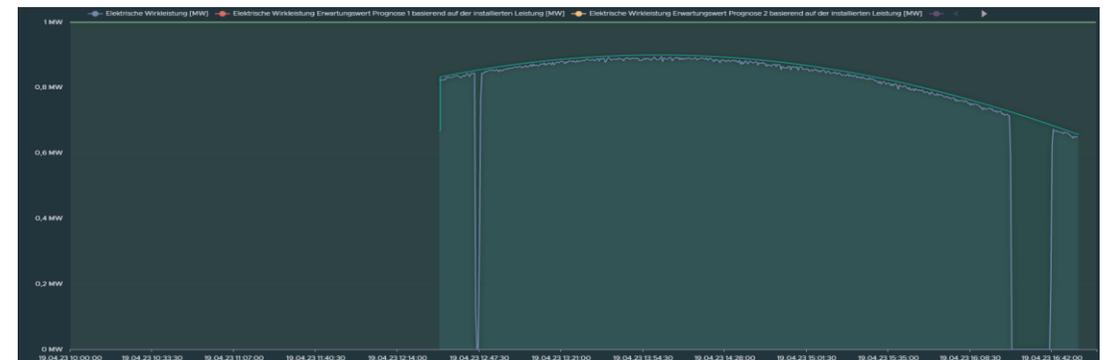
- **Erweiterung von Energy Connect um KPIs zur Resilienzbewertung**

- Anlagen mit fehlgeschlagener Steuerung
- Anlagen mit Störung in der Kommunikationsverbindung
- Kommunikationsverbindungen mit Störung
- Installierte elektrische Wirkleistung unter Störung
- Anlagen mit invalider elektrischer Wirkleistung



- **Integration von ML basiertes Monitoring einzelner Energieerzeuger**

- Basiert auf Normalverhaltensmodellen
- Erkennt Anomalien im Verhalten der Anlagen, diese können auf technische Störungen hinweisen



Virtuelles Kraftwerk

Kommunikation zwischen Resilienz-Monitor und virtuellem Kraftwerk

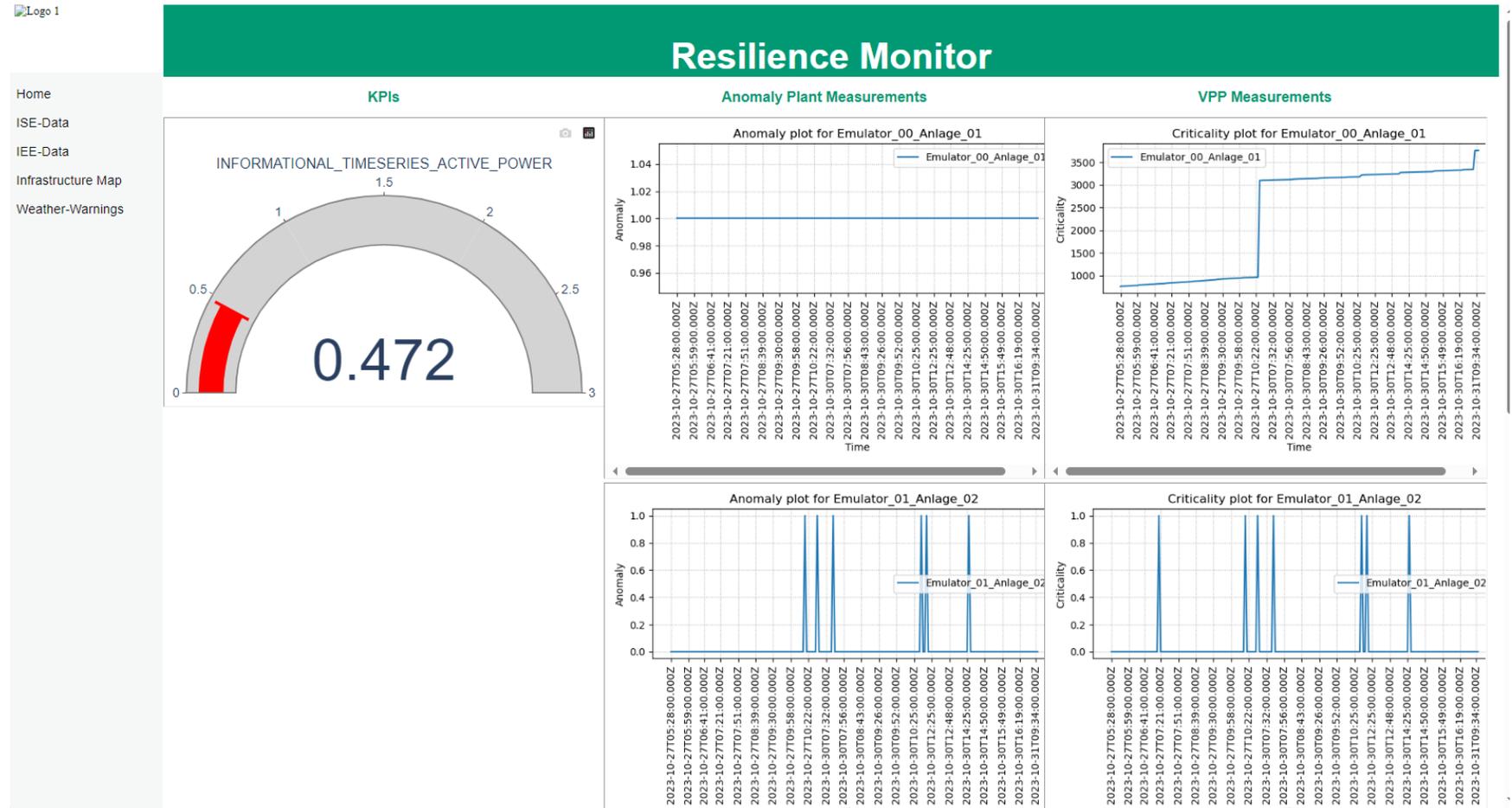
Erste Auswertungen konnten an den Resilienzmonitor übertragen werden

Positiv:

- Anomalieerkennung funktioniert und zeigt erste Anomalien für die Emulierten Anlagen

Herausforderung:

- Trainierten Modelle müssen auf möglichst normalem Verhalten lernen
- Falsch/Positiv – Rate ist ansonsten zu hoch

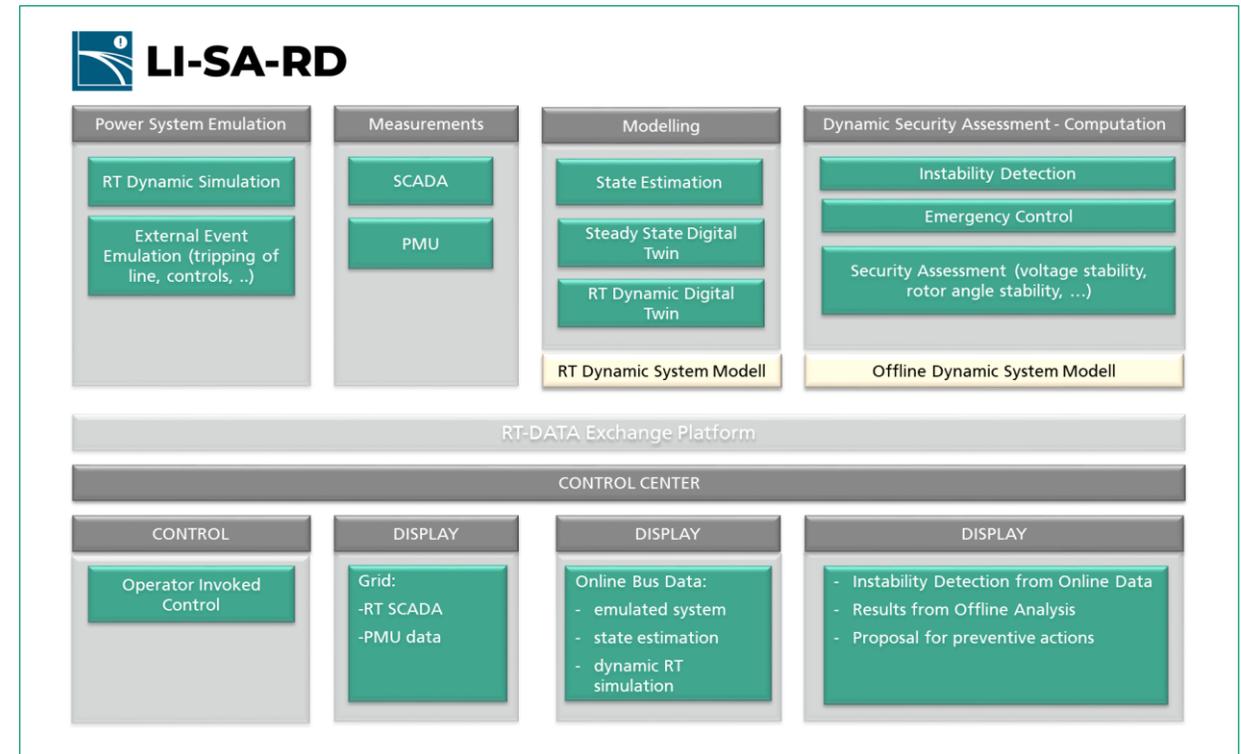


Das Fraunhofer IEE DSA-Tool - LI-SA-RD

- Modular aufgebautes System für die Forschung und Entwicklung der Verfahren für die dynamische Sicherheitsbewertung in stromrichterdominierten Netzen
- Dynamische Netzsicherheitsanalysen inklusive RMS-Simulationen und stabilisierende Maßnahmen können für den Einsatz in der Systemführung erforscht und entwickelt werden
- Online Analyse der Systemstabilität
- Vorschläge für stabilisierende Maßnahmen

Aufbau

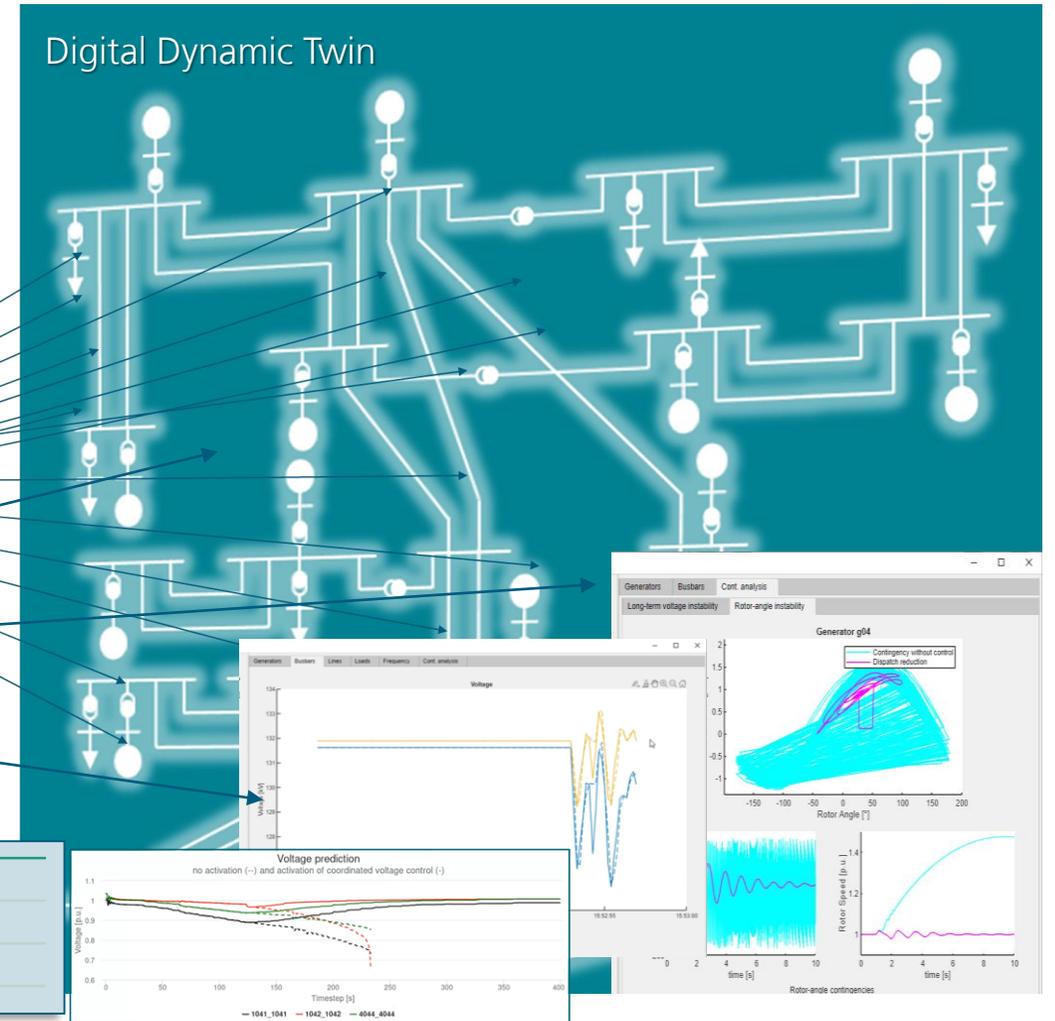
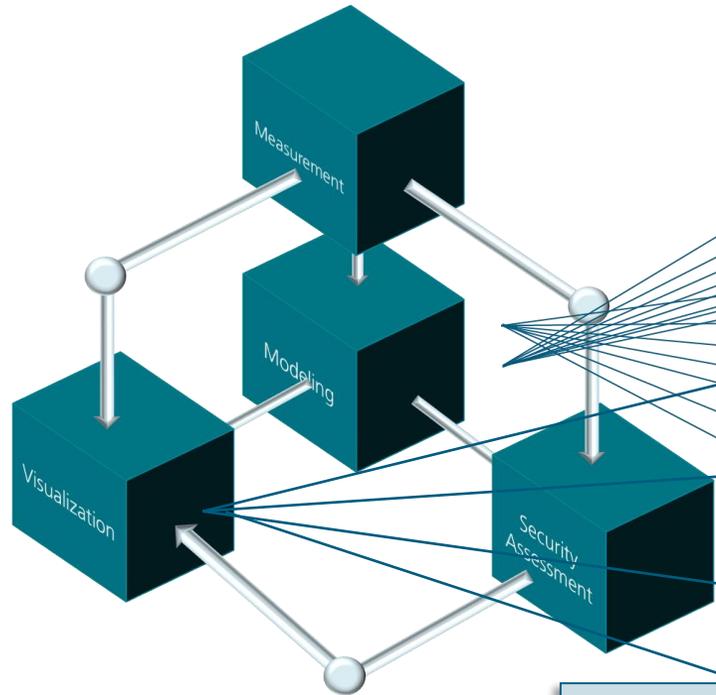
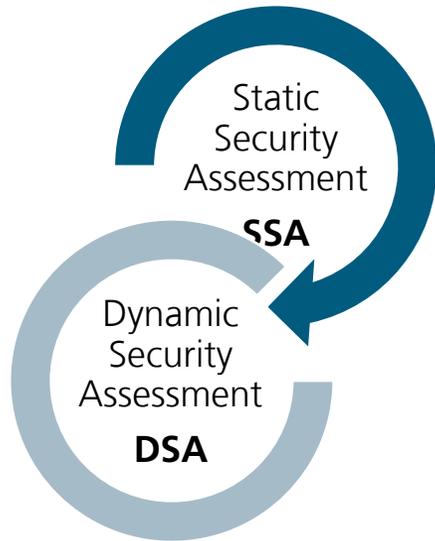
- Power System Emulation: Echtzeit-RMS Simulation des Energiesystems
- Measurements: Erfassung von Messwerten aus der Power System Emulation oder aus dem realen Netz
- Modelling: Zustandsschätzung, Erstellung Lastflussmodell, Erstellung dynamisches Modell
- D.S.A. Computation: Netzsicherheitsbewertung, Instabilitätserkennung, Notfallregelungen, u.a..
- Control Center: Steuerung und Systemüberwachung



Das Fraunhofer IEE DSA-Tool - LI-SA-RD



LI-SA-RD



Stabilising actions

Prio 1: ...

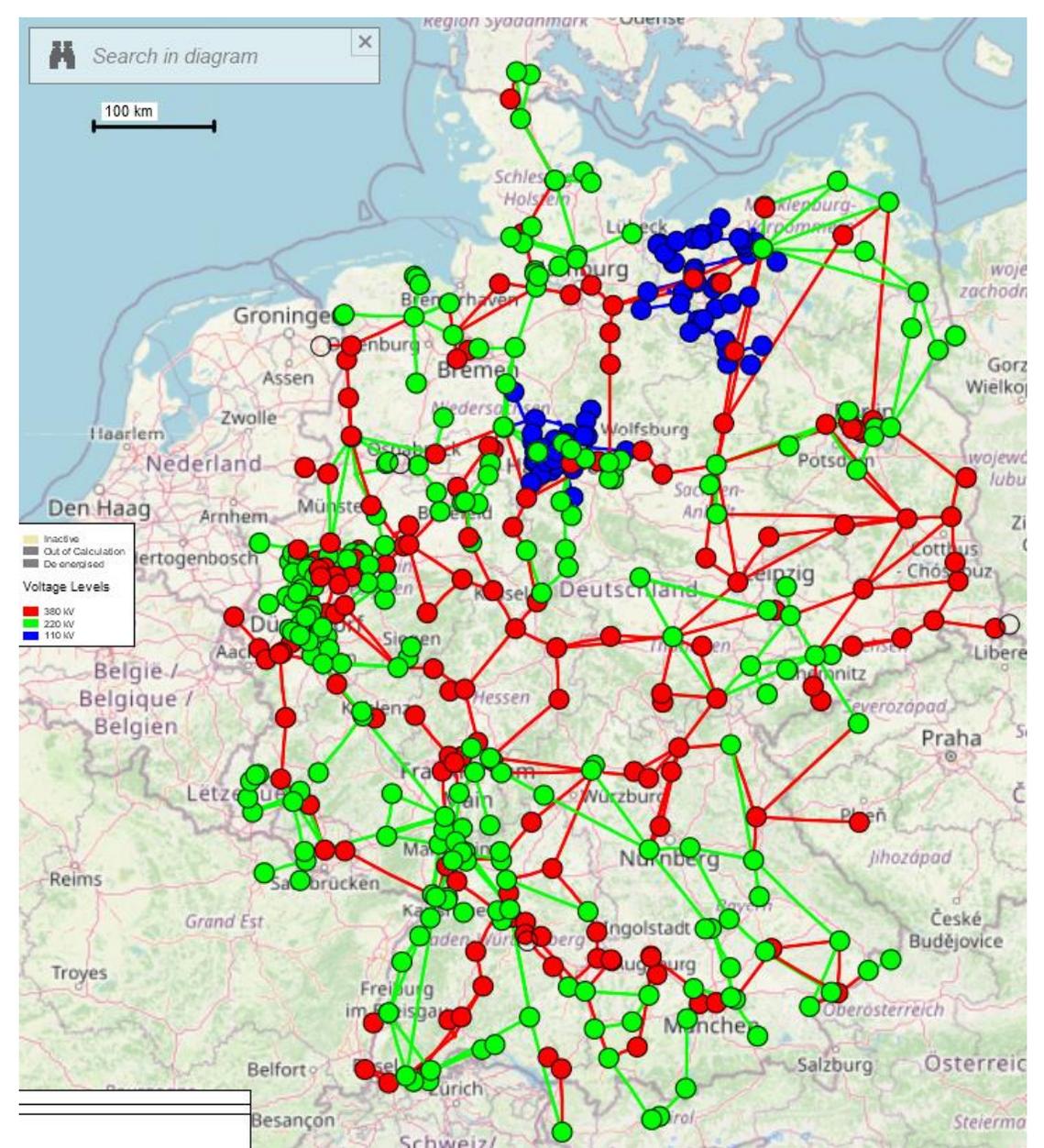
Prio 2: ...

Prio 3: ...

LI-SA-RD/RESIST Transmission network

- Das SIMBENCH [1] Übertragungsnetzmodell wurde implementiert und dynamisiert
- SIMBENCH dataset: 1-EHV-HV-mixed-all-0-sw.
 - 380 kV
 - 220 kV
 - 110 kV
 - 20 kV (und 400 V auch verfügbar)

[1] <https://simbench.de/en/>



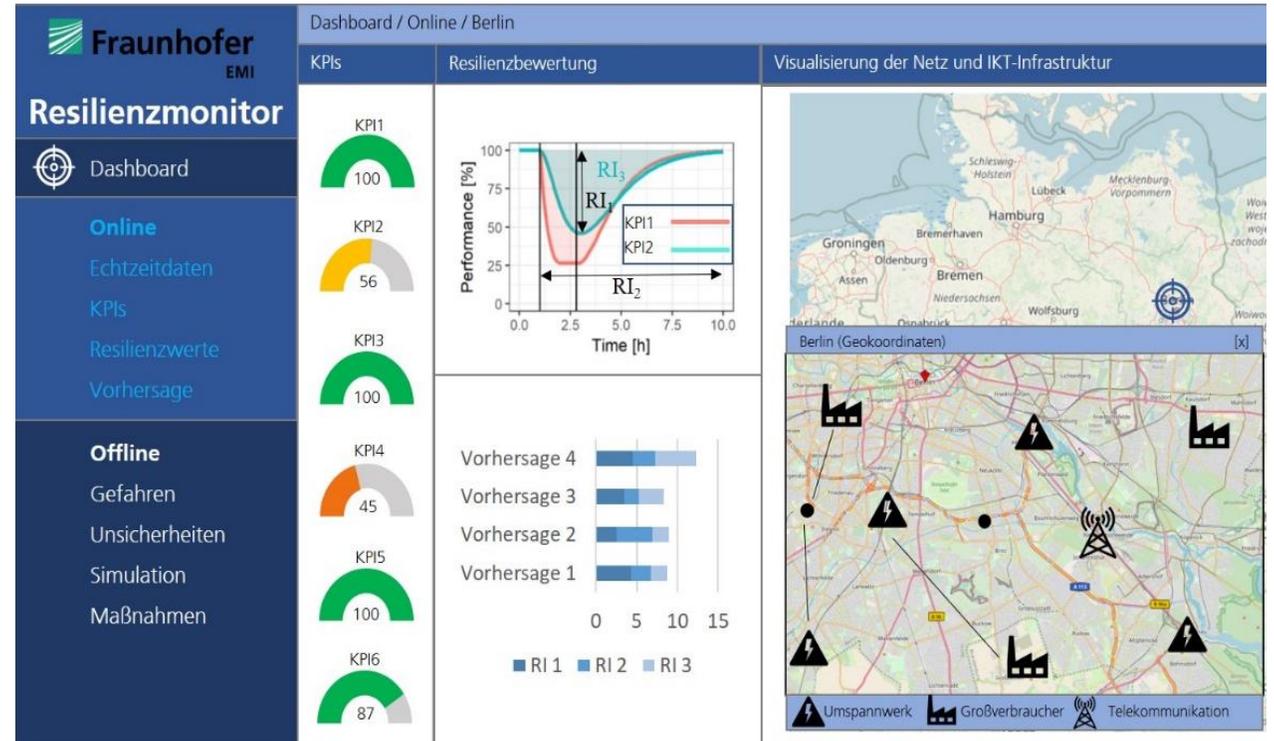
LI-SA-RD im Resilienzmonitor

Anwendung

- Dynamische Stabilitätsbewertung im Verbundnetz (dynamisierten Simbench HöS/HS/MS)
- Berechnung und Lieferung der Stabilitätsindikatoren
 - Generator Angle Index (GAI)
 - Static Voltage Index (SVI)
 - Damping Index (DI)
 - Dynamic Generator Angle Index (DGAI)
 - Dynamic Voltage Index (DVI)
 - Critical Clearing Time (CCT)
 - Low Voltage Ride Through compliance (LVRT)¹
 - High Voltage Ride Through compliance (HVRT)¹
 - Loss of synchronism (Pole-slip)
 - Voltage Sensitivity Index (VSI)
 - Angle Sensitivity Index (ASI)

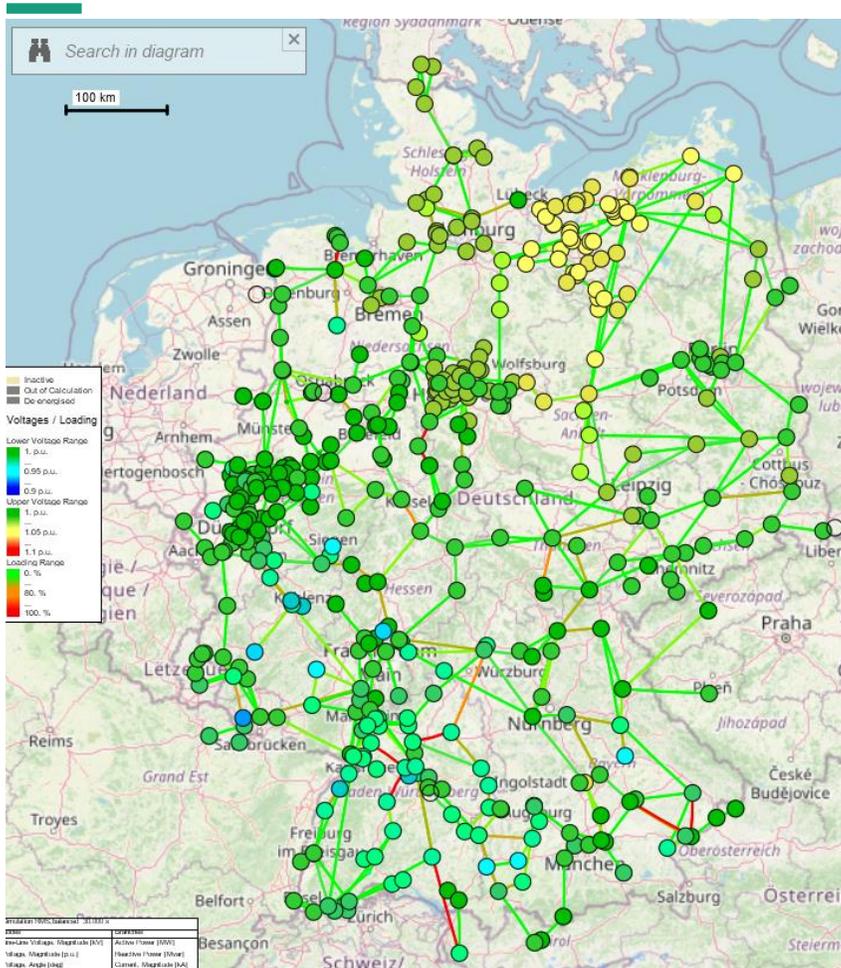
Schnittstelle für den Datenaustausch

- z.B. MQTT, KAFKA



¹ Laut FNN, VDE-AR-N 4130, Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Höchstspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Höchstspannung), 2018

Voltage Sensitivity Index (VSI) - Beispiel



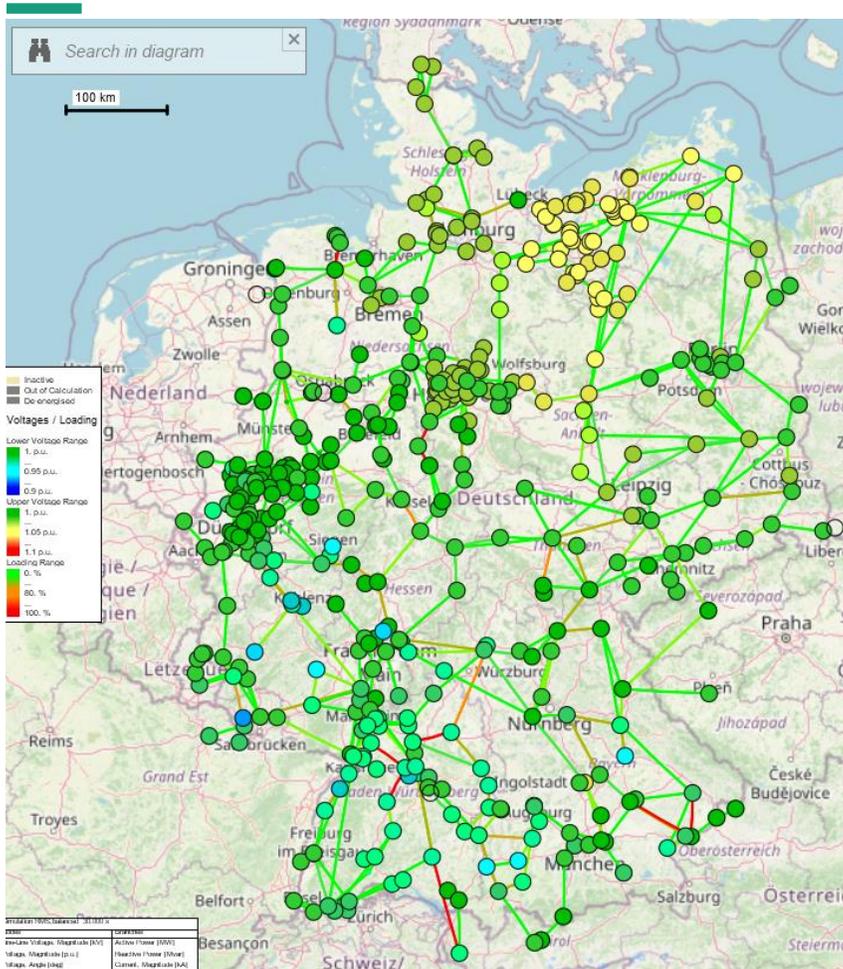
```
def voltage_sensitivity_index(self,
    monitored_buses,
    list_contingencies,
    alarm_threshold_pct = 2,
    danger_threshold_pct = 5):
    :
    :code
    :
    return(df_voltages, df_deltaV, alarm_cases, danger_cases)
```

Eingaben:

- `monitored_buses`: die Liste der Knoten, die überwacht werden müssen, z. B. nur die 380-kV-Knoten, nur 220-kV-Knoten, alle Knoten usw.
- `list_contingencies`: ist eine Liste von Betriebsmitteln, die für Fehlerfälle betrachtet werden sollen (eines nach dem anderen), z. B. alle 380-kV-Leitungen und eine Teilmenge der größten Generatoren.
- `alarm_threshold_pct` and `danger_threshold_pct`: „Gefahren“-Liste mit den Fällen, in denen die Spannungsänderung größer als „danger_threshold_pct“ (in %) ist. Ähnliches gilt für `alarm_threshold_pct`.¹

¹ 50Hertz, Amprion, Tennet TSO, Transnet BW, „Deutsches Grenzwertkonzept - Regeln zur Ermittlung und Überwachung von Grenzwerten für die Systemführung des deutschen Übertragungsnetzes,“ Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 2021.

Voltage Sensitivity Index (VSI) - Beispiel



Ergebnis:

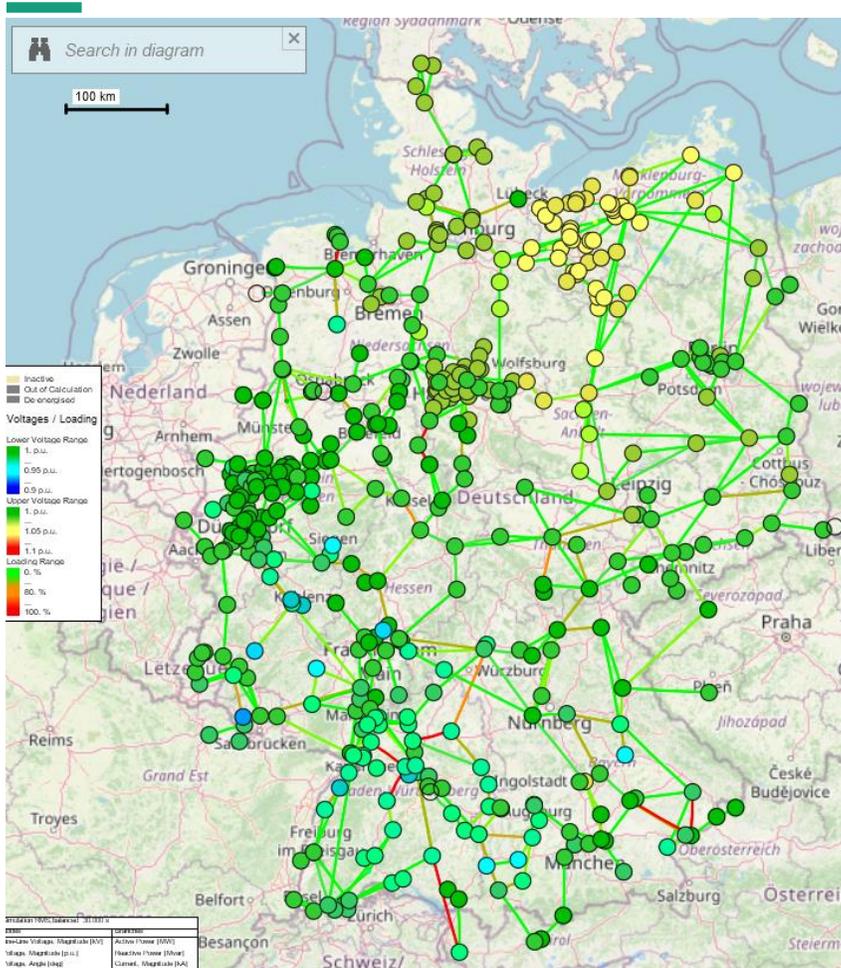
- `df_voltages`: Python-DataFrame, der die Spannungen an den überwachten Knoten vor dem Fehlerfall und für alle berücksichtigten Fehlerfälle enthält. Der DataFrame kann bei Bedarf als `.csv` exportiert werden.

`list_contingencies`

	A	B	C	D	E	F	G	H	I
1	Bus_name	Pre_cont_Voltage	EHV Line 10	EHV Line 100	EHV Line 102	EHV Line 103	EHV Line 104	EHV Line 105	EHV Line 106
2	EHV Bus 101	1.008862334	1.008893692	1.00950538	1.008978751	1.008864301	1.008862828	1.008856681	1.009076132
3	EHV Bus 102	1.008862334	1.008893692	1.00950538	1.008978751	1.008864301	1.008862828	1.008856681	1.009076132
4	EHV Bus 103	1.016285985	1.01665592	1.019813978	1.017077664	1.016295405	1.016288847	1.01625128	1.01770943
5	EHV Bus 104	1.016285985	1.01665592	1.019813978	1.017077664	1.016295405	1.016288847	1.01625128	1.01770943
6	EHV Bus 105	1.002467152	1.002488935	1.002220201	1.002524574	1.002473195	1.002468176	1.002470229	1.002456286
7	EHV Bus 106	1.002467152	1.002488935	1.002220201	1.002524574	1.002473195	1.002468176	1.002470229	1.002456286
8	EHV Bus 107	1.004449666	1.004491239	1.004098908	1.004546935	1.004457632	1.004451984	1.004451518	1.004461912
9	EHV Bus 108	1.004449666	1.004491239	1.004098908	1.004546935	1.004457632	1.004451984	1.004451518	1.004461912
10	EHV Bus 109	0.995434476	0.996422843	0.99456626	0.996295248	0.995442879	0.995436254	0.99542587	0.996852478
11	EHV Bus 1011	1.010764446	1.010786031	1.011103095	1.010804796	1.010768824	1.010765823	1.010681055	1.011849196
12	EHV Bus 1013	1.010764446	1.010786031	1.011103095	1.010804796	1.010768824	1.010765823	1.010681055	1.011849196

monitored_buses

Voltage Sensitivity Index (VSI) - Beispiel



Ergebnis:

- `alarm_cases`: eine Python-Liste mit allen Fällen, in denen die Spannungsänderung (Absolutwert) größer als der maximal zulässige Wert ist → `alarm_threshold_pct` (in dem Beispiel 2%)

`list_contingencies`

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
1	Bus_name	Pre_cont_Voltage	EHV Line 10	EHV Line 100	EHV Line 102	EHV Line 103	EHV Line 104	EHV Line 105	EHV Line 106	EHV Line 107	EHV Line 108	EHV Line 109
247	EHV Bus 295	0	0.000568703	-0.002888977	-0.001323107	-0.073828971	0.00117243	0.001077168	0.000991593	-0.010098422	0.065962214	-0.00152038
248	EHV Bus 296	0	0.000568703	-0.002888977	-0.001323107	-0.073828971	0.00117243	0.001077168	0.000991593	-0.010098422	0.065962214	-0.00152038
249	EHV Bus 647	0	0.000568703	-0.002888977	-0.001323107	-0.073828971	0.00117243	0.001077168	0.000991593	-0.010098422	0.065962214	-0.00152038
250	EHV Bus 648	0	0.000568703	-0.002888977	-0.001323107	-0.073828971	0.00117243	0.001077168	0.000991593	-0.010098422	0.065962214	-0.00152038
251	EHV Bus 1388	0	-0.000479032	-0.003553606	0.000686449	-0.000109322	-0.001545467	-0.000589946	-0.001423104	-0.001391177	-2.427612137	0.0011286
252	EHV Bus 297	0	-0.000479032	-0.003553606	0.000686449	-0.000109322	-0.001545467	-0.000589946	-0.001423104	-0.001391177	-2.427612137	0.0011286
253	EHV Bus 298	0	-0.000479032	-0.003553606	0.000686449	-0.000109322	-0.001545467	-0.000589946	-0.001423104	-0.001391177	-2.427612137	0.0011286
254	EHV Bus 758	0	-0.000479032	-0.003553606	0.000686449	-0.000109322	-0.001545467	-0.000589946	-0.001423104	-0.001391177	-2.427612137	0.0011286

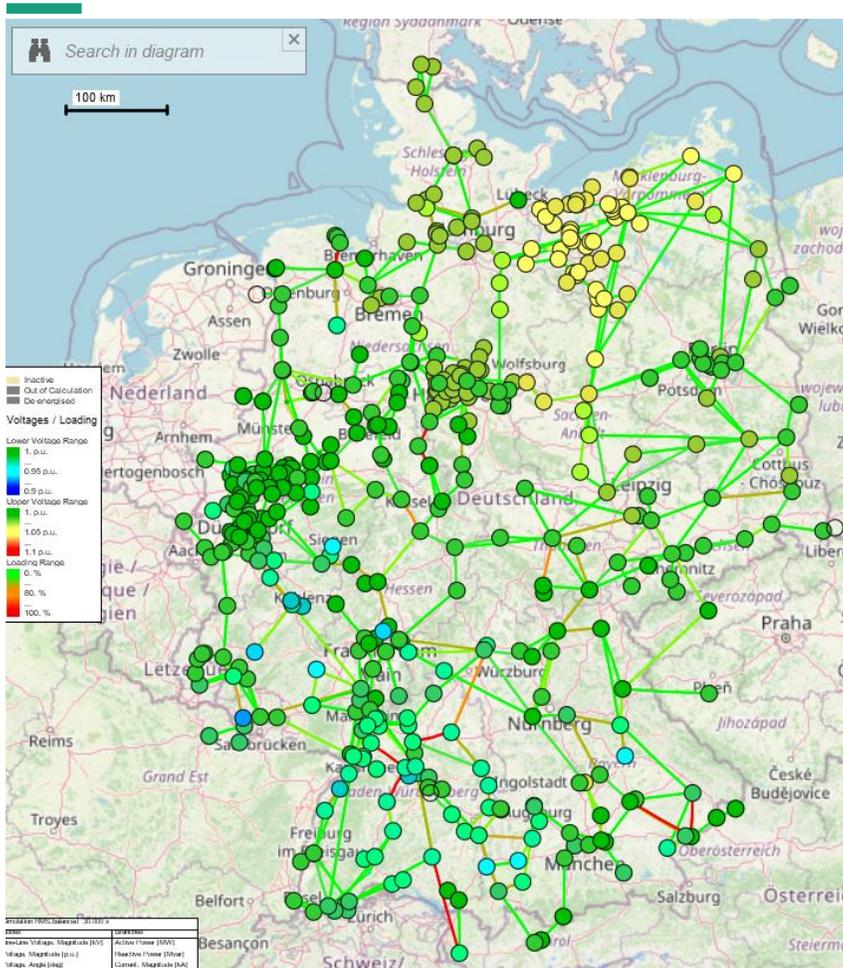
monitored_buses

`alarm_cases`

`[('EHV Bus 1388', 'EHV Line 108'), ('EHV Bus 297', 'EHV Line 108'), ('EHV Bus 298', 'EHV Line 108'), ...]`

Alarm am Bus „EHV-Bus 1388“ beim Ausschalten der Leitung „EHV-Line 108“

Voltage Sensitivity Index (VSI) - Beispiel



Ergebnis:

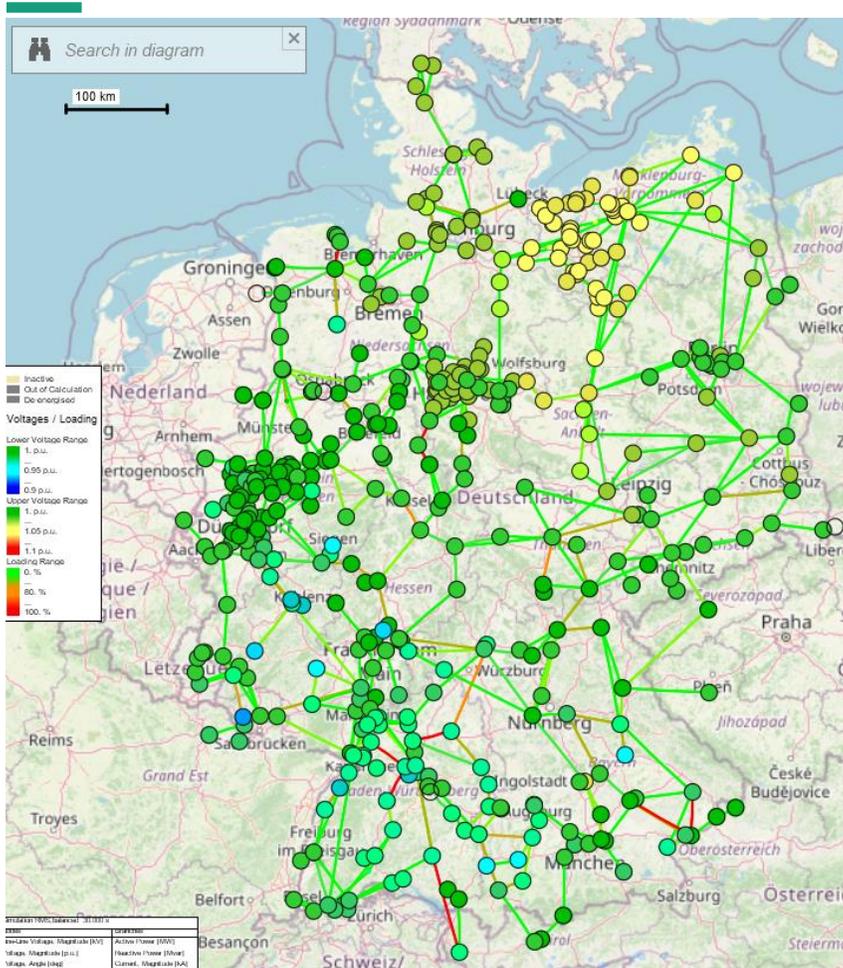
- `df_deltaV` : Es enthält die Änderung (in %) der Spannungen nach dem Fehlerfall.

`list_contingencies`

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	EI
1	Bus_name	EHV Line 10	EHV Line 100	EHV Line 102	EHV Line 103	EHV Line 104	EHV Line 105	EHV Line 106	EHV Line 107	EI
2	EHV Bus 101	0.003108252	0.063739715	0.011539384	0.000195004	4.89E-05	-0.000560356	0.021192017	0.00958808	-
3	EHV Bus 102	0.003108252	0.063739715	0.011539384	0.000195004	4.89E-05	-0.000560356	0.021192017	0.00958808	-
4	EHV Bus 103	0.036400667	0.347145627	0.077899193	0.000926857	0.000281619	-0.003414894	0.140063434	0.067042183	-
5	EHV Bus 104	0.036400667	0.347145627	0.077899193	0.000926857	0.000281619	-0.003414894	0.140063434	0.067042183	-
6	EHV Bus 105	0.002173004	-0.024634319	0.005728064	0.000602833	0.00010223	0.000306997	-0.001083912	0.00323598	-
7	EHV Bus 106	0.002173004	-0.024634319	0.005728064	0.000602833	0.00010223	0.000306997	-0.001083912	0.00323598	-
8	EHV Bus 107	0.004138839	-0.034920454	0.009683756	0.00079304	0.000230703	0.000184362	0.001219121	0.00623678	-
9	EHV Bus 108	0.004138839	-0.034920454	0.009683756	0.00079304	0.000230703	0.000184362	0.001219121	0.00623678	-
10	EHV Bus 109	0.099289941	-0.087219803	0.086471985	0.000844068	0.000178599	-0.000864613	0.142450547	0.163714153	-
11	EHV Bus 1011	0.002135576	0.033504248	0.003992034	0.000433167	0.000136221	-0.008250274	0.107319802	0.001621872	-
12	EHV Bus 1013	0.002135576	0.033504248	0.003992034	0.000433167	0.000136221	-0.008250274	0.107319802	0.001621872	-
13	EHV Bus 1040	0.002525234	0.02360254	0.009169553	0.000564753	6.25E-05	0.000142885	0.005970791	0.001740557	-

monitored_buses

Voltage Sensitivity Index (VSI) - Beispiel



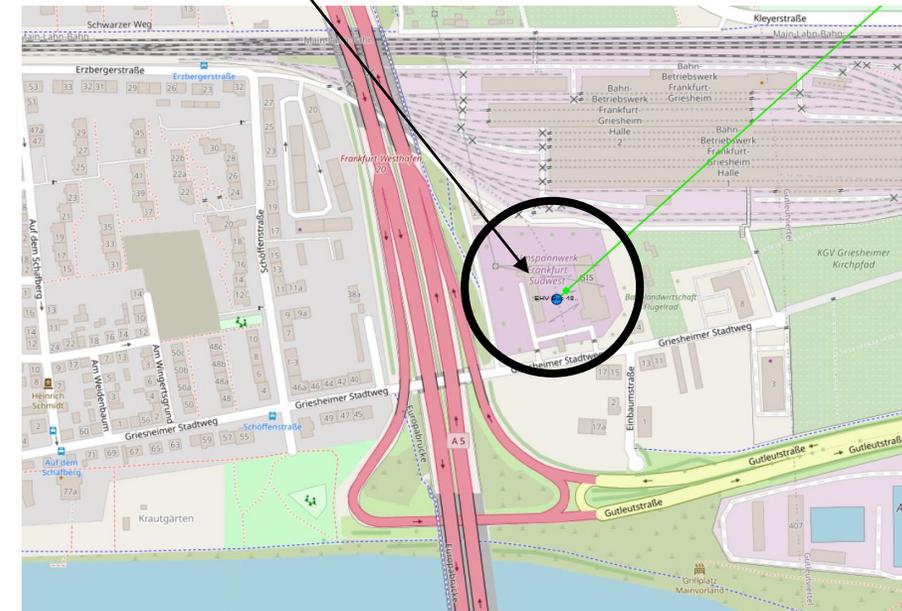
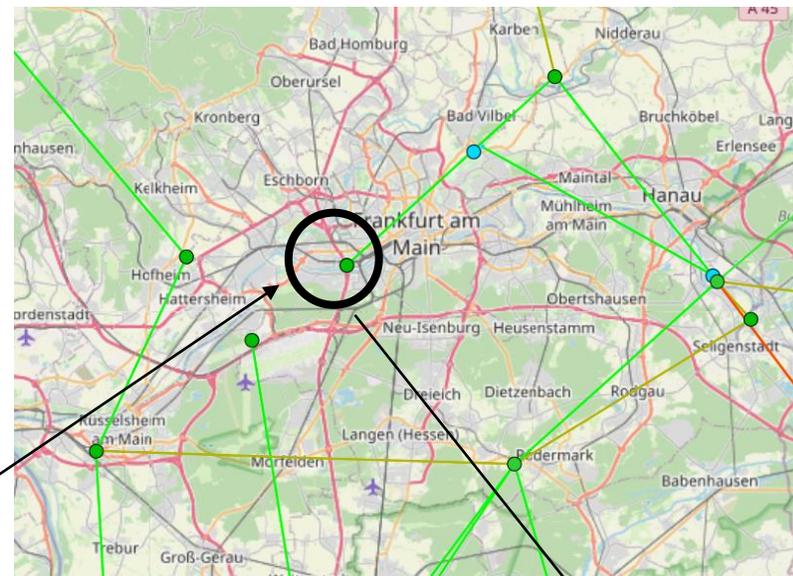
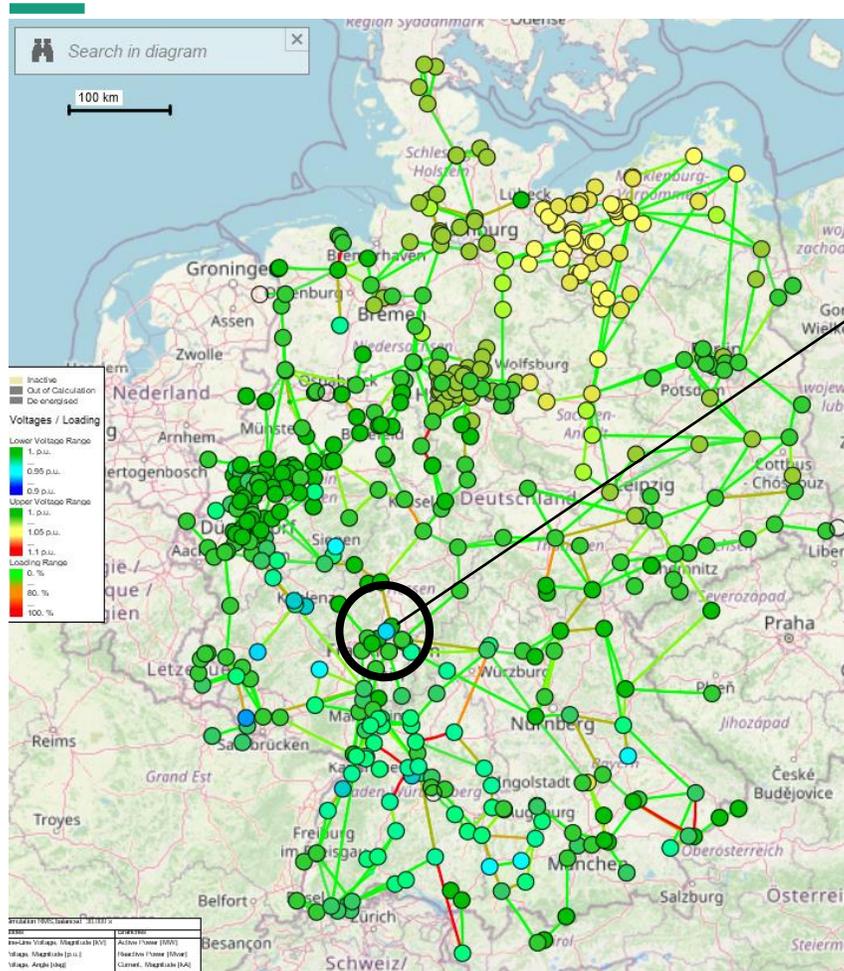
Ergebnis:

- `danger_cases`: eine Python-Liste mit allen Fällen, in denen die Spannungsänderung (Absolutwert) größer als der maximal zulässige Wert ist `danger_threshold_pct` (in dem Beispiel 5%).

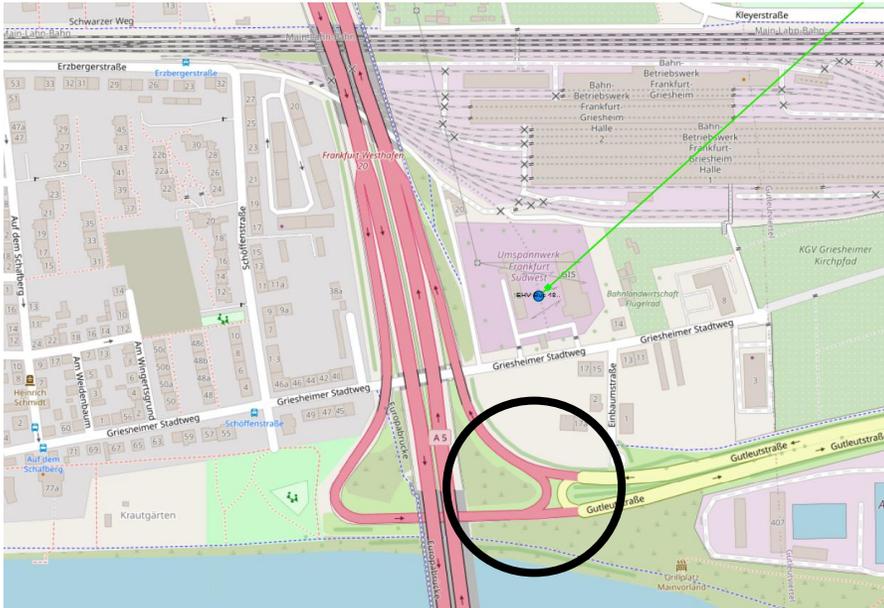
Anbindung an den Resilienzmonitor:

- Zunächst können die DataFrames als Dateien für den Resilienzmonitor zur Verfügung gestellt werden (z.B. csv or pickle.pkl).

Beispiel CCT, SG 74 MVA in Frankfurt



Beispiel CCT, SG 74 MVA in Frankfurt

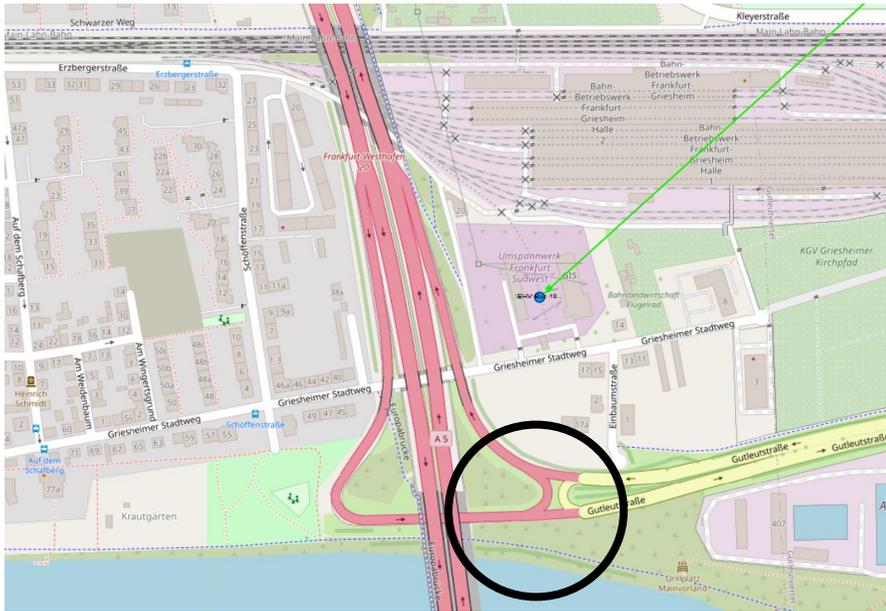


```
def calculate_critical_clearing_time(self,  
    relevant_syn_gens,  
    resolution=0.01,  
    max_iterations=50):  
    :  
    :code  
    :  
    return(results_CCT)
```

Eingaben:

- `relevant_syn_gens`: Generatoren, für die die CCT berechnet werden soll.
- `resolution`: maximaler Fehler für die CCT in Sekunden.
- `max_iterations`: maximale Anzahl von Iterationen. Wenn CCT nicht gefunden wird, bevor `max_iterations` erreicht ist, wird CCT auf 1 gesetzt.

Beispiel CCT, SG 74 MVA in Frankfurt



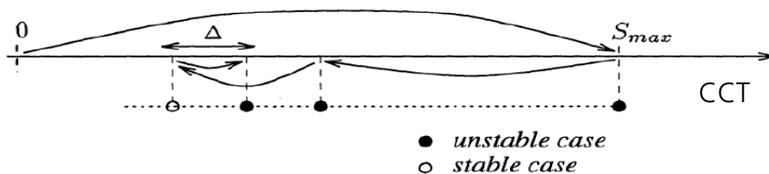
```
def calculate_critical_clearing_time(self,
    relevant_syn_gens,
    resolution=0.01,
    max_iterations=50):
    :
    :code
    :
    return(results_CCT)
```

Das Ergebnis in diesem Beispiel:

```
results_CCT = {'EHV Gen 189': 0.33984375}
```

CCT von SG 'EHV Gen 189' ist 339.8 ms.

Die Methode verwendet die Bifurkationsanalyse oder die binäre Suche



Strategietool

Bestimmung der Performanz von Netzen unter Extremereignissen

- Mehrfachausfälle
 - Mehrere verteilte Leitungen
 - Ganze Trasse
 - Ganzes Umspannwerk
- Kommunikationsausfall
 - Möglichkeit zu Enspeisemanagement/Redispatch fällt weg
- Ermittlung der Kritikalität von Komponenten

Bestimmung des Potenzials für Inselnetzbetrieb

- Teilnetzfähigkeit
- Nutzen vorhandener Speicher (ohne Beeinträchtigung des Geschäftsmodells)
- Mehrwert durch explizite Reserven

Kritikalitätsbewertung von Komponenten

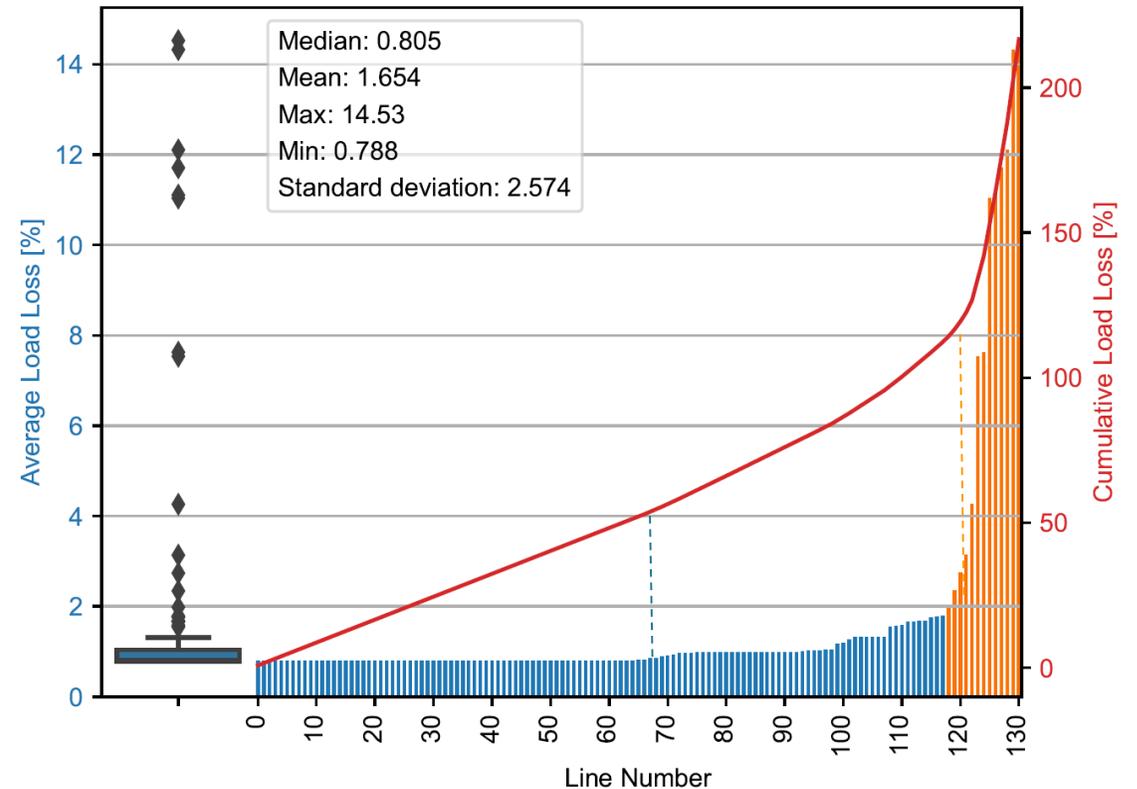
Beispiel: Leitungen bei Mehrfachausfall

Bewertung der Kritikalität von Leitungen anhand der durchschnittlichen Versorgungsunterbrechung bei Doppelfehlern, die einen Ausfall dieser Leitung enthalten:

- Die 50% "unwichtigsten" Leitungen sind bei etwa einem Viertel des gesamten erwarteten Ausfalls beteiligt
- Die Hälfte des erwarteten Ausfalls entfällt auf Kombinationen, die mindestens eine der 10% "wichtigsten" Leitungen beinhalten

Ausgehend für Bewertung nach Resilienzgewinn durch besonderen Schutz (Härtung, Wartung, Vegetationsmanagement): Gewichtung nach Leitungskilometern

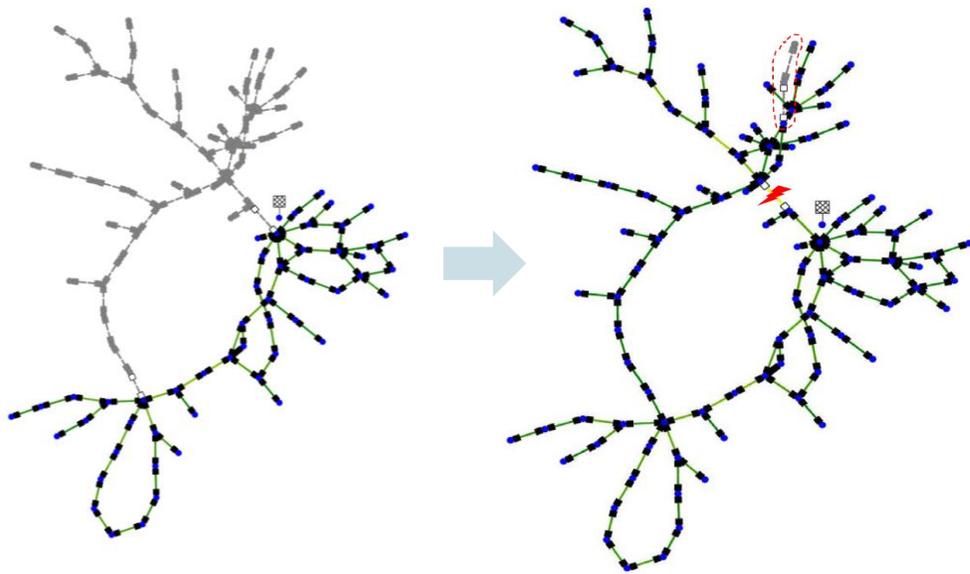
Ansatz grundsätzlich übertragbar auf Ausfälle von Trassen, Umspannwerken etc.



Average load loss distribution and cumulative load loss

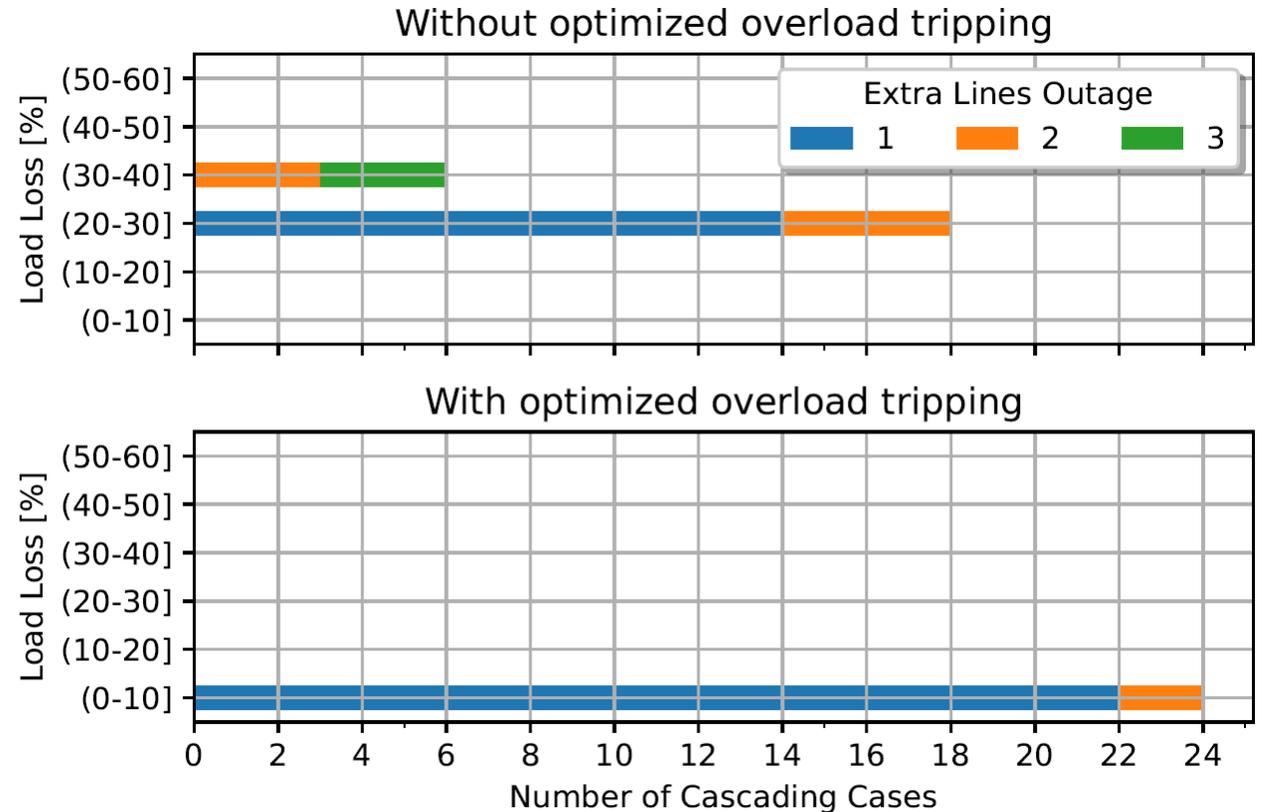
Fallstudie: Schadensbegrenzung bei kaskadierender Schutzauslösung

Results: With the Proposed Solution



Verbesserung des Lastverlustes:

Im Beispiel bleiben statt 34% bei unkontrollierter Kaskade noch 7% unversorgte Last



Lastausfall für alle Doppel-Leitungsfehler im Netz

Bestimmung des Potenzials für Inselnetzbetrieb

Verteilnetz (VN) abhängig von Spannungsvorgabe aus Übertragungsnetz (ÜN)

➤ Beim Ausfall des ÜN automatisch auch Ausfall der unterlagerten Verteilnetze

Voraussetzung eines Notbetriebs in Teilen des VN bei Blackout im ÜN

Positive Leistungsbilanz

Erzeugungsleistung übersteigt Lastbedarf*

Sobald Bedarf nicht mehr gedeckt werden kann kollabiert die Insel', *****

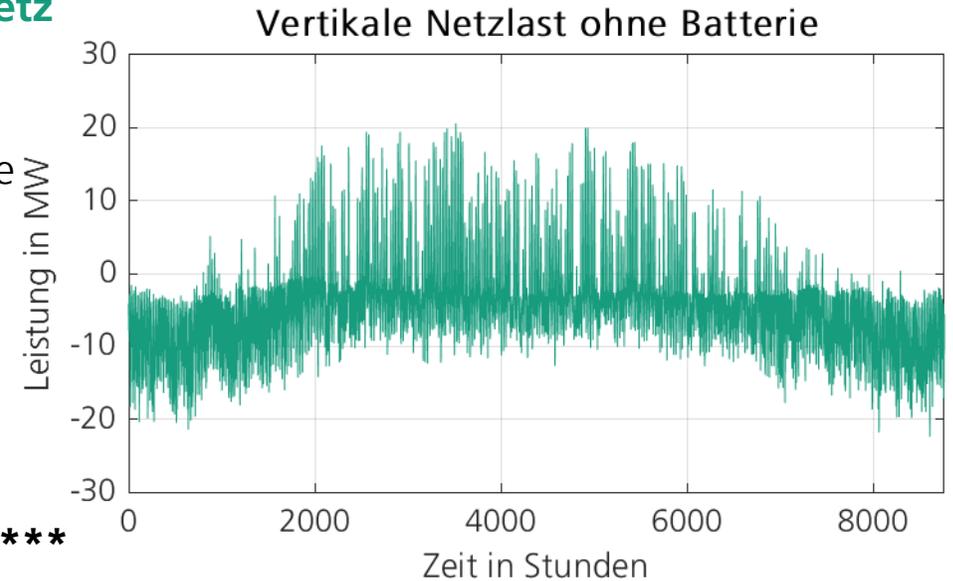
Netzbildende(s) Betriebsmittel muss vorhanden sein

Z.B. Batteriespeicher, der mit einem netzbildenden Umrichter ausgestattet ist***

Regelung kann zwischen Parallelbetrieb und Inselbetrieb umgeschaltet werden

Inselbetrieb muss anlagenseitig berücksichtigt werden

Beispielhafte Analyse Stadtnetz



Jahresbilanz: 37,8 GWh Bezug

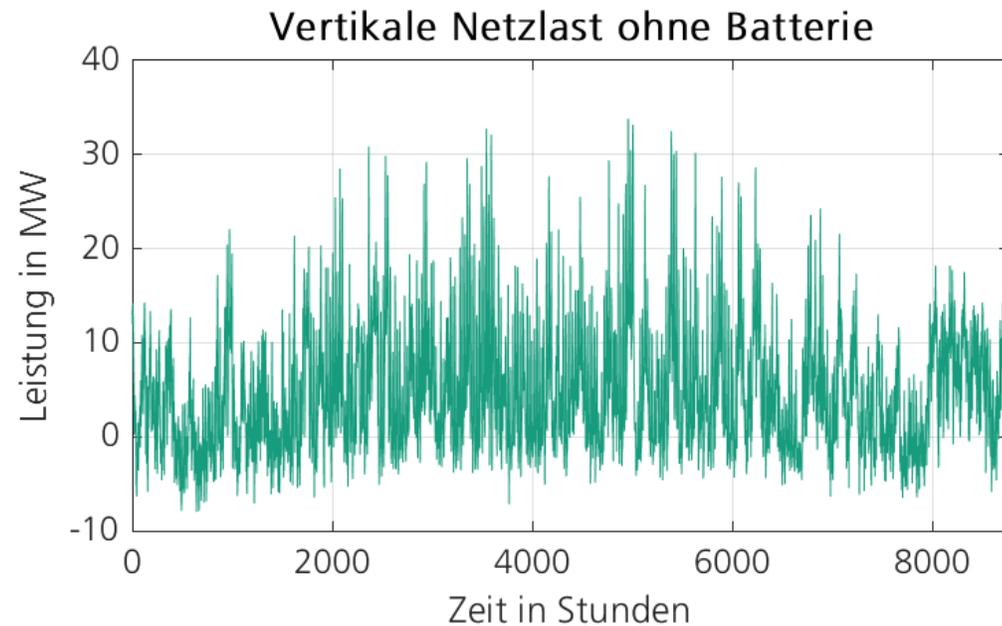
*) Abschätzung hier anhand von 15-Minuten-Mittelwerten. Potenzial ohne Speicher wird dadurch systematisch überschätzt

**) Steuerbare Lasten und lokaler Lastabwurf bei Unterdeckung sind notwendig, hier aber nicht berücksichtigt

***)) Systemdienstleistungen zur Spannungs- und Frequenzhaltung in notwendigem Maß vorzuhalten, hier nicht berücksichtigt

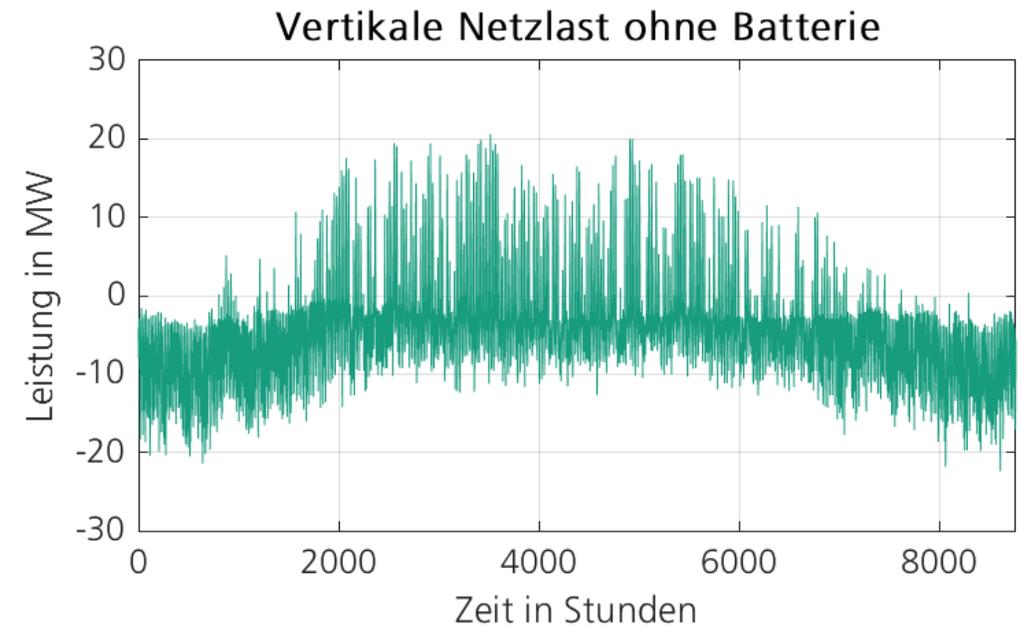
Bestimmung des Potenzials für Inselnetzbetrieb

Beispielhafte Analyse ländliches Netz



Jahresbilanz: 41,2 GWh Rückspeisung

Beispielhafte Analyse Stadtnetz



Jahresbilanz: 37,8 GWh Bezug

Bestimmung des Potenzials für Inselnetzbetrieb

Vorteile Inselnetzfähigkeit durch Batteriespeicher

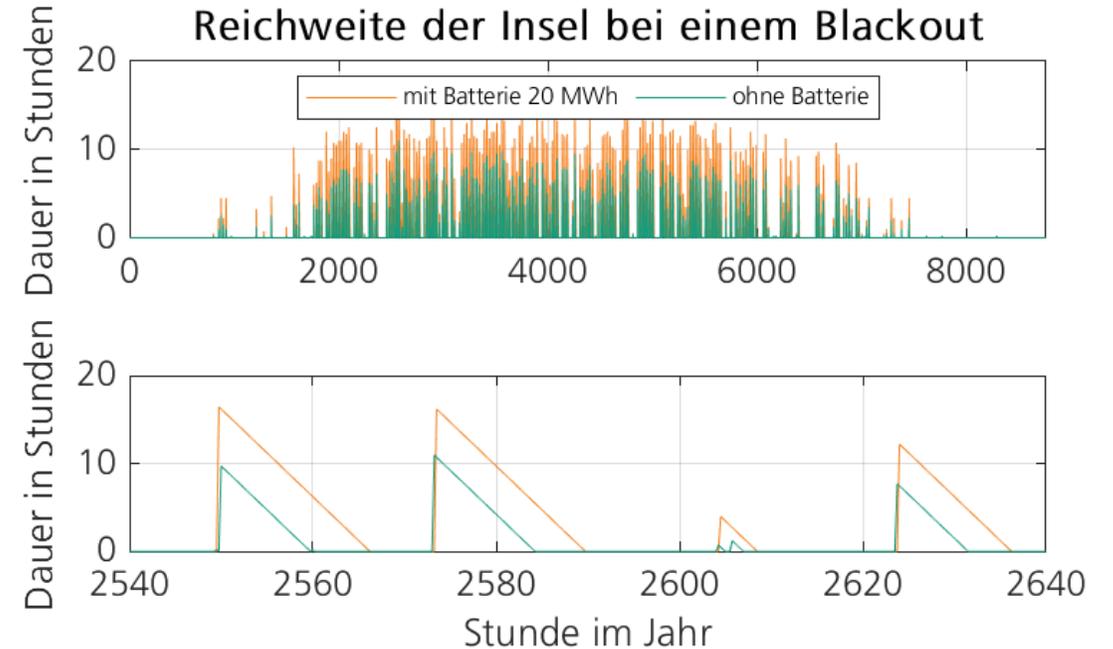
Betriebsart Batterie: Eigenverbrauchsoptimierung (max. Glättung der Austauschleistung)

Durch einen Batteriespeicher erhöht sich die Reichweite einer möglichen Netzinsel bei einem Blackout

Die Reichweite hängt von der Leistungsbilanz der Netzinsel und der Kapazität der Batterie ab

Durch den Batteriespeicher erhöht sich die Zeit im Jahr, an der ein Inselbetrieb möglich ist

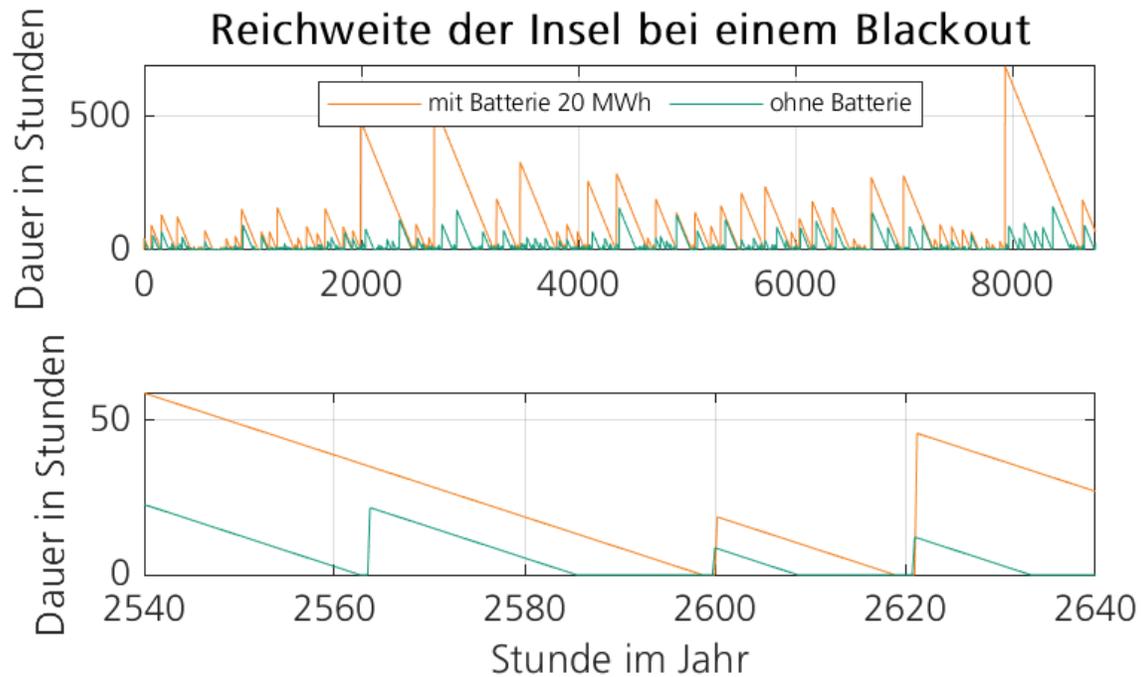
Beispielhafte Analyse Stadtnetz



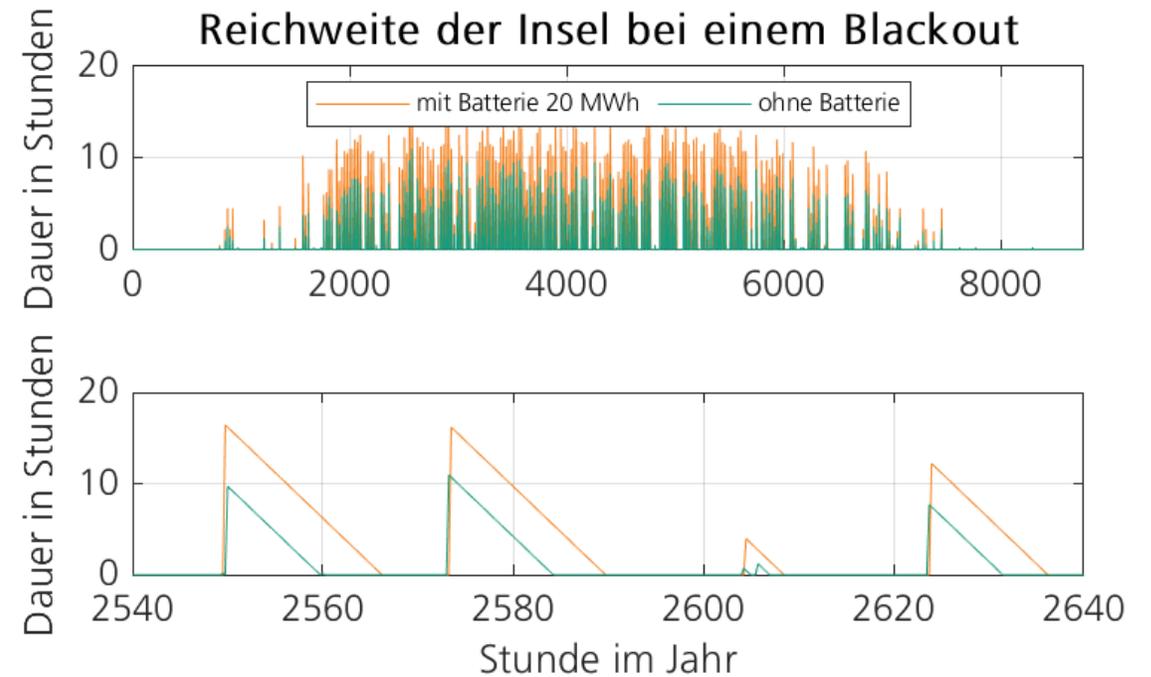
Bestimmung des Potenzials für Inselnetzbetrieb

Vorteile Inselnetzfähigkeit durch Batteriespeicher

Beispielhafte Analyse ländliches Netz



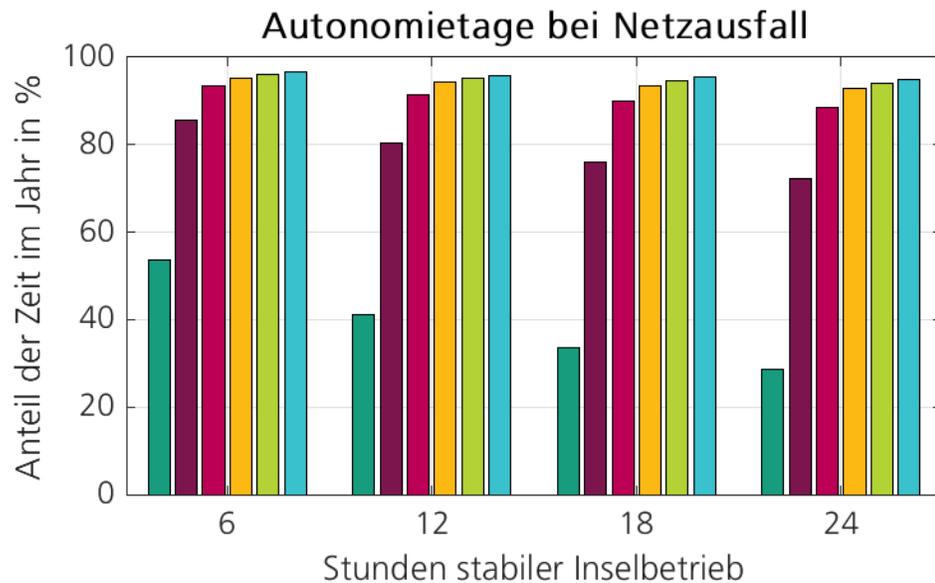
Beispielhafte Analyse Stadtnetz



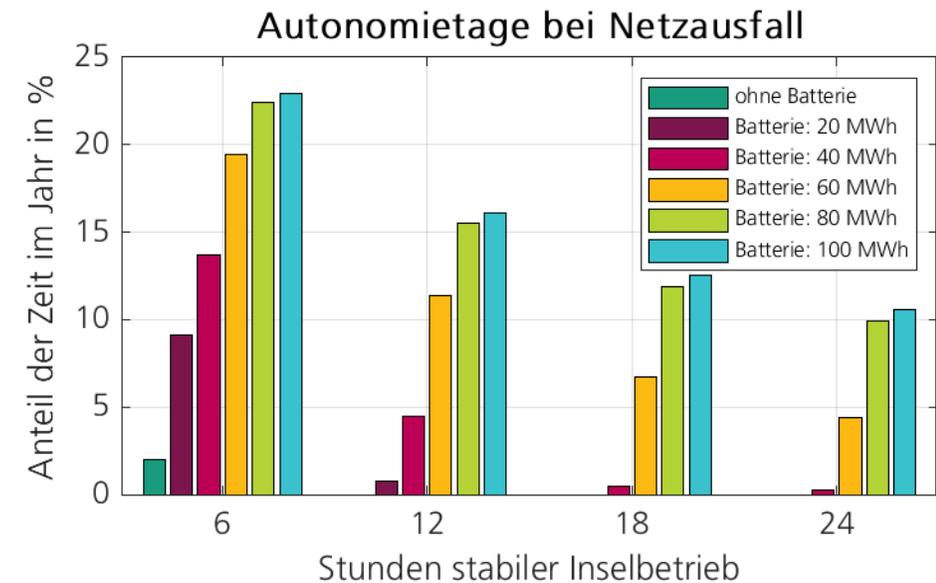
Bestimmung des Potenzials für Inselnetzbetrieb

Dimensionierung von Speichern

Beispielhafte Analyse ländliches Netz



Beispielhafte Analyse Stadtnetz



Demonstrator Aufbau einer Versorgungsinsel / Resilienz-Modul im "Landwirtsch. Lernlabor" Eichhof, Bad Hersfeld / ländliche Notversorgung

Ziel: Aufbau einer Versorgungsinsel

Aktueller Stand

- Hardware-Erweiterungen zur Umsetzung der Versorgungsinsel
- Simulation/Modellbildung des Betriebs der Insel, um die Praxis vorzubereiten:
 - Bilanzierung Verbrauch / Erzeugung
 - Lastsprünge bspw. durch Anfahren großer Lasten untersuchen, und wenn kritisch, Maßnahmen ergreifen
 - Schutzkoordination auch für Insel sicherstellen

Untersuchungsszenario

- Netzausfall/Schwarzfall (Warnung ggf. durch Resilienzmonitor)
- Netztrennung an Trafostation
& Umschalten auf Inselnetzbetrieb am netzbildenden BHKW
- Wiederanfahen / Hochfahren der Insel

Variante: Unterstützung durch Batterie-Speicher



Überblick Versorgungsinsel Landwirtschaft

Projekt RESIST

Institutsexpertisen

Aspekte der Stromversorgung

