

Gemeinsame Simulation der Netz- und Kraftwerksbetriebsführung mit einer Kopplung an ein reales MicroGrid

Nico BROSE¹, Thomas MEIßNER², Marcel KOTTE³, Dirk LEHMANN⁴,
Klaus PFEIFFER⁵, Harald SCHWARZ⁶

- (1) BTU Cottbus-Senftenberg – Lehrstuhl Energieverteilung und Hochspannungstechnik, Siemens-Halske-Ring 13, 03046 Cottbus, Deutschland, +49 (0) 355 69 26 66, nico.brose@b-tu.de
- (2) BTU Cottbus-Senftenberg – Lehrstuhl Energieverteilung und Hochspannungstechnik, Siemens-Halske-Ring 13, 03046 Cottbus, Deutschland, +49 (0) 355 69 40 44, thomas.meissner@b-tu.de
- (3) Lausitz Energie Kraftwerke AG / Lausitz Energie Bergbau AG (LEAG) – Konferenzcenter (KC) Lübbenau, Straße des Friedens 26, 03222 Lübbenau / Spreewald, Deutschland, +49 (0) 3542874 364, Marcel1.Kotte@LEAG.de
- (4) BTU Cottbus-Senftenberg – Lehrstuhl Energieverteilung und Hochspannungstechnik, Siemens-Halske-Ring 13, 03046 Cottbus, Deutschland, +49 (0) 355 69 40 32, dirk.lehmann@b-tu.de,
- (5) BTU Cottbus-Senftenberg – Lehrstuhl Dezentrale Energiesysteme, Siemens-Halske-Ring 13, 03046 Cottbus, Deutschland, +49 (0) 355 69 40 35, klaus.pfeiffer@b-tu.de,
- (6) BTU Cottbus-Senftenberg – Lehrstuhl Energieverteilung und Hochspannungstechnik, Siemens-Halske-Ring 13, 03046 Cottbus, Deutschland, +49 (0) 355 69 45 02, harald.schwarz@b-tu.de

Kurzfassung: In diesem Beitrag werden zwei Simulationssysteme für Übertragungsnetze sowie Kraftwerke (KW) und ein MicroGrid mit deren datentechnische und betriebliche Kopplung vorgestellt. Dabei wird das Konzept des Zusammenspiels der drei Systeme für die Forschung, Ausbildung und Training im aktuellen Kontext der Energiewende sowie des Atom- und Kohleausstiegs beschrieben.

Keywords: Kraftwerkssimulator, Netzsimulator, MicroGrid, Sektorenkopplung

1 Einleitung

Das elektrische Energieversorgungssystem in Deutschland unterliegt seit den 1990er Jahren einen starken Wandel. Ein Versorgungssystem, welches im letzten Jahrhundert historisch gewachsen ist und mit thermischen Großkraftwerken betrieben wurde, erfährt mit der Liberalisierung des Strommarktes und der Fokussierung auf den Ausbau der erneuerbaren Energien sowie der Stärkung der Elektromobilität eine enorme Veränderung.

Zu den wesentlichen Impulsgebern dieser Veränderungen gehören zum einen der technologische Fortschritt auf dem Gebiet der erneuerbaren Energien und zum anderen die rapide Entwicklung der Elektromobilität. Neben den technologischen Innovationen müssen auch das gesteigerte Umweltbewusstsein der Gesellschaft sowie gezielte politische Maßnahmen erwähnt werden [1]. Mit der Energiewende hat sich Deutschland auch

regulatorisch verbindlich das Ziel gesetzt, eine grundlegende Umstellung der Energieversorgung, weg von fossilen und nuklearen Brennstoffen hin zu erneuerbaren Energien, umzusetzen.

Die Folge davon ist eine starke Wandlung der Elektrizitätswirtschaft. Als Anzeichen dafür sind die allmählichen Zunahmen des Stromhandels und -austausche mit benachbarten Stromnetzen sowie ein massiver Anstieg von installierten Erzeugungskapazitäten auf Basis von Wind- und Solarenergie zu nennen. Weitere Merkmale dieses Wandels sind die sukzessive zunehmende Anwendung von Energiespeichertechnologien und die Einbindung der Elektromobilität hauptsächlich in der Regionalnetzebene. In Deutschland gibt es ehrgeizigere Ziele als in anderen Ländern, einschließlich des zeitgleichen Ausstiegs aus der Atom- und der Kohleenergie bis 2022 bzw. 2038 [2, 3, 4, 5, 6].

Diese technischen sowie wirtschaftlichen Problematiken und die neuen Anforderungen aus den regulatorischen Vorgaben der Energiewende müssen von allen Markt- und Netzakteuren bewältigt werden, um einen stabilen Betrieb des elektrischen Energiesystems und damit die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Dabei wird und soll der Netzbetrieb an die neuen Anforderungen angepasst und insbesondere die Systemdienstleistungen weiterentwickelt werden [7].

Bei den Netz- und Kraftwerksbetreibern haben maßgeblich die Betriebsführer die Auswirkungen dieses Transformationsprozesses des elektrischen Energieversorgungssystems zu bewältigen. Neben der Ausbildung und Schulung am eigenen System stellen sogenannte Dispatcher-Training-Simulatoren eine willkommene und gesetzlich vorgeschriebene Abwechslung dar, um Betriebsführungspersonal umfassend auszubilden und zu trainieren. Die angehenden Dispatcher können ihre Fähigkeiten nicht nur im realen Betrieb trainieren, sondern darüber hinaus können sie ihre Kenntnisse in ungünstigen fiktiven Betriebssituationen vertiefen, ohne die Versorgungssicherheit in einem realen Netz oder Kraftwerk zu gefährden [8, 9]. An diesen Systemen können neben den vergangenen kritischen, auch zukünftige, Netz- und Kraftwerkssituation simuliert werden, die die Veränderungen des elektrischen Energieversorgungssystems widerspiegeln.

Zusammenfassend beschreibt dieser Beitrag die wahlweise gemeinsame Simulation eines Kraftwerks- und Netzsimulators mit der Kopplung an ein reales MicroGrid für die Forschung im Bereich von zukünftigen Energiesystemen sowie die Ausbildung und das Training von Betriebsführungspersonal.

2 Kopplung der Simulatoren und des realen MicroGrids

Die Systemanordnung ist auf eine realitätsnahe Abbildung der komplexen Zusammenhänge zwischen Erzeugung, Übertragung und Abnahme in Elektroenergieversorgungssystemen ausgerichtet. Hierzu werden, wie in Abbildung 1 ersichtlich, die drei Systeme an den verschiedenen Standorten, siehe Abbildung 2, miteinander gekoppelt.

Die Anbindung erfolgt hierbei über die in den Systemen befindliche Fernwirkarchitektur. Mit einem gesicherten VPN-Tunnel sind alle drei miteinander verbunden. Für die Kommunikation der drei Systeme untereinander wird das Übertragungsprotokoll IEC 60870-5-104 verwendet.

Der Aufbau wurde dabei so gewählt, dass alle Ebenen eines elektrischen Energieversorgungssystems abgebildet werden. Der Kraftwerkssimulator, des

Kraftwerksbetreibers LEAG, stellt in diesem Fall die verfahrenstechnische Steuerung der thermischen Erzeugungsanlagen dar. Dem gegenüber spiegelt der Netzsimulator, an der BTU Cottbus-Senftenberg (BTU C-S), die elektrotechnischen Zusammenhänge und Wechselwirkungen in einem Versorgungsnetz wider. Zum Schluss, als dritter Akteur, werden die kleinen Verbraucher und Einspeiser elektro- und verfahrenstechnisch im realen Umfeld des MicroGrids der BTU C-S überwacht und gesteuert.

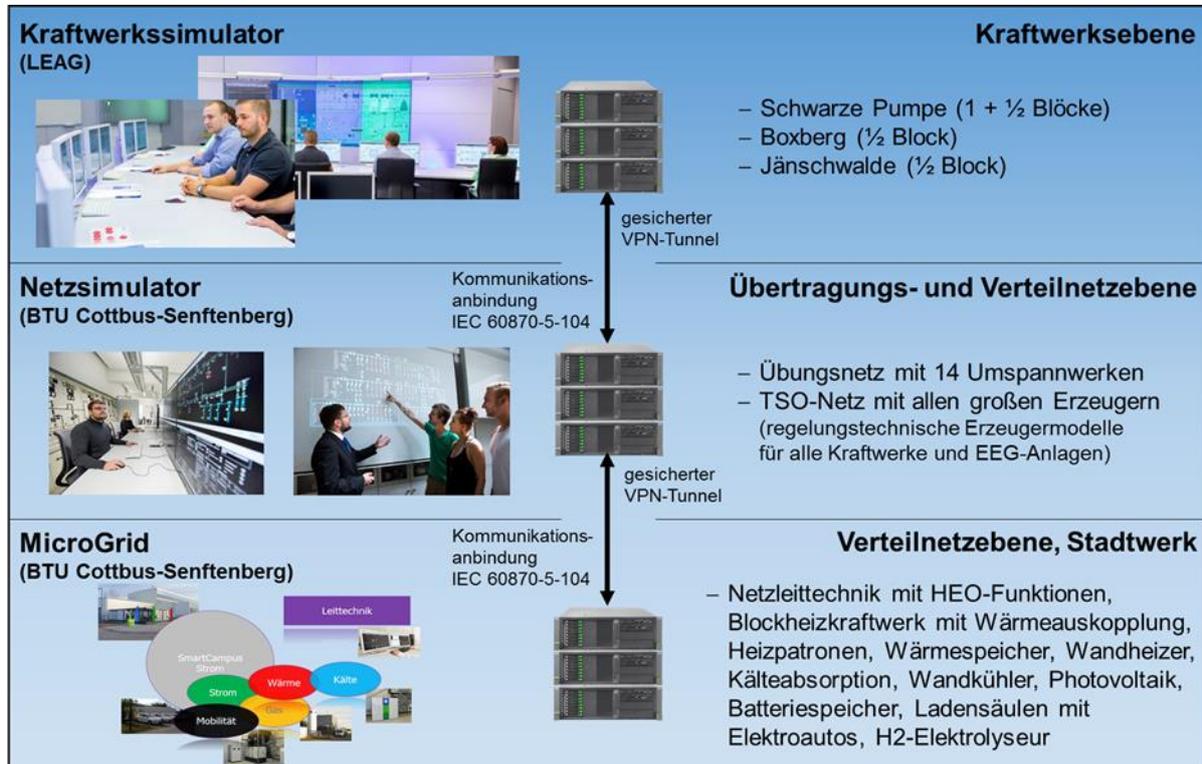


Abbildung 1: Kopplung Kraftwerks-, Netzsimulator und MicroGrid
(Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an [10])

Alle drei Systeme verfügen über reale Leittechniksysteme verschiedener Fabrikate: Kraftwerkssimulator – Siemens T2000 (emuliert) und T/S 3000, Netzsimulator – PS/Prins und das MicroGrid – Siemens Spectrum Power 5.

Für den Start einer gemeinsamen Simulation müssen, neben abgestimmten Prozessvariablen, Steuersignale und Prozessbildern, auch eine Systemzeit sowie eine übereinstimmende Netzsituation festgelegt werden. Ausgewählte Daten der Teilkomponenten des MicroGrids werden im Netzsimulator lediglich visualisiert, Schalthandlungen im MicroGrid sind mit Abstimmung Bestandteil von Trainingseinheiten. Zur Wahrung der Personensicherheit erfolgen Schaltmaßnahmen im Rahmen eines Trainings ausschließlich vor Ort an der Anlage unter gesicherter Anleitung des elektrotechnisch verantwortlichen Fachpersonals.

Die Daten, die zwischen den beiden Simulatoren ausgetauscht werden, beziehen sich auf die im Kraftwerkssimulator vorhandenen Prozessdaten der entsprechenden Braunkohleblöcke Schwarze Pumpe, Boxberg und Jänschwalde mit Bezug zum simulierten Netzabbild im Netzsimulator der 50-Hertz-Regelzone. Es werden alle relevanten Mess- und Steuerwerte ausgetauscht, die für den Verbundbetrieb erforderlich sind.

Für die Ausbildungs- und Trainingseinheiten ist eine Kommunikation der Betriebsführer via E-Mail und Telefon zwischen beiden Standorten der Simulatoren möglich. Das MicroGrid befindet sich in unmittelbarer Nähe des Netzsimulators.

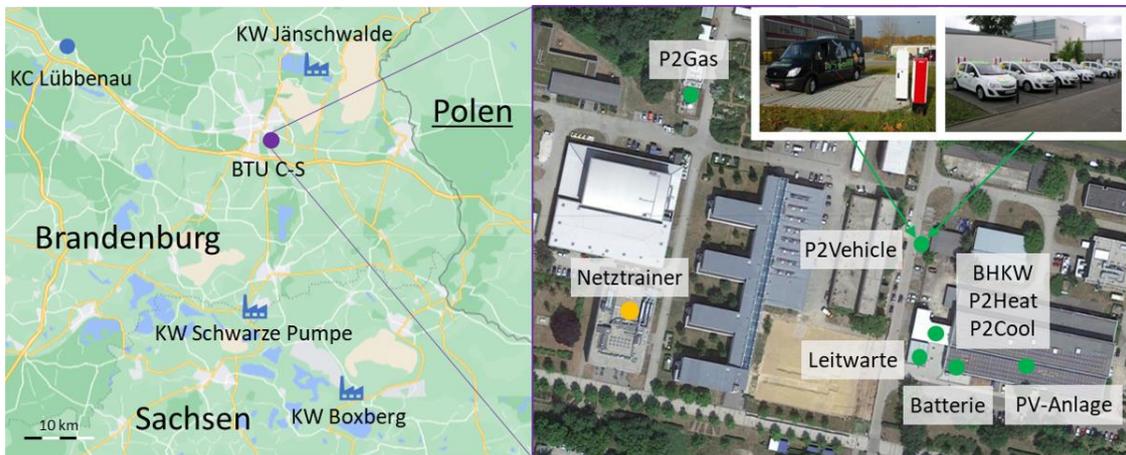


Abbildung 2: Standorte der Simulatoren und des MicroGrids
(Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an [11])

3 Vorstellung der Simulatoren und des MicroGrids

In diesem Abschnitt werden in einer kurzen Übersicht die beiden Simulatoren sowie das MicroGrid kurz mit ihren Inhalten, Modulen und Funktionen vorgestellt.

3.1 Module und Funktionen des Kraftwerkssimulators

Durch das Konferenzcenter Lübbenau der LEAG wird ein Echtzeit-Voll-Simulator mit hohem Realismusgrad zur Schulung der Mitarbeiter betrieben. Hierfür wird durch die Simulation das Kraftwerk Schwarze Pumpe in weiten Teilen nachgestellt. Dabei besteht der Simulator im Wesentlichen aus:

- dem Simulationsrechner
- den Prozessmodellen
- der Siemens-Leittechnik T/S 3000 (alternativ T 2000 durch Emulation)
- ein Lehrerbedienplätzen (LB)
- sieben Trainingsleitständen (TLS)

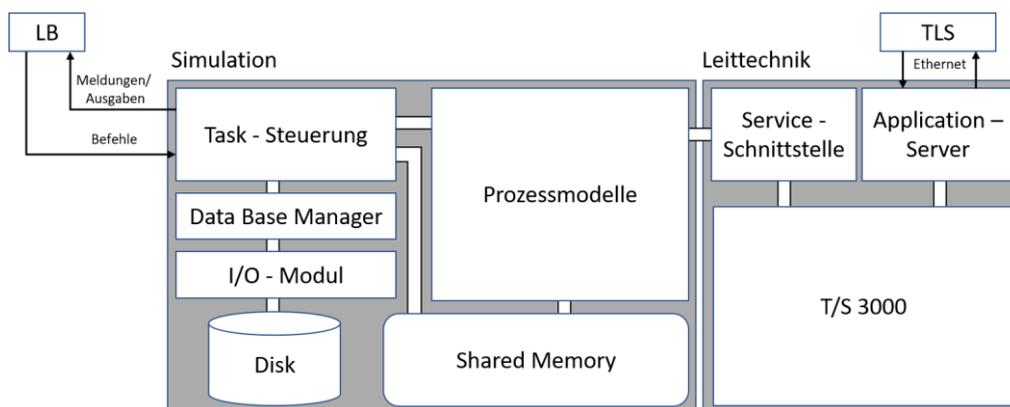


Abbildung 3: Simulatorsteuerung des Kraftwerkstrainer 800 MW

Die Bedienung des simulierten Kraftwerksblockes erfolgt mittels der Siemensleittechnik T/S 3000 (Hardware-Ausführung), wobei die Kommunikation zwischen Leittechnik und Simulation mittels der integrierten Simulatorschnittstelle S-3000 erfolgt (siehe Abbildung 4).

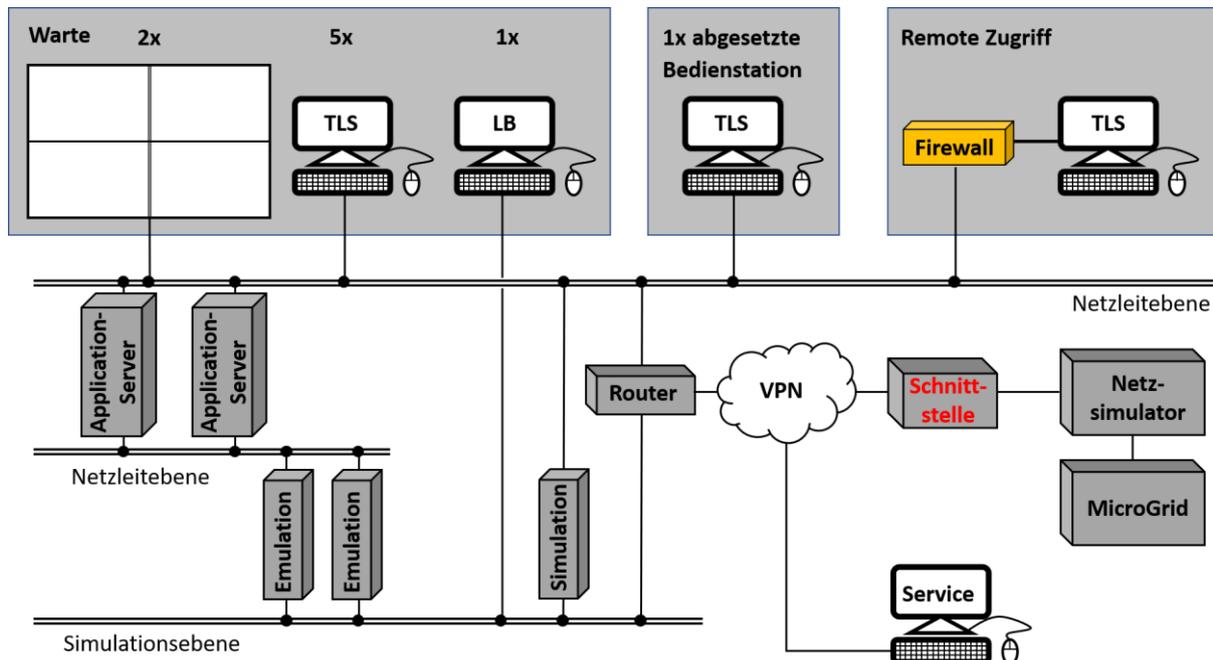


Abbildung 4: Schematischer Aufbau der Systemtechnik Kraftwerkstrainers 800 MW

Durch die Simulation werden folgende Komponenten der Kraftwerksanlage sowie angrenzender Einrichtungen abgebildet:

- Der **Kraftwerksblock A Schwarze Pumpe** als Vollsimulation mit allen wesentlichen Komponenten, fernbedienbaren Aggregaten und Armaturen, sowie den wichtigsten Vorort-Komponenten wie Entwässerungen oder Arbeitsluftverdichter
- Der **Kraftwerksblock B Schwarze Pumpe** als vereinfachtes Kraftwerks-Modell
- Die nicht **block-gebundenen Anlagen Y** (Nebenanlagen) des Kraftwerks Schwarze Pumpe als Vollsimulation mit den wichtigsten Komponenten der Ver- und Entsorgungsanlagen wie der Kohle-, Kalkstein- und Wasserversorgung, der elektrischen Eigenbedarfsversorgung mit den wichtigsten Transformatoren und Schaltanlagen sowie perspektivisch eine 53 MWh „BigBatt“ Batterieanlage mit 50 MW Lade- und Entladeleistung.
- Das **Netzgebiet** beinhaltet die Netzanbindungen der Kraftwerksanlagen mit den wichtigsten 380 kV-Schaltanlagen und Leitungssystemen der Netzgebiete Süd, Ost und Zentral des ostdeutschen Übertragungsnetzes sowie den wichtigsten 110 kV- und 30 kV-Umspann- und Schaltanlagen im betriebseignen Netzgebiet der LEAG zur Eigenbedarfsversorgung der Tagebaue. In Summe beinhaltet das Netzgebiet 4 vereinfachte Kraftwerksmodelle von Boxberg, 2 von Jänschwalde, 2 von Reuter, 1 vereinfachtes Kraftwerksmodell für das Pumpspeicherwerk Hohenwarte 2 als Summe aller Pumpspeichersätze, 2 vereinfachte Kraftwerksmodelle für das Pumpspeicherkraftwerk Markersbach als Summe von je 3 Pumpspeichersätzen.

3.2 Module und Funktionen des Netzsimulators

Der Netzsimulator stellt ein Trainingssystem für elektrische Energieversorgungsnetze zur Wiedergabe netzdynamischer Vorgänge für die Netzbetriebsführung dar und wird in diesen Zusammenhang auch für Forschungszwecke eingesetzt. Er besteht aus einer Netzleittechnik mit der Software PSInrins, die über einen Fernwirkserver mit zwei RMS-Echtzeit-Simulationskernen (Software PowerFactory) für dynamische Netzsimulationen gekoppelt ist, siehe Abbildung 5.

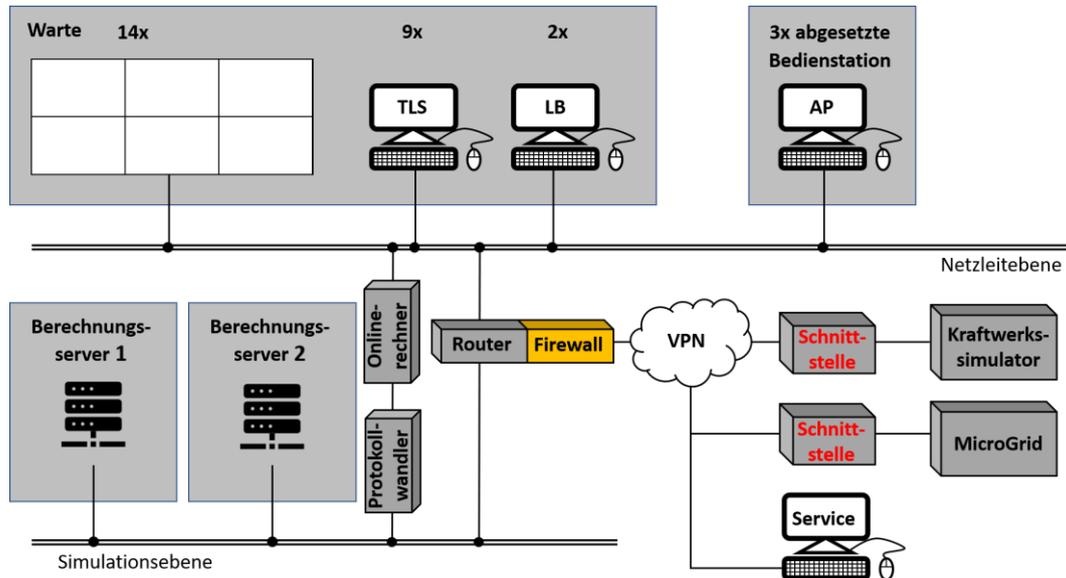


Abbildung 5: Schematischer Aufbau der Systemtechnik Netzsimulator

Der erste Simulationskern übernimmt die Berechnung der dynamischen Netzprozesse einschließlich der regelungstechnischen Prozesse bis zum Kessel der Kraftwerksblöcke in Echtzeit. Der zweite Simulationskern übernimmt die Grundlage der Berechnungen der State Estimation und Ausfallrechnungen. Über die Standardfunktionalitäten der Netzleittechnik (SCADA und HEO) wurden weitere Funktionen und Module entwickelt, angepasst und aufgebaut:

- **14 Leitstände** mit 9 TLS, 2 LB und 3 Administratorarbeitsplätzen (AP)
- **2 Datenmodelle**, bestehend aus der Regelzone Ostdeutschlands mit ca. 5000 Netzknoten und einem kleineren Schulungs- und Testnetz mit ca. 100 Netzknoten.
- **Berechnungsmodule** bestehend aus RMS-Echtzeit-Leistungsflussberechnung, Netzsicherheitsrechnung und Kurzschlussstromberechnung.
- **Kraftwerksmodelle** mit regelungstechnischer, masseträgheitsbezogener Abbildung thermischer Kraftwerke mit 1- oder 2-Kesselbetrieb, Gasturbinen-, Laufwasser-, Pumpspeicher-, Gas- und Dampfkraftwerke
- **Regler für Regelleistung** mit Frequency Containment Reserve (FCR), automatische und manuelle Frequency Restoration Reserve (FRR) sowie **Einspeisemanagement**
- **EEG-Einspeisermodule** basierend auf regelungstechnischen Abbildungen und der Leistungsgenerierung aus Biomasse und Speicheranlagen sowie aus den hinterlegten meteorologischen Daten (Wind, Photovoltaik)

- **Dynamische Verbraucher** (leistungsabhängige Lasten, aggregierte Lasten und Ladeinfrastruktur für Elektromobilität sowie Power-to-X-Technologien)
- **Ganglinienverwaltungen** für Leistungszeitreihen mit Szenarien (z. B. sonnig/windig, Sommer/Werktag)
- **Transformatoren** (Zweiwickler, Dreiwickler, in Längs-, Quer- und Schrägregelung mit der Möglichkeit der automatischen kaskadierenden Transformatorstufung)

3.3 Komponenten des MicroGrids

Das MicroGrid auf dem Zentralcampus der BTU C-S vereint nicht nur die klassischen, elektrischen Erzeugungs- und Abnehmeranlagen, sondern ist für die Forschungen mit den Sektorbereichen Verkehr, Wärme und Kälte sowie bilanziell Gas erweitert.

Die leittechnische sekundliche Überwachung erstreckt sich vom MicroGrid beginnend aus in das Strom- und Wärmenetz des Zentralcampus (s. Abbildung 6).

Forschungsschwerpunkte sind zum einem die wirtschaftlichen, energetischen und fahrplanorientierten Schärfungen des Sektorenverbundbetriebes und zum anderen die technischen Planungsanforderungen für die Implementierung von MicroGrids in den regionalen Netzverbund. Von Interesse sind unter anderem die Verschiebung der Kurzschlussleistung ins Niederspannungsnetz mit Ableitung von Auslegungsregularien, die Anforderungen an die Schutzauslegung oder am leittechnischen Zusammenspiel im sekundlichen Überwachungs- und Steuerungszeithorizont.

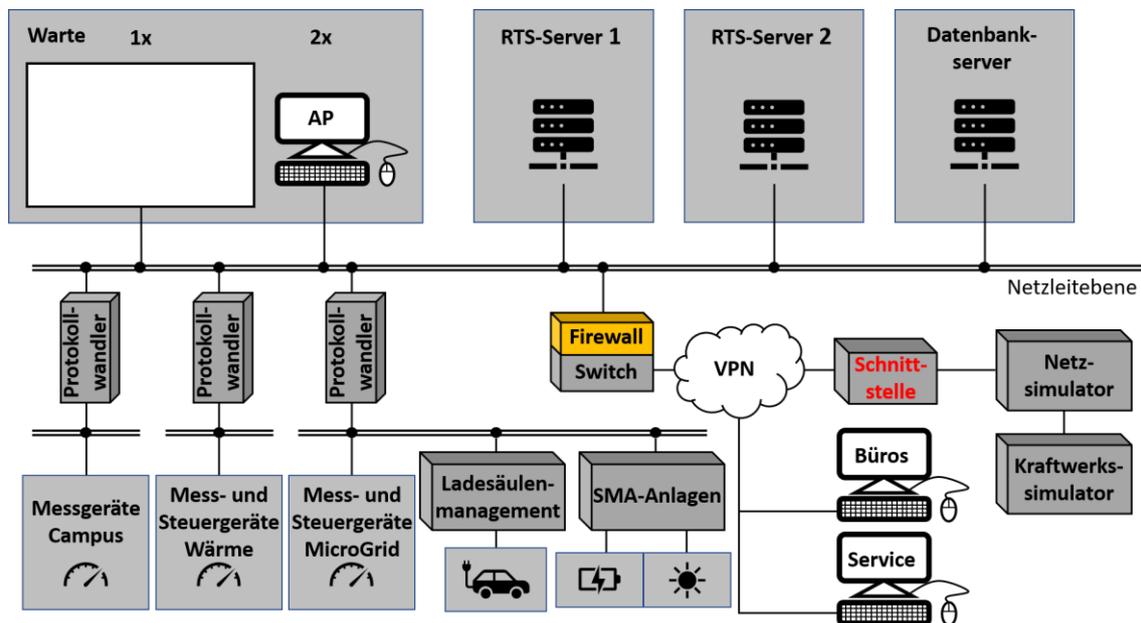


Abbildung 6: Schematischer Aufbau der Systemtechnik MicroGrid

Das inselfähige MicroGrid der BTU C-S besteht aus den folgenden Anlagenteilen:

- **Ladesäulenpark (P2Vehicle)**, bestehend aus 15 Ladesäulen mit jeweils 22 kVA Ladeleistung. Ein eigenentwickeltes Ladesäulen- und Ladeparkmanagement ermöglicht eine stufenlose Ladesäulenparkeinspeisung bis hin zum selektiven, interaktiven bidirektionalen Laden der kommunikationsfähigen Fahrzeuge sowie eine Abriegelung des Leistungsbezuges bei 110 kVA.

- **Eigenbedarfsinsel** mit unterbrechungsfreier Netzumschaltung und Leistung von 25 kVA
- **Batterieanlage**, blindleistungsfähig mit 380 kWh Speicherkapazität, Lade- und Entlade-Leistung von 60 kVA sowie inselbildenden Leistungs-Frequenz-Ausgleich
- **Blockheizkraftwerk (BHKW)**, blindleistungsfähig mit einer Leistung von 60 kVA_{el} und 80 kW_{th}
- **Photovoltaikanlage (PV-Anlage)**, blindleistungsfähig mit einer Leistung von 110 kVA_{peak}
- **Wärmespeicher (P2Heat)** mit Wärmespeichervermögen von 230 kWh_{th}, 3x 20 kW stufenlos einstellbaren, elektrischen Heizelementen, 80 kW_{th} Wärmeauskopplungen aus dem BHKW sowie 80 kW_{th} und 15 kW_{th} Wärmeauskopplungen zu Wandheizern und Kälteabsorption
- **Wandheizer (P2Heat)**, 2 x 40 kW_{th} zur Wärmeabgabe in die angrenzende Werkhalle
- **Absorptionskältemaschine (P2Cool)** mit 15 kW_{th} Kälteleistung
- **Kältespeicher (P2Cool)** mit 6 kWh_{th} Speichervermögen
- **Wandkühler (P2Cool)**, 15 kW_{th} zur Kälteabgabe in die angrenzende Werkhalle

Von den Versorgungsnetzen und Erzeugungsanlagen des Zentralcampus, welches eine max. Leistungsaufnahme von ca. 2,5 MVA_{el} sowie 8 MW_{th} besitzt, sind messtechnisch angebunden:

- **Transformatorstationen** des Campusnetzes zur Erfassung der Leistungsflüsse im Mittel- und Niederspannungsnetz
- **Wärmeübergabestationen** in den Gebäuden des Campusnetzes
- **Alkalische Druckelektrolyseanlage (P2Gas)** mit einer Bezugsleistung von 145 kW_{el} und einer Wasserstoffproduktion von ca. 30 Nm³/h

Für wissenschaftliche Untersuchungen sind alle Mess- und Prozesswerte archiviert und in ein allzugängliches Büronetzarchiv gespiegelt. Diese Datenbasis bildet die Grundlage für zukunftsorientierte Vorhersagen und teilautomatisierte Verfahren des Sektorenverbundes.

4 Einsatzmöglichkeiten der Systeme

Die Verschaltung der genannten Systeme ermöglicht die realistische Darstellung verschiedener Betriebssituationen des Kraftwerks-, Netz- und Sektorenverbundbetriebes für das Training, die Forschung und der Öffentlichkeitsarbeit.

Grundsätzlich entstehen hierbei zwei Bereiche: Der erste Bereich dient der Vermittlung von betriebstechnischen Grundlagen, wie zum Beispiel einfachen Schalthandlungen mit der dazugehörigen Kommunikation und Änderungen von Netz- und Kraftwerkssituationen. Diese Betriebsführungsvorgaben haben dabei bereits Auswirkungen auf einzelne Fahrplan- und Netzabbildänderungen, auf thermodynamische Abläufe im Kraftwerk sowie Lastflüsse im betrachteten Netz. Bei solchen Szenarien soll für den Anwender die entsprechende Systemreaktion der Erzeugungs- und Verbraucheranlagen im Vordergrund stehen. Im zweiten Bereich werden komplexe Szenarien bei denen verschiedene Akteure des Energieversorgungssystems im Rahmen eines übergreifenden Planspieles mit realen historischen oder zukünftigen Netzparametern den Kraftwerks- und Netzbetrieb simuliert. Dabei stellen vor allem die komplexen Szenarien je nach Kraftwerks- und Netzzustand unterschiedliche hohe Anforderungen an die jeweiligen Betriebsführer, siehe Abbildung 7.

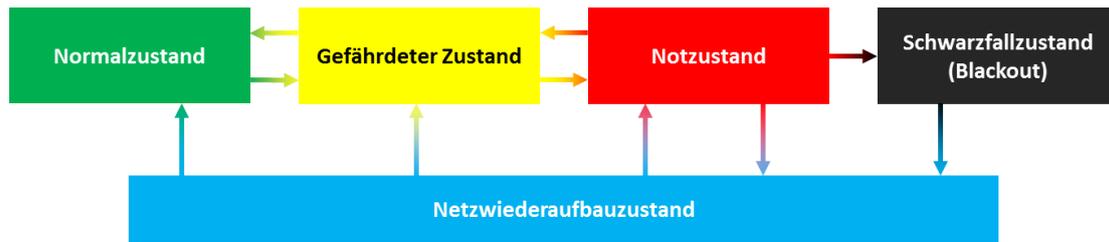


Abbildung 7: Schematische Darstellung Kraftwerks- und Netzzustände
(Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an [12])

Normalzustand: Darstellung des ungestörten Netzes, wobei alle Sicherheitsgrenzen auch bei Ausfall eines Betriebsmittels eingehalten werden. Bei Ausfall eines Betriebsmittels kann der Normalzustand auch durch entsprechende Entlastungsmaßnahmen beibehalten werden [12].

Gefährdeter Zustand: Die Sicherheitsgrenzen des Systems werden eingehalten, jedoch können diese bei Ausfall eines Betriebsmittels verletzt werden und zur Verfügung stehende Entlastungsmaßnahmen können nicht das Netz in den Normalzustand zurückführen [12].

Notzustand: Verletzung von mindestens einer betriebsrelevanten Sicherheitsgrenze [12].

Netzwiederaufbauzustand: Wiederherstellung der Systemsicherheit durch die Kraftwerks- und Netzführung nach einem Schwarzfall- oder Notzustand des Netzes [12].

Schwarzfallzustand: Großflächiger Ausfall von Netzbereichen und abgetrennten sowie ggfs. heruntergefahrenen Erzeugungskapazitäten [12].

Die Kombination der Simulationssysteme mit den Kraftwerks- und Netzmodelle bieten sich für das Training von Kraftwerks- und Netzbetriebsführern an. Spezielle Szenarien verstärken die Qualifizierung der o.g. Berufsgruppen. Weiterhin besteht ein Konzept, das in der Ausbildung zum Netz- und Kraftwerksbetriebsführer befindliche Personal zusammen mit Studenten gemeinsam zu trainieren, siehe Abbildung 8 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden..** Angereichert wird dieses Training durch das MicroGrid, welches ein interaktives Verhalten mit realen, skalierbaren Prozesswerten, EEG-Einspeisungen und Steuerungsabläufen ermöglicht bzw. künftig vermehrt aufkommende semiautarke Quartierlösungen widerspiegelt. Damit kann in den gemeinsamen Trainingseinheiten auch ein Sektorenverbundbetrieb mit abgebildet werden. Nachfolgende Inhalte sind möglich:

- Einführung in die Netz- und Systemführung sowie der Kraftwerksführung
- Verfahrenstechnische, elektromechanische und elektrotechnische Trainingseinheiten der Haupt- und Nebenanlagen von Kraftwerken und Kleinsterzeuger
- Netzbetrieb mit der Einspeisung von elektrischer Energie von verschiedenen konventionellen Kraftwerken (insbesondere durch den Kraftwerkssimulator: KW Schwarze Pumpe) zusammen mit unterschiedlichen Erzeugungsanlagen für erneuerbare Energien
- Betrieb des ostdeutschen Übertragungsnetzes und z.T. unterlagerten Netzbereichen
- Training von aktuellen sowie zukünftigen kritischen Kraftwerks- und Netzsituationen
- Übung von Redispatch-Maßnahmen und Darstellung der Systemreaktion während des gestörten oder ungestörten Netzbetriebes
- Einfluss und Wechselwirkung von Klein- und Kleinstnetzen im Sektorenverbundbetrieb auf das Netz- und Anlagenverhalten

- IT-Sicherheit von kritischen Infrastrukturen
- Netz- und Versorgungsaufbaumaßnahmen nach einem Netzzusammenbruch durch Anfahren von Kraftwerken und Synchronisation mehrerer Netzeinseln – speziell unter Berücksichtigung der Eigenbedarfsversorgung von Tagebauanlagen

	G1	G2	G3	G4	G5	G6	G7	G8.1	G8.2	V1	V2	V3	V4	V5	V6	V7	V8.1	V8.2
Systemoperatoren ÜNB	x	x	x	x	x	x	x			x	x	x	x	x	x	x		
Systemoperatoren VNB	x	x	x	x	x	x	x			x	x	x	x	x	x	x		
Anlagenbetreiber							x	x		x	x		x	x	x	x		
Leitstandsfahrer KW	x	x	x	x	x							x		x	x	x		
Operator Tagebau	x	x	x	x														
Händler und Dispatcher									x	x							x	x
Schüler									x	x								
Studenten	x	x	x	x	x	x	x			x	x	x	x	x	x	x		
politische Verantwortliche									x	x							x	x
Führungskräfte									x	x							x	x
Kaufleute	x	x	x	x														

Grundlagenmodule:

genereller Aufbau konv. Kraftwerksanlagen	G1
genereller Aufbau von Übertragungsnetzen	G2
genereller Aufbau von Tagebauten	G3
Betriebszustände von Kraftwerksanlagen	G4
Übertragungsnetzbetrieb u. Netzregelungen	G5
regenerative Energieerzeugungssysteme	G6
Fahrweise von Netzen mit Sektorenkopplung	G7
Kompaktmodul Grundlagen I	G8.1
Kompaktmodul Grundlagen II	G8.2

Vertiefungsmodule:

vollautomatischer Last-Regelbetrieb der Kraftwerksanlagen	V1
Anfahrbetrieb mit Kraftwerksanlagen	V2
Regelleistung (FCR und aFRR)	V3
Eigenbedarfsinselbetrieb von Kraftwerksanlagen	V4
kleine Industrienetze/Teilnetze mit Sektorenkopplung	V5
konv. Generatoren an Übertragungsnetzen	V6
leistungselektronische Einspeisung an Übertragungsnetzen	V7
Kompaktmodul Vertiefung I	V8.1
Kompaktmodul Vertiefung II	V8.2

Abbildung 8: Tabellarische Übersicht der Inhalte mit Zielgruppen

Darüber hinaus wird das System für die Öffentlichkeitsarbeit und verschiedensten Forschungsaufgaben verwendet. Beispiele hierfür sind das Zusammenspiel zukünftiger Netzstrukturen sowie Sektorenverbundbetrieb, Analyse von Veränderungen in der Einspeiserstruktur, unternehmensübergreifend Kommunikation, Erkennen und Vermeidung von kritischen Netzsituationen, oder allgemein der Ablauf der Zusammenarbeit zwischen ÜNB, VNB und signifikanten Netznutzern.

5 Zusammenfassung

Mit dem hier vorgestellten Gesamtsystem können die komplexen Zusammenhänge im Energieversorgungssystem, den Betrieb von Kraftwerken, den Ausbau erneuerbarer Energien, die Zunahme der Elektromobilität und die Sektorenkopplung widergespiegelt werden. Auch kann durch die Veränderungen von der Netzsituation eine schnelle und verlässliche Systemantwort wiedergegeben werden um auch der breiten Öffentlichkeit aktuelle und künftige Probleme verständlich aufzuzeigen.

Die Kopplung der Simulationssysteme kann auf Basis der entwickelten Betriebsmittel-, Netz- und Kraftwerksmodelle die dynamischen Vorgänge für den Normalbetrieb des klassischen Energieversorgungsnetzes, wie auch für andere Netzbetriebszustände unter Einbeziehung von Kraftwerkseigenschaften betriebsrealistisch darstellen. Durch das MicroGrid kann darüber hinaus ein Sektorenverbund eingebunden werden. Durch eine simulatorische Duplizierung des MicroGrids können auch zukünftige Einflüsse von solchen kleinen Netzeinseln insbesondere auf das Verteilnetz untersucht werden.

Referenzen

- [1] **Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi); Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU):** Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, Berlin, September 2010, S. 5.
- [2] **Energiewirtschaftsgesetz – EnWG:** Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 84 des Gesetzes vom 10. August 2021 (BGBl. I S. 3436) geändert worden ist, § 13(g).
- [3] **Atomgesetz – AtG:** Gesetz über die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren vom 23. Dezember 1959, Neufassung vom 15. Juli 1985 (BGBl. I 1985, Nr. 41, S. 1565), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 12. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2510) geändert worden ist, § 7(1a).
- [4] **Kohleverstromungsbeendigungsgesetz – KVVG:** Kohleverstromungsbeendigungsgesetz vom 8. August 2020 (BGBl. I S. 1818), das zuletzt durch Artikel 13 des Gesetzes vom 16. Juli 2021 (BGBl. I S. 3026) geändert worden ist.
- [5] **Bundesnetzagentur (BNetzA)** (o.J.): Kohleausstieg: URL: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Kohleausstieg/start.html (03.01.2022)
- [6] **Kohleausstiegsgesetz – KohleAusG:** Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze vom 8. August 2020 (BGBl. I S. 1818), das durch Artikel 3b des Gesetzes vom 3. Dezember 2020 (BGBl. I S. 2682) geändert worden ist.
- [7] **Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWi)** (2022): Netzbetrieb und Systemsicherheit URL: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/netze-und-netzausbau.html>, (03.01.2022)
- [8] **Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber für Elektrizität (ENTSO-E)** (2008): P8 – Policy 8: Operational Training, Brüssel, Belgien.
- [9] **Verordnung zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb** (2017): VERORDNUNG (EU) 2017/1485 DER KOMMISSION vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb (Abl. (EU) L 220 S. 1), Art. 58 & 59.
- [10] **LEAG** (o. J.): Kraftwerkssimulator, URL: <https://www.konferenzcenter-spreewald.de/de/kraftwerkssimulator>, (12.01.2022).
- [11] **Google** (2022): URL: <https://www.google.de/maps/@51.9389108,14.250982,9.58z> (05.01.2022).
- [12] **VDE** (2019): VDE-AR-N 4141-1, Technische Regeln für den Betrieb und die Planung von elektrischen Netzen – Teil 1: Schnittstelle Übertragungs- und Verteilnetze, Berlin, Frankfurt am Main.