



Abschlusspräsentation zum EOSG-Projekt





Agenda

1. **Einleitung und Projektgrundlagen**
2. Vorstellung des ausgewählten Pilotnetzabschnittes
3. Mathematische Analyse des Pilotnetzes und State Estimation
4. Umsetzung der Lösungsansätze im Smart Grid
 - 4.1 Projektdienliche Netzkomponenten
 - 4.2 Kommunikationstechnische Realisierung
 - 4.3 EOSG-Rechner
 - 4.4 Inbetriebnahme der Systemkomponenten
5. Regelungskonzept
6. Simulative Systemerprobung
7. Zusammenfassung und Ausblick



Einleitung und Projektgrundlagen

Rahmen der öffentlichen Förderung

- Das Projekt war Gegenstand von dem Klimaschutzwettbewerb.NRW
- Die Finanzierung erfolgte durch



EFRE.NRW
Investitionen in Wachstum
und Beschäftigung



EUROPÄISCHE UNION
Investition in unsere Zukunft
Europäischer Fonds
für regionale Entwicklung

Das Projektkonsortium



ct.e Controltechnology Engineering GmbH,
Herne (Konsortialführung)



Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz
und Energiewirtschaft (ie³) der Technischen
Universität Dortmund



Stadtwerke Bochum Netz GmbH

Einleitung und Projektgrundlagen

Zielsetzung

- Primär:
 - Reduktion der Netzverluste zur Senkung klimawirksamer Emissionen
- Sekundär
 - Überwachung und Regelung der Netzspannung mithilfe eines regelbaren Ortsnetztransformators
 - Steigerung der Aufnahmekapazität des Netzes für regenerative Erzeuger
 - Strategie zur Verzögerung von Netzausbaubedarfen

Lösungsansatz



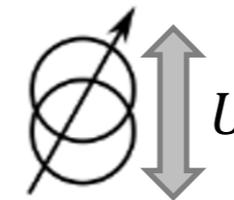
» $P_{\text{Verlust}} \sim S_{ij}$



» PV-Blindleistungsreserven



» Netzdienlicher Batteriespeicher



» Integration eines Elektronisch Regelbaren Transformators (ERT)



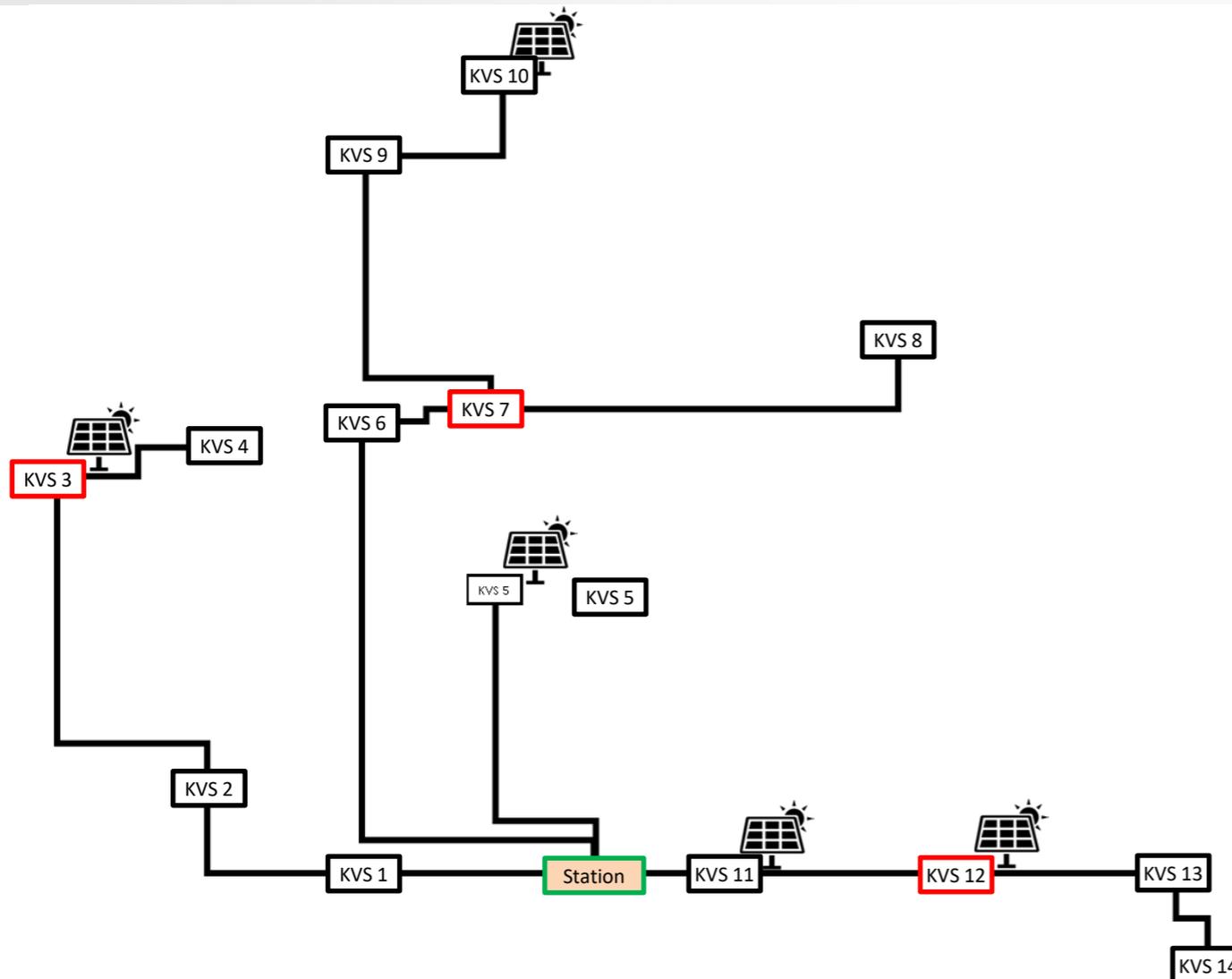
» State Estimation



Agenda

1. Einleitung und Projektgrundlagen
2. **Vorstellung des ausgewählten Pilotnetzabschnittes**
3. Mathematische Analyse des Pilotnetzes und State Estimation
4. Umsetzung der Lösungsansätze im Smart Grid
 - 4.1 Projektdienliche Netzkomponenten
 - 4.2 Kommunikationstechnische Realisierung
 - 4.3 EOSG-Rechner
 - 4.4 Inbetriebnahme der Systemkomponenten
5. Regelungskonzept
6. Simulative Systemerprobung
7. Zusammenfassung und Ausblick

Vorstellung des ausgewählten Pilotnetzabschnittes



Netzbezirk der Stadtwerke Bochum

- Gewerbe- und Wohnimmobilien
- Dezentrale regenerative Einspeiser
- Begehbare Gebäudestation
→ 2 Transformatoren für Redundanz
→ Schaltanlage in separat begehbarem Raum mit hinreichendem Platzangebot
- Räumliche Ausdehnung des Netzabschnittes



Agenda

1. Einleitung und Projektgrundlagen
2. Vorstellung des ausgewählten Pilotnetzabschnittes
3. **Mathematische Analyse des Pilotnetzes und State Estimation**
4. Umsetzung der Lösungsansätze im Smart Grid
 - 4.1 Projektdienliche Netzkomponenten
 - 4.2 Kommunikationstechnische Realisierung
 - 4.3 EOSG-Rechner
 - 4.4 Inbetriebnahme der Systemkomponenten
5. Regelungskonzept
6. Simulative Systemerprobung
7. Zusammenfassung und Ausblick

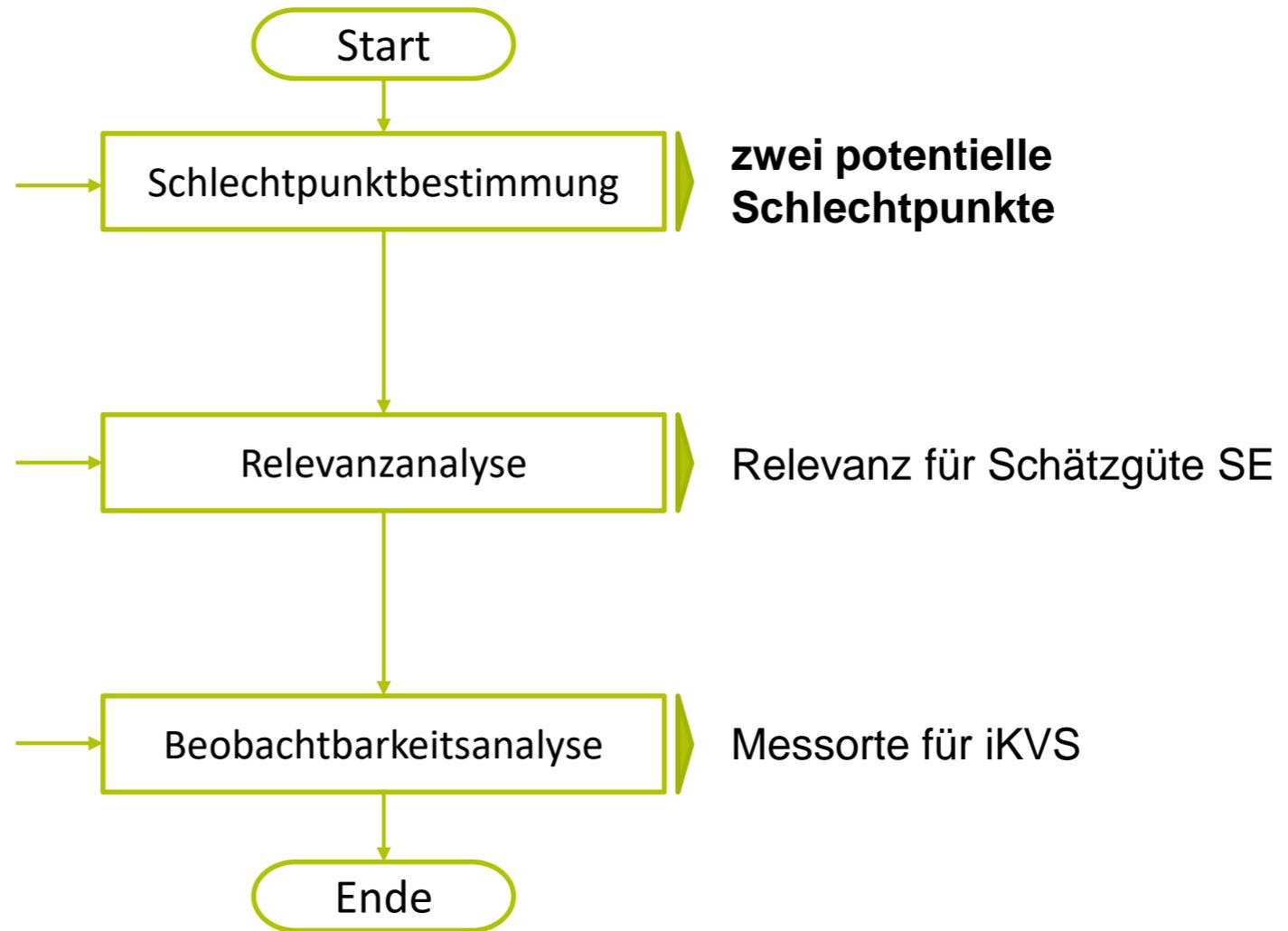
Mathematische Analyse des Pilotnetzes und State Estimation

Szenarien:

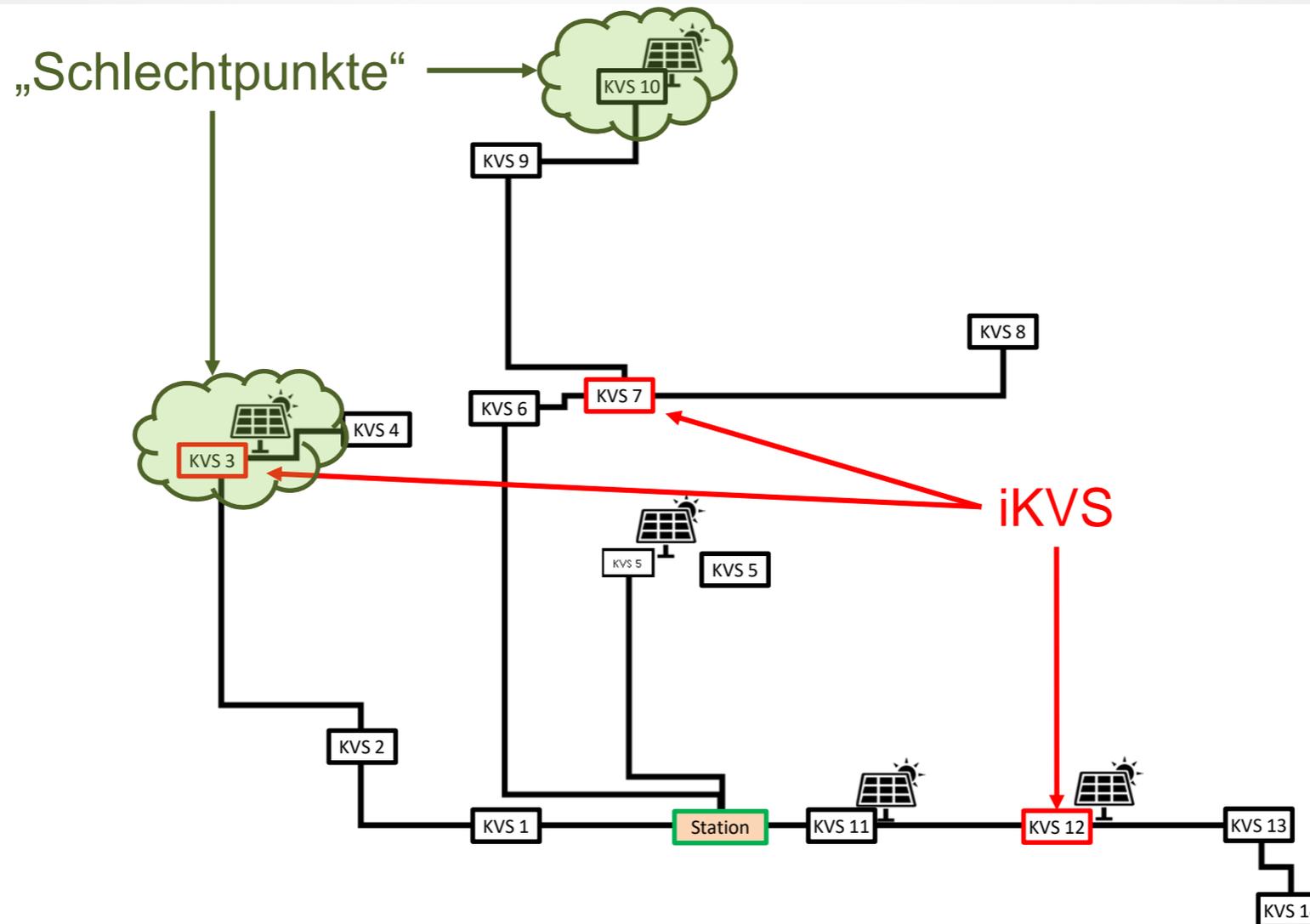
- Schwachlast mit Einspeisung
- Starklast ohne Einspeisung

$$S_{N,i} = \sqrt{(P_{NLod,i} + P_{GLod,i})^2 + (Q_{NGen,i} + Q_{NGen,i})^2}$$
$$R_k(i) = l_e(i) \cdot S_{N,i}$$

Mathematische Bestimmung
der Beobachtbarkeit



Ergebnis mit Messstellenplatzierung und Schlechtpunkten

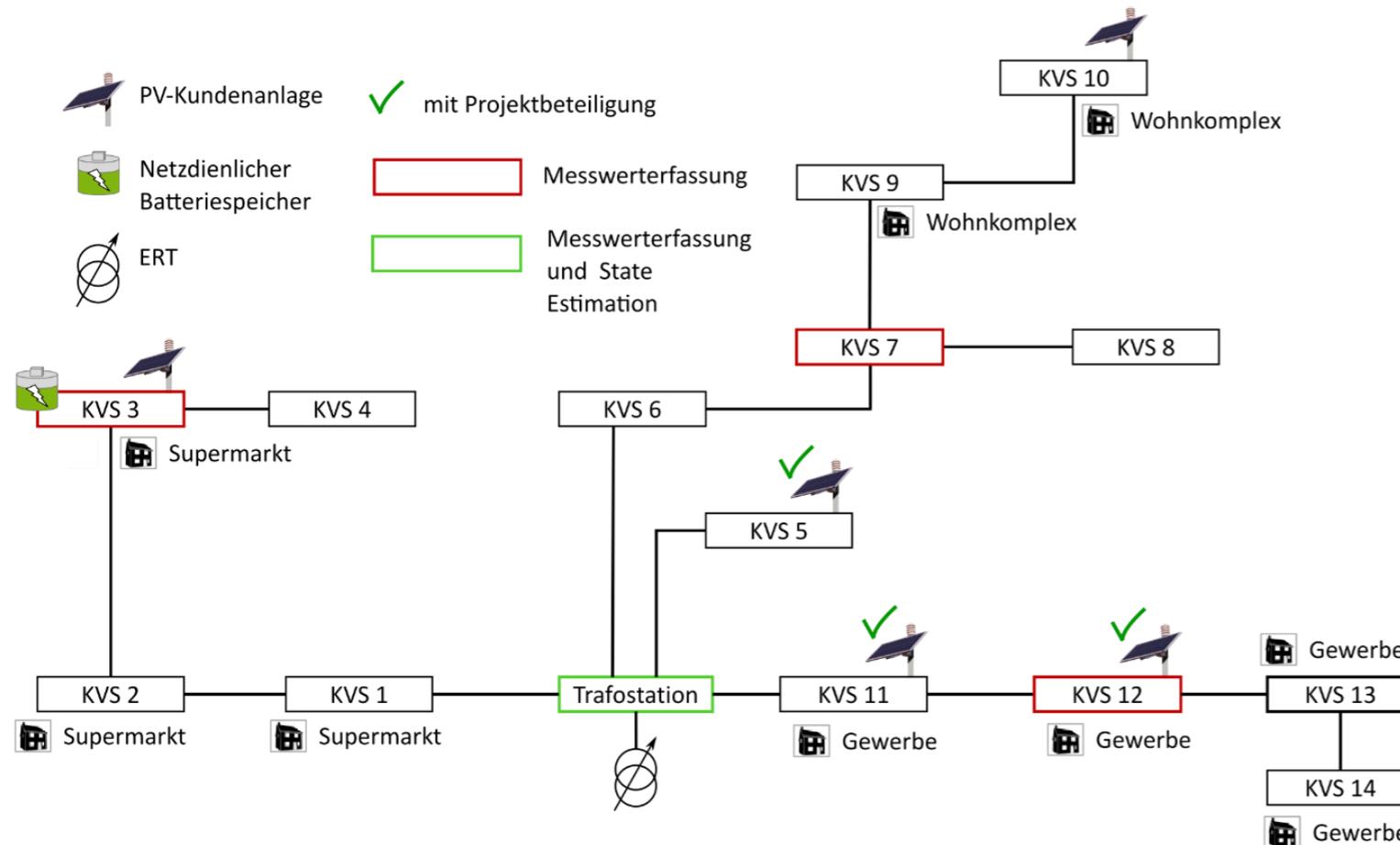




Agenda

1. Einleitung und Projektgrundlagen
2. Vorstellung des ausgewählten Pilotnetzabschnittes
3. Mathematische Analyse des Pilotnetzes und State Estimation
4. **Umsetzung der Lösungsansätze im Smart Grid**
 - 4.1 **Projektdienliche Netzkomponenten**
 - 4.2 **Kommunikationstechnische Realisierung**
 - 4.3 **EOSG-Rechner**
 - 4.4 **Inbetriebnahme der Systemkomponenten**
5. Regelungskonzept
6. Simulative Systemerprobung
7. Zusammenfassung und Ausblick

Projektdienliche Netzkomponenten



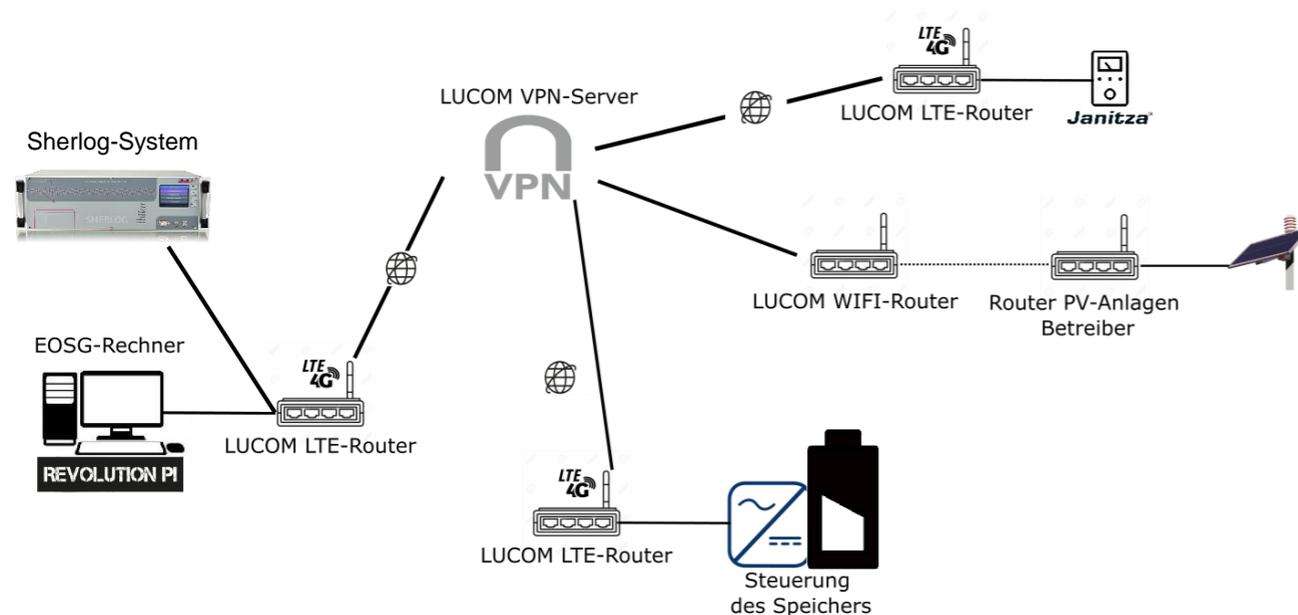
Verwendete Netzkomponenten

- Elektronisch Regelbarer Transformator (ERT)
 - 630 kVA, 10/0,4 kV $\pm 4\%$
- Blei-Säure-Batteriespeicher
 - 33 kVA, 40 kWh
- Photovoltaik-Anlagen (PVA)
 - 17 kWp, 27 kWp, 9 kWp
 - Intelligente Kabelverteilerschranke (iKVS)

Verworfenne potentielle Netzkomponenten

- Smart Meter
- Blockheizkraftwerk auf Mittelspannungsebene

Kommunikationstechnische Realisierung



Virtual Private Network (VPN)

- Konfiguration über den Webservice des Serverbetreibers
- iKVS/Janitza-Messgeräte
 - TCP-Tunnel zum RS485-Server des Routers
 - Modbus RTU via RS485
- PV-Anlagen
 - Modbus TCP
- Batteriespeicher
 - Modbus TCP
- Sherlog-System
 - Kommunikation via IEC 61850 MMS
→ Überführung in eigenes TCP-Format
 - Logische Knoten vom Typ MMXU

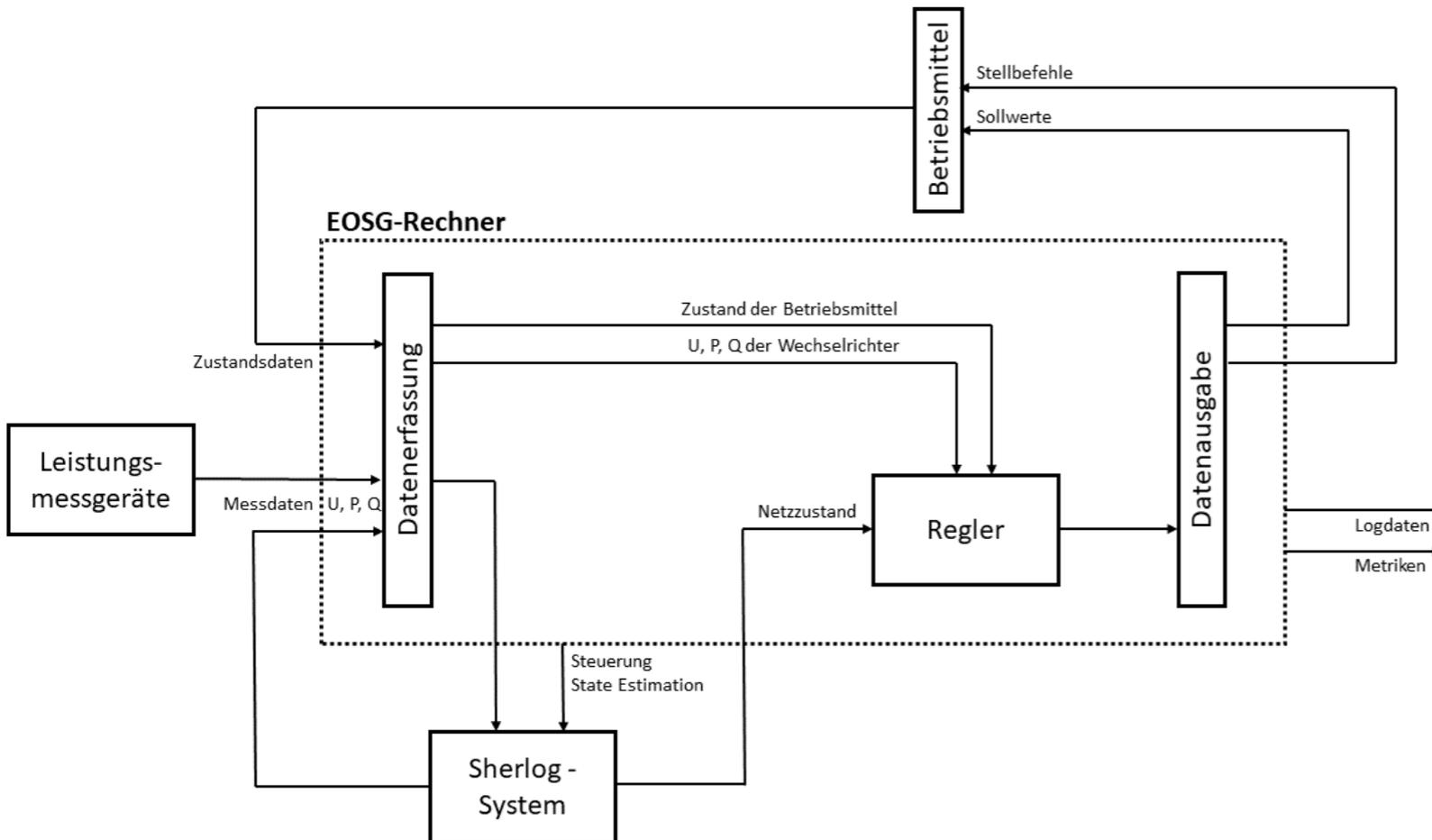
EOSG-Rechner

Aufgaben

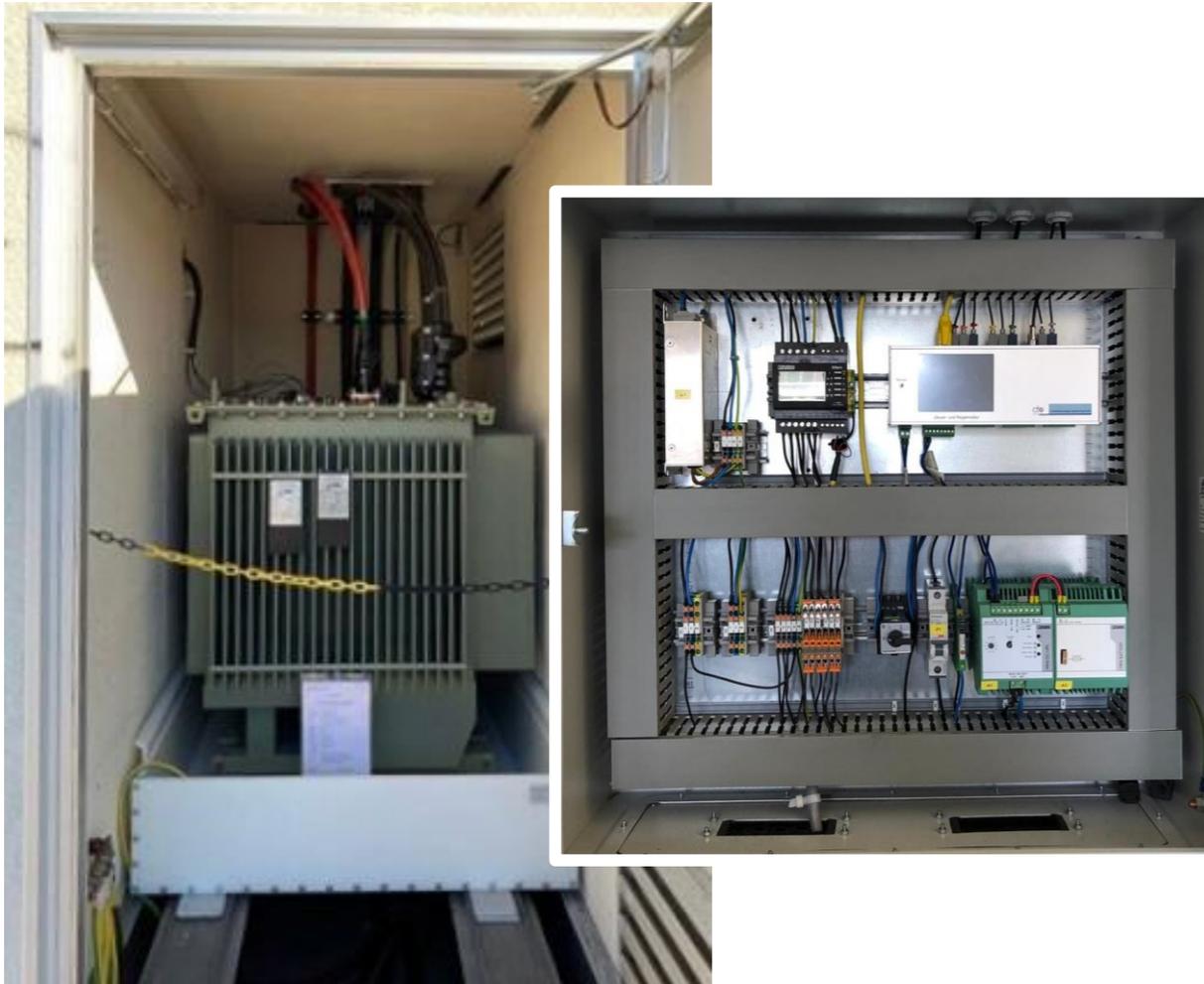
- Datenerfassung
- Überwachung der Betriebsmittel
- Regelung
- Datenausgabe

Realisierung

- Programmiert in Python
- Ausführung wahlweise auf einem Serverrechner oder einem industrietauglichen Kleinrechner (RevPi Connect von Kunbus) in der Ortsnetzstation



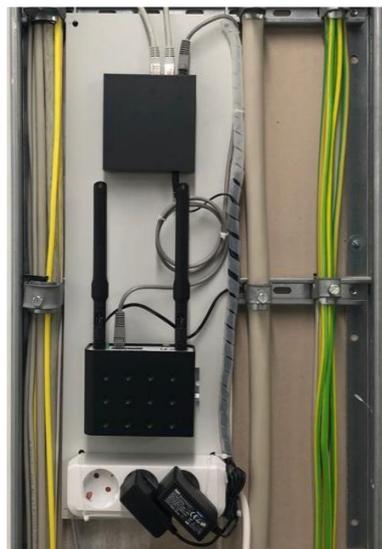
Inbetriebnahme der Systemkomponenten



Elektronisch Regelbarer Transformator

- Das System besteht im Wesentlichen aus dem
 - Trafokessel mit Aktivteil und Kompaktleistungsmodulen (KLM)
 - Schaltschrank mit Steuer- und Regelmodul (SRM) sowie zugehöriger Peripherie
- Einbau im Frühjahr 2019
- Messreihe und Analyse hinsichtlich statischer Spannungshaltung mit zentraler Messwerterfassung

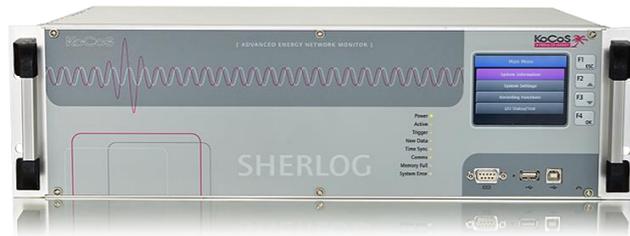
Inbetriebnahme der Systemkomponenten



PV-Anlagen

- Installationen von Juli bis Oktober 2020
- Teilweise Erweiterung der Wechselrichter um Speedwire / Ethernet-Schnittstellen
- Installation der Lucom-WLAN-/LTE-Router, ggf. mit zusätzlichem Switch
- Aktivierung der Wechselrichter-Modbus-Schnittstellen

Inbetriebnahme der Systemkomponenten



State Estimation

- Kommerziell verfügbare Plattform KoCoS Sherlog – Störschreiberfunktionalität
- Austausch der konventionellen Software und Integration eigener Implementierung der SE
- Einbau in Schaltschrank mit Strommesszangen und Spannungsmessabgriff
- Einbau in Ortsnetzstation S3185 an der Amtmann-Ibing-Straße

Inbetriebnahme der Systemkomponenten



Batteriespeicher

- Leistungselektronik mit integriertem Trafo
- Bleisäurebatterien (50 Batterien á 6 Zellen, 600 V)
- 27 kVA, 40 kWh
- Setpoints für Wirk- / Blindleistungsbereitstellung
- Anbindung via VPN und Modbus TCP
- Inbetriebnahme und Kommunikationstests erfolgreich durchgeführt

Inbetriebnahme der Systemkomponenten

Intelligenter Kabelverteilerschrank

	1 Janitza UMG 20CM	2 Jean Müller Messleiste	3 EFEN Smart Grid
Anzahl Strommessugen	Bis max. 20	Bis max. 24	Bis max. 10 x 3Ph
Spannungsmessung	✓	✓	✓
Modbus-Schnittstelle	✓	✓	✓
Hersteller bei StwBo bekannt	✓	✓	✗
GridVis kompatibel	✓	✗	✗
Einbau in EBG-KVS?	✓	✗	✓
Lieferzeit	Ca. 3 Wochen	Ca. 5 Wochen	< 4 Wochen
Preis	Ca. 1000€	Ca. 3000€	Ca. 3300€



1



3



2

Inbetriebnahme der Systemkomponenten



Intelligenter Kabelverteilerschrank

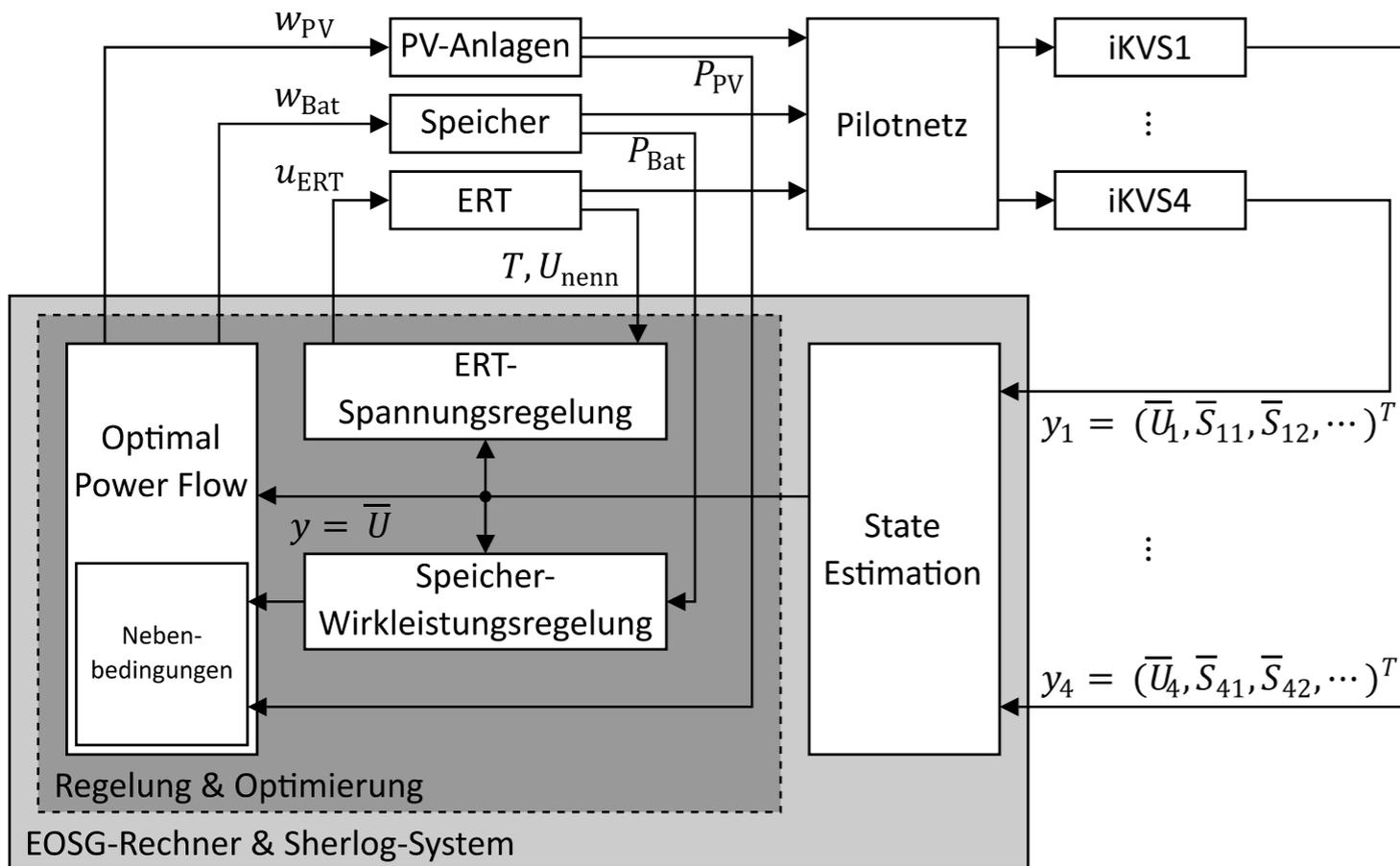
- Ausführung als Beistellschrank neben dem eigentlichen Kabelverteilerschrank
- Kabelumbauwandler zur Installation im laufenden Betrieb
→ Anbindung über verlängerte Steuerleitungen
- Lucom-LTE-Router zur Integration in das VPN-Netzwerk
- Bis zu sechs Abgänge dreiphasig messbar



Agenda

1. Einleitung und Projektgrundlagen
2. Vorstellung des ausgewählten Pilotnetzabschnittes
3. Mathematische Analyse des Pilotnetzes und State Estimation
4. Umsetzung der Lösungsansätze im Smart Grid
 - 4.1 Projektdienliche Netzkomponenten
 - 4.2 Kommunikationstechnische Realisierung
 - 4.3 EOSG-Rechner
 - 4.4 Inbetriebnahme der Systemkomponenten
5. **Regelungskonzept**
6. Simulative Systemerprobung
7. Zusammenfassung und Ausblick

Regelungskonzept



Messglied

- Messwerterfassung an signifikanten Punkten mittels iKVS
- Abschätzung des Systemzustands mithilfe einer State Estimation

Teilregler

- Optimal Power Flow (OPF) mit quadratischem Näherungsansatz
- ERT-Spannungsregelung
- dynamischen Anpassung der OPF-Nebenbedingungen (Speicher und PV-Anlagen)

Stellglieder

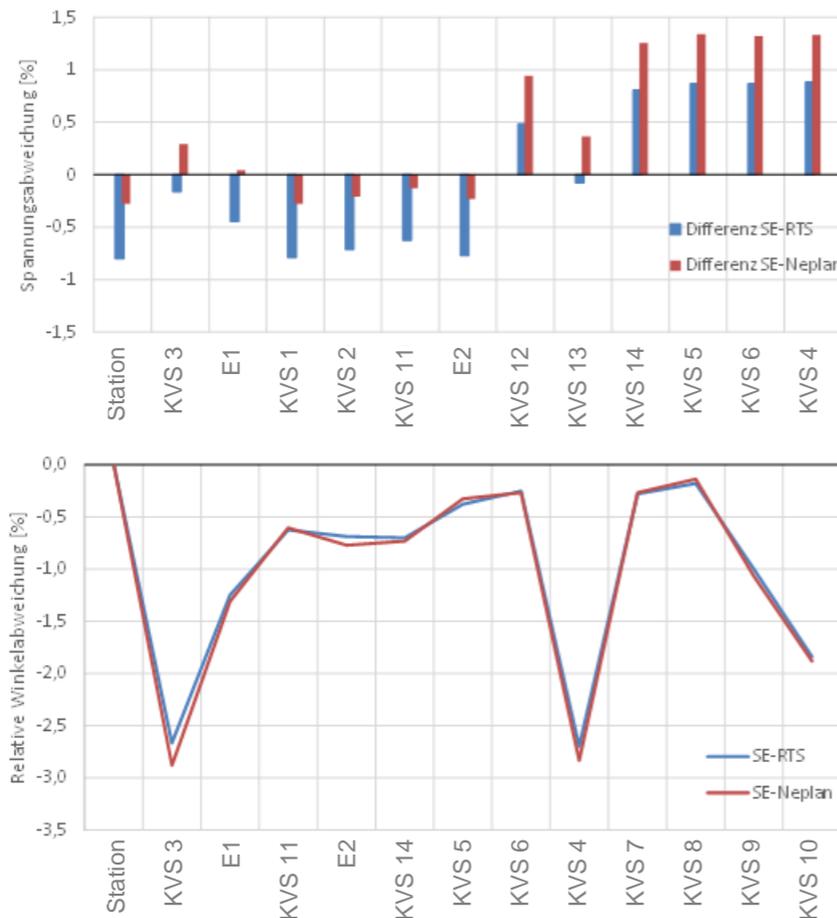
- PV-Anlagen
- Speicher
- ERT



Agenda

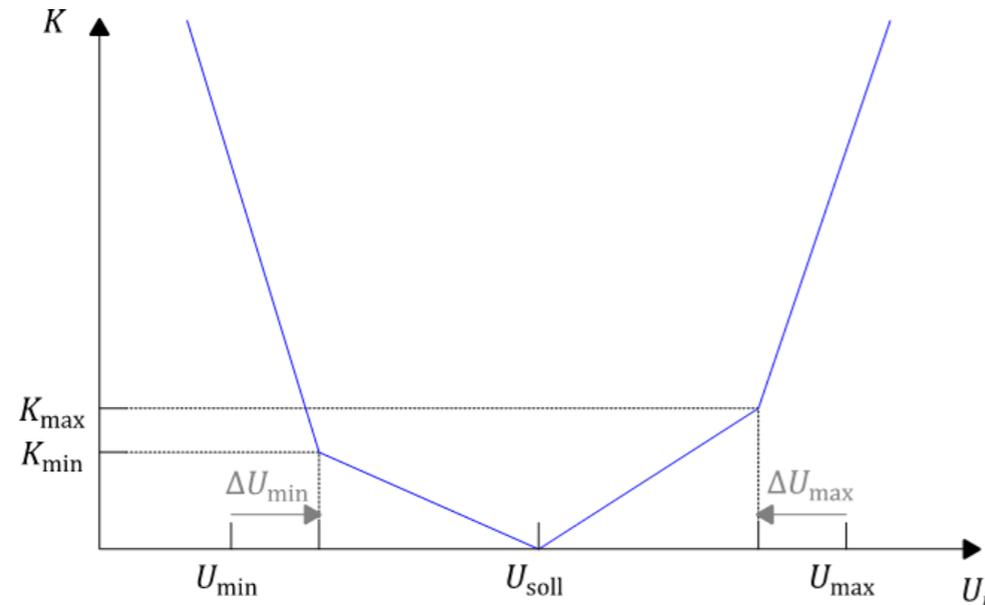
1. Einleitung und Projektgrundlagen
2. Vorstellung des ausgewählten Pilotnetzabschnittes
3. Mathematische Analyse des Pilotnetzes und State Estimation
4. Umsetzung der Lösungsansätze im Smart Grid
 - 4.1 Projektdienliche Netzkomponenten
 - 4.2 Kommunikationstechnische Realisierung
 - 4.3 EOSG-Rechner
 - 4.4 Inbetriebnahme der Systemkomponenten
5. Regelungskonzept
6. **Simulative Systemerprobung**
7. Zusammenfassung und Ausblick

Validierung der State Estimation



- Automatische Umwandlung von Neplan-Netzmodell in echtzeitfähiges Modell für RTS an der TU Dortmund
- Standardisierte CIM-basierte Netzmodellerzeugung
- Hardware-in-the-Loop-Test der State Estimation
- Ablauf der Simulation in Echtzeit mit einer Simulationsschrittweite von 100 μ s
- Erfolgreicher Ablauf der State Estimation
- Weitere Verbesserung der State Estimation
 - z.B. Implementierung von gegenseitiger Kopplung

Simulative Systemerprobung

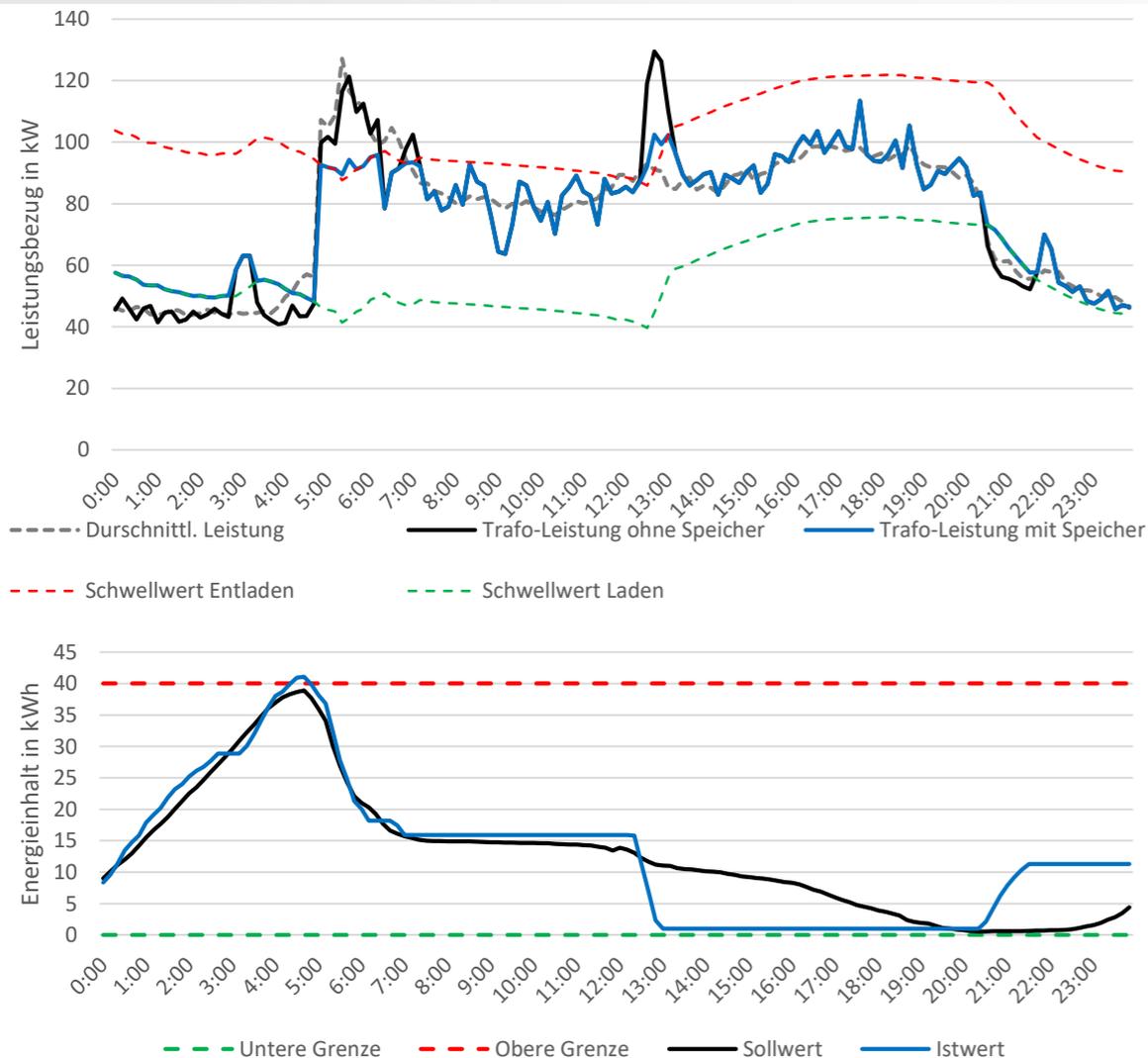


ERT-Stufe	Spannung in V		
	Minimum	Mittelwert	Maximum
0%	215,52	225,10	234,42
+2%	220,68	230,04	239,15
+4%	225,82	234,97	243,87

ERT-Spannungsregelung:

- Prinzipielle Prüfung der Reglervorschrift und der Koeffizienten
- Vergleichende Betrachtung der bisherigen Spannungsregelung und des neuen Ansatzes anhand historischer Messwertverläufe
→ Reduktion der mittleren Spannungsabweichung um etwa 1,2 V
- Anwendung der Spannungsregelung auf die maximalen Leistungsbezüge des Netzes zeigen deutliche Verbesserungen der minimalen, mittleren und maximalen Spannungswerte

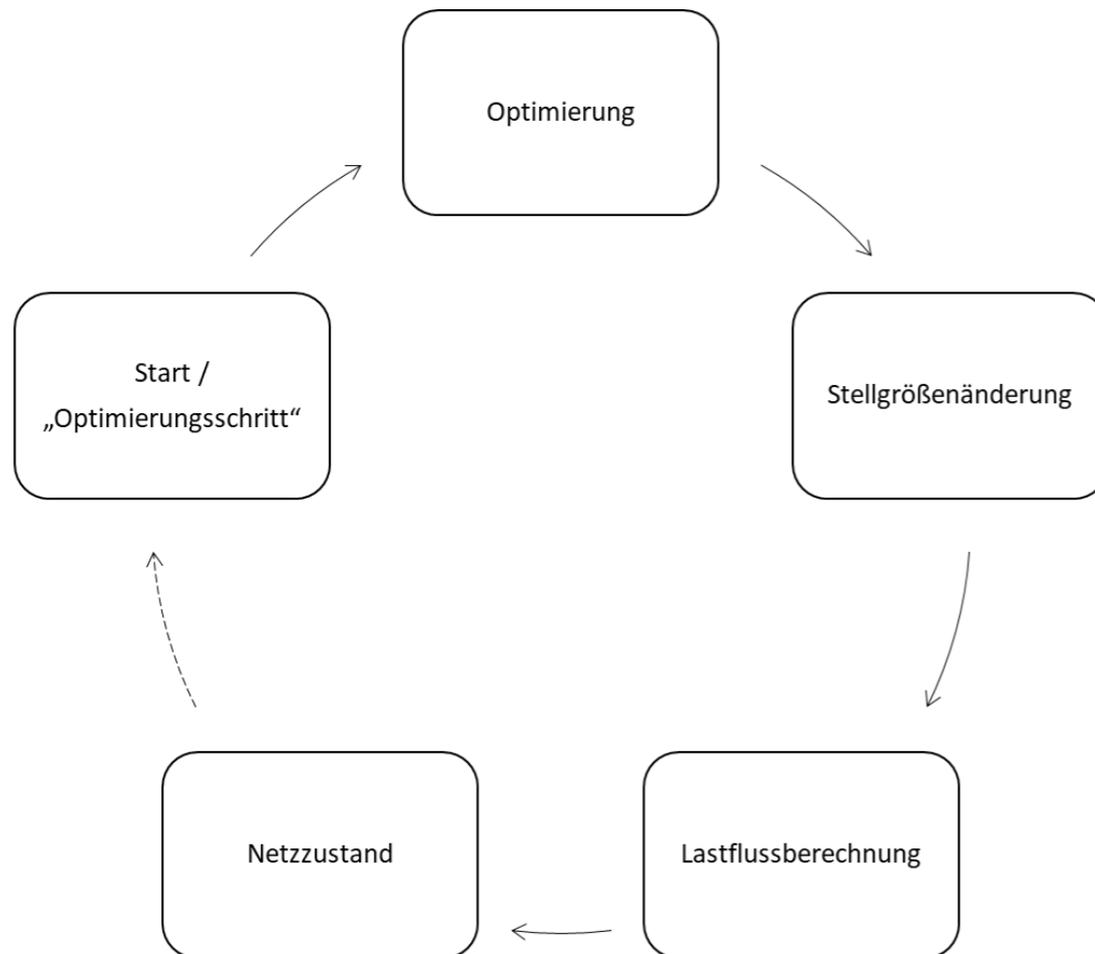
Simulative Systemerprobung



Speicher-Wirkleistungsregelung:

- Historische Messwerte zur Prognose prinzipieller Lastverläufe
→ Ableitung von Ladezustandstrajektorien
→ Unterscheidung von Werk- und Feiertagen
- Anwendung der ermittelten Trajektorien auf reale Messwertverläufe zur Validierung
- Nutzung des dargestellten Prinzips zur dynamischen Anpassung der OPF-Nebenbedingungen

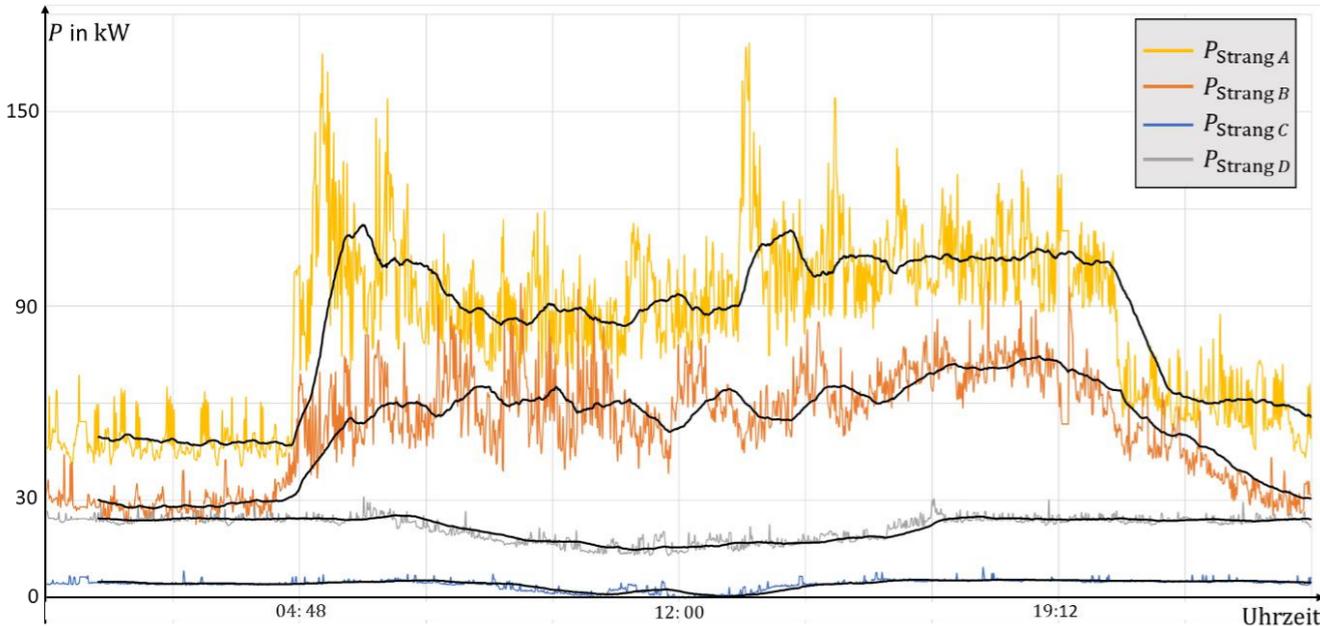
Simulative Systemerprobung



Optimal Power Flow (OPF):

- Erprobung des OPF mithilfe von Jupyter-Notebook
 - Dynamische Web-Oberfläche zur Einbindung von Quelltexten, Visualisierungsoberflächen, Bedienelementen etc.
- Hohe Flexibilität durch
 - Anpassung der Betriebsmittelparameter
 - Vorgabe von Knotenleistungen über Schieberegler
 - Ausgabe der Spannungen und Leistungen in Tabellenform
 - Ausgabe der Stellgrößen über Textfelder und Schieberegler

Simulative Systemerprobung

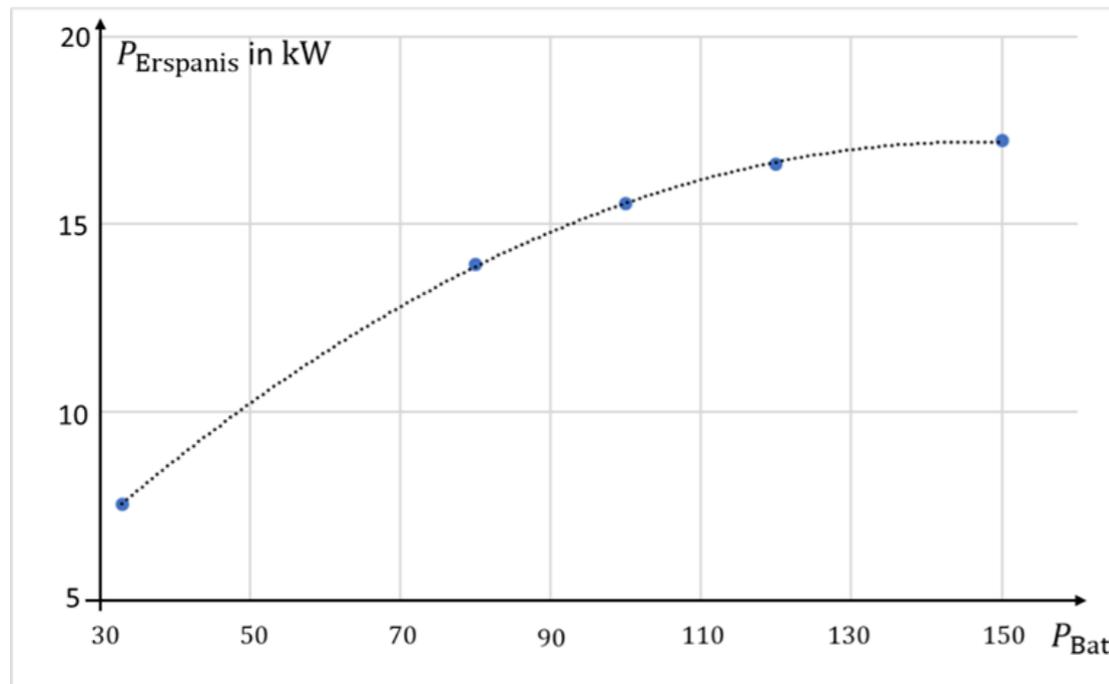


Optimal Power Flow (OPF):

- Aufbereitung aufgezeichneter Messdaten zur Ableitung realitätsnaher Szenarien
 - Minimale, mittlere und maximale Blind- und Wirkleistung je Strang für Tag und Nacht
- Beobachtungen
 - Stets maximale Speicherleistung
 - Weitere Maßnahmen erforderlich
 - Speicher sinnvoll platziert
 - Geringer Anteil entfällt auf Q
 - Überkompensation der Strangleistung

	Stellgrößen				Verluste		
	P in KW	Q in kvar			in KW		
	Bat	PV_C1	PV_D1	PV_D2	Ohne OPF	mit OPF	Ersparnis
Max	33,00	15,22	27,00	7,03	27,02	19,46	7,6
Mit	33,00	3,97	11,75	-3,39	8,32	5,21	3,1
Min	33,00	-0,36	1,45	-4,39	3,38	1,59	1,8

Simulative Systemerprobung



Optimal Power Flow (OPF):

- Zusätzliche Erkenntnisse aus weiteren Simulationen
 - Anpassung der Nebenbedingungen wirkt sich wie erwartet aus
 - Maximaler Leistungsbedarf des Speichers bei 150 kW
 - Verlegung des Netzanschlusspunktes an das Strangende ggf. sinnvoll
 - Verlegung der PV-Anlagen in stärker belastete Stränge erhöht das Einsparpotential (bis 1,5 kW)
 - In gegebener Konfiguration beträgt die jährliche Ersparnis etwa 1250 kWh

Simulative Systemerprobung



Ansatzpunkte zur Weiterentwicklung des Systems:

- Simulation des Gesamtsystems und Validierung mithilfe eines erprobten unabhängigen System
- Praktische Erprobung des Konzeptes
- Anpassung des OPF auf eine mehrphasige Betrachtungsweise
- Anpassung der Prognosemechanismen zum Speichereinsatz
- Anwendung auf weitere und/oder fiktive Netzszenarien unter Verwendung mehrerer Speicher und variablen Netzanschlussmöglichkeiten



Agenda

1. Einleitung und Projektgrundlagen
2. Vorstellung des ausgewählten Pilotnetzabschnittes
3. Mathematische Analyse des Pilotnetzes und State Estimation
4. Umsetzung der Lösungsansätze im Smart Grid
 - 4.1 Projektdienliche Netzkomponenten
 - 4.2 Kommunikationstechnische Realisierung
 - 4.3 EOSG-Rechner
 - 4.4 Inbetriebnahme der Systemkomponenten
5. Regelungskonzept
6. Simulative Systemerprobung
7. **Zusammenfassung und Ausblick**

Zusammenfassung und Ausblick

- Erfolgreiche Erweiterung der State Estimation zur dreiphasigen Betrachtung, um auch unsymmetrische Netzzustände zuverlässig zu erfassen und Optimierungspotentiale aufzudecken
- Kommunikationstechnische Anbindung der verfügbaren Netzkomponenten
- Erfolgreiche Felderprobung des 10kV-ERT-Prototypen
- Erfolgreiche Entwicklung des EOSG-Rechners mit Hauptaugenmerk auf die Kommunikation mit allen Teilnehmern und Implementierung des Regelalgorithmus
- Simulative Erprobung des Reglers zur Verifikation der Algorithmen und Identifikation von Verbesserungspotentialen
- Umsetzung der Ergebnisse in zukünftigen Projekten
- Nutzung der Ergebnisse für wissenschaftliche Arbeiten und Vermittlung in Lehrveranstaltungen