Dynamische Netzleitwarte ermöglicht kombinierten Betrieb von Hochspannungs-Gleichstrom- und -Drehstrom-Technologie

Christoph Brosinsky, Florian Sass, Rainer Krebs und Dirk Westermann

Bisher laufen Prozesse in den Netzleitstellen noch im gewohnten Takt. Überwachungs- und Kontrollfunktionen bieten ausreichende Möglichkeiten, das Netz stabil zu betreiben. Betriebsführer bearbeiten Meldungen der Alarmliste entsprechend der Priorität nacheinander ab. Dennoch wird die gewohnte Routine nicht ewig fortbestehen können: Mit zunehmender Anzahl dezentraler Erzeugungsanlagen bei gleichzeitig reduzierter konventioneller Kraftwerksleistung nimmt die Störanfälligkeit des elektrischen Energieversorgungssystems zu. Auch das Zeitfenster, das bleibt, um auf kritische Störungen zu reagieren, wird dadurch immer kleiner. Neue Funktionen, die unter Einsatz moderner Betriebsmittel den Systemzustand stabil halten können, gewinnen deshalb in Zukunft deutlich an Relevanz. Mit ihnen werden dynamische Vorgänge im Netz erkennbar, auf die gezielt reagiert werden kann. Der Artikel stellt ein aktuelles Projekt zur Entwicklung neuer Netzleittechnik vor.

Die weltweit erste Transportnetzleitwarte, die einen kombinierten Betrieb von Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungstechnologien (siehe Textkasten) und einem Hochspannungsdrehstrom-Verbundnetz ermöglicht, wurde als Forschungs- und Demonstrationsanlage am 10.3.2017 an der Technischen Universität Ilmenau in Betrieb genommen. Das bundesländerübergreifende Forschungsprojekt „DynaGridControlCenter – Dynamische Netzleitwarte“, welches unter Projektleitung der Siemens AG zusammen mit der Technischen Universität Ilmenau, der Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, der Ruhr-Universität Bochum, dem Fraunhofer IFF in Magdeburg sowie dem Fraunhofer ISOB-AST in Ilmenau realisiert wird, dient der Entwicklung und Erprobung neuer Funktionalitäten für die Netzführung. Eine effizientere Leitwartenstruktur sowie Versuche mit neuen Kommunikationsstandards für den Informationsaustausch zwischen Verbundnetzleitwarten und den Stationen im Transportnetz sind ebenfalls Forschungsinhalte.

Um auf dem Stand der Technik aufzubauen, stellt Siemens die aktuelle Version der Netzleittechniksoftware Spectrum Power 7 zur Verfügung (Abb. 1). Die von Übertragungsnetzbetreibern eingesetzte Software stellt das Grundgerüst der Forschungsplattform dar und bietet die Möglichkeit, neue Funktionen mit aktueller Technik zu verbinden. Die Versuchsleitwarte bietet somit alle Funktionalitäten einer realen Verbundnetzleitwarte.

Die Leitwarte an der Technischen Universität Ilmenau ist die erste ihrer Art

Foto: TU Ilmenau

HGÜ schafft neue Freiheitsgrade für das Verbundnetz

Mit der Energiewende und dem Wegfall konventioneller Erzeugungsanlagen wird zukünftig dezentral und auf allen Spannungsebenen fluktuierend eingespeist. Um die historisch gewachsenen Lastzentren mit neuen Einspeisestandorten effektiv zu verbinden, wird das bestehende Drehstromtransportnetz verstärkt und erweitert. Aus wirtschaftlichen Überlegungen heraus erfolgt die Errichtung von Hochspannungsgleichstromübertragungs-(HGÜ)-Korridoren, die einen neuen, hochdynamischen Freiheitsgrad in das elektrische Verbundnetz bringen. Nicht zuletzt aus diesem Grund bedarf es zukünftig neuer Beobachtungs- und Steuerungsfunktionen in der elektrischen Netzverbundsteuerung um die Vorgänge im Gesamtsystem vollständig erfassen, darstellen und kontrollieren zu können.

Derzeit wird die thermische Belastungsgrenze der Betriebsmittel als Flaschenhals für die Transportaufgabe in der Energieübertragung angesehen. Durch den Wegfall der stabilisierenden Wirkung der Großkraftwerke sowie der zunehmenden Implementierung leistungselektronischer Betriebsmittel rücken dynamische Phänomene und

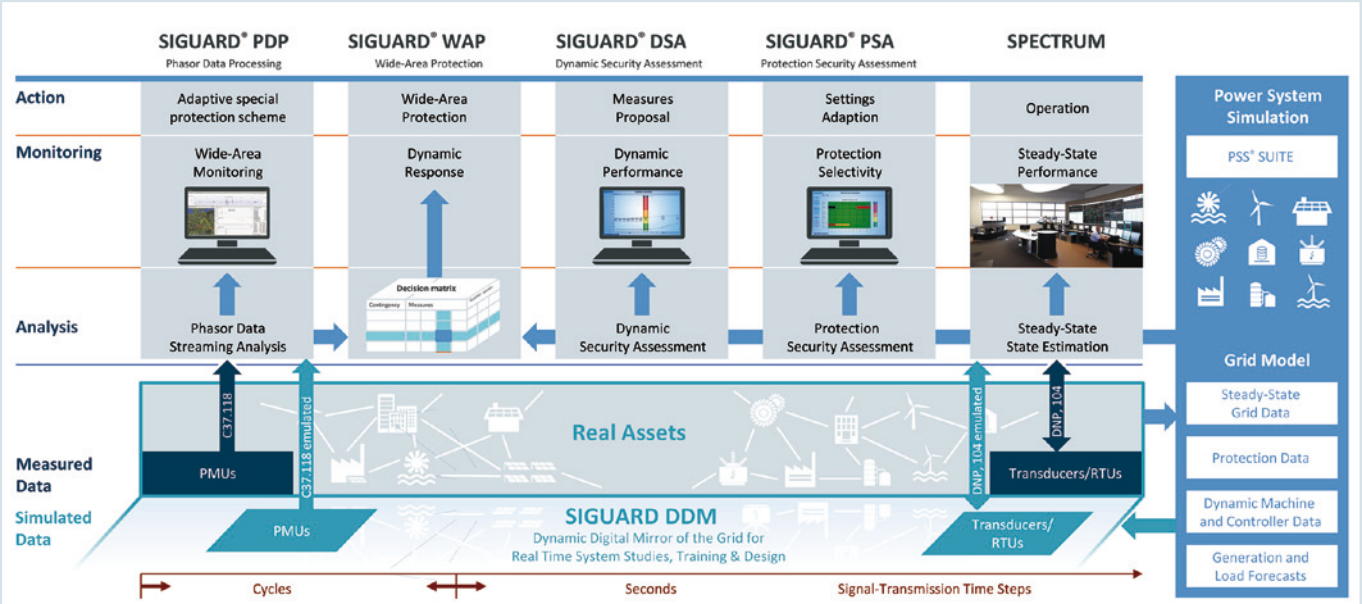

Abb. 1 Siguard-Familie mit dynamischen Netzanalysetools der Siemens AG

damit verbundene Stabilitätsbetrachtungen in den Fokus. Diese Effekte können durch derzeitige Netzleitwarten noch nicht beobachtet und bewertet werden. Die neu entwickelten Methoden zur Analyse und Visualisierung von dynamischen Effekten bilden eine Grundlage für zukünftige Generationen von Netzleitwarten.

Erstmalig werden dynamische Vorgänge und HGÜ-Übertragungsstrecken in der Leitstelle als Bewertungskriterium bzw. betrieblicher Freiheitsgrad mit einbezogen, um den Netzbetrieb sicherer zu gestalten. Dezentrale Erzeugungsanlagen und HGÜ bringen neue kleine Zeitkonstanten in das gesamte elektrische Energieversorgungssystem ein. Diese können durch herkömmliche Netzleittechnik mit einem klassischen SCADA-Ansatz (SCADA, Supervisory Control And Data Acquisition) nicht abgebildet werden. Um die Vorteile der neuen Technologien voll auszunutzen, muss mit zeitlich hochauflösender Messtechnik gearbeitet werden.

Herkömmliche Steuerungssysteme sind zu begrenzt

SCADA-Systeme sind in der Lage, Messdaten und andere Informationen innerhalb einiger Sekunden zu übertragen und darzustellen. Hierbei ist nicht gewährleistet, dass der vorliegende Datensatz immer vollständig und aktuell ist. Es können somit teilweise veraltete Werte mit aktuellen Werten zusammen in die Netzzustandsbewertung eingehen und dementsprechend eine ungenaue Bewertung hervorrufen. Durch den vermehrten Einsatz zeitlich synchronisierter sog. Phasor Measurement Units (PMU) werden die Datenübertragungsintervalle hinreichend klein. PMU-Daten sind Raumzeiger von Strom und Spannung, die mit einem Zeitstempel versehen sind. Mit einer Genauigkeit von ±1 µs ermöglichen es diese, Daten (bspw. die Netzfrequenz oder den Spannungswinkel an einer Sammelschiene) unter transienten Bedingungen hochaufgelöst auszuwerten (Abb. 2).

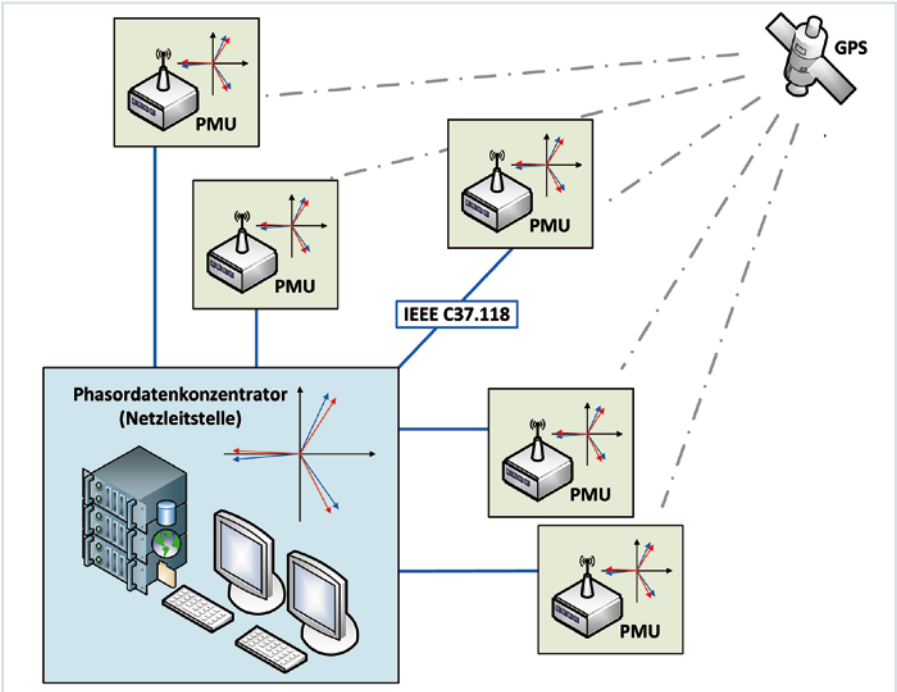

Abb. 2 Prinzip der PMU-Messwerterfassung und Datenübertragung

Tab.: Vergleich von herkömmlichen SCADA-Systemen mit zeitsynchronen PMU-Messsystemen

System	Konventionelles SCADA	Synchrone Zeigermessung (PMU)
Messwert	Effektivwerte (RMS)	Phasoren (Amplitude und Winkel)
Zykluszeit	2 ... 30 s (z. T. bis 5 min)	20 ... 100 ms (Sendezyklus)
Synchronisierung	Ggf. lokaler Zeitstempel	Globaler Zeitstempel via GPS

Dies übernimmt in der Leitstelle ein sog. Phasordatenkonzentrator, der Teil der eingesetzten Siemens-Software Siguard PDP ist. Hiermit werden Übertragungszyklen von einigen hundert PMU mit bis zu 60 Samples pro Sekunde darstellbar. Diese Informationsflut ist selbst bei Einsatz moderner Rechentechnik als kritisch anzusehen. Eine Vorauswahl relevanter Daten bereits in der Feldebene durch intelligente Stationen wird notwendig. Die Tabelle zeigt einen Vergleich von herkömmlichen SCADA-Systemen mit zeitsynchronen PMU-Messsystemen.

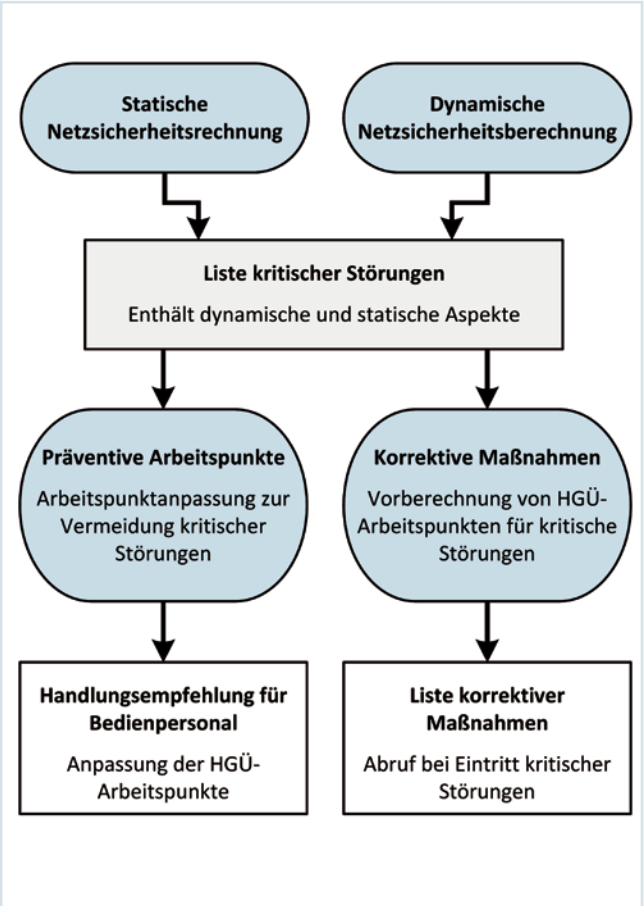

Abb. 3 Berechnung präventiver Arbeitspunkte und korrektiver Maßnahmen

Störungen innerhalb von Bruchteilen von Sekunden zu erkennen und geeignete Gegenmaßnahmen einzuleiten, ist im derzeitigen Netzbetrieb mit einer konventionellen Leitstelle nicht oder nur mit aufwändiger Zusatztechnologie möglich. Eine Netzleitstelle, die den zunehmend komplexen Netzbetrieb mit neuen Funktionen zur Überwachung und Regelung unterstützt, wird zukünftig notwendig sein. Die eingesetzten Methoden müssen zudem einem einheitlichen Standard genügen, um eine industrielle Anwendung zu gewährleisten. Durch die Verwendung gesicherter Datenformate und Schnittstellen wird die industrierelevante Praxisnähe gewahrt.

Der Einsatz von PMU sowie geeigneter Auswertungsapplikationen und Funktionen in der Leitstelle steigern die Beobachtbarkeit von dynamischen und transienten Vorgängen im elektrischen Energieversorgungssystem. Um die eingehenden Daten sicher zu transportieren und zu verarbeiten, wird der Einsatz neuer Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) notwendig. Mit diesen wird auch die Weiterentwicklung vorhandener Kommunikationsstandards einhergehen. Die Verbindung des Stromnetzes mit dem Kommunikationsnetz führt zu weiteren Aspekten, die es zu berücksichtigen gilt. Da Steuerungssysteme sog. kritischer Infrastrukturen mitunter mutwillig manipuliert werden können, wird das Thema „Cybersecurity“ eine zunehmende Rolle spielen.

Störungen und Ausfälle der elektrischen Energieversorgung können erhebliche Schäden nach sich ziehen und weite Teile der Bevölkerung unmittelbar betreffen. Im Idealfall wird ein Netz zur Steuerung und Überwachung der Energieversorgung ohne Verbindung zum öffentlichen Kommunikationsnetz betrieben. Vor allem aus Kostengründen ist dies nicht immer möglich. Es müssen deshalb andere geeignete Schutzmaßnahmen getroffen werden.

Intelligente Leittechnik reagiert flexibel auf Störungen

In einem elektrischen Netz mit ungesteuerten Leitungen richtet sich der Leistungsfluss nach dem ohmschen Gesetz. Durch den zunehmenden Einsatz von HGÜ-Umrichtern im Übertragungsnetz als Kuppelstellen zwischen AC- und DC-System können und müssen diese im Normal- und besonders im Fehlerfall aktiv angesprochen werden. Dies ermöglicht eine „optimale“ Beteiligung der Geräte an der jeweiligen Netzsituation. Heutige Umrichter der VSC-Technologie zeichnen sich dabei durch eine schnelle und unabhängige Regelbarkeit der Wirk- und Blindleistung aus. Die Referenzwerte der Umrichter werden für den Normalbetrieb so gewählt, dass das System gegenüber auftretenden Störungen und Betriebsmittelausfällen möglichst unanfällig bleibt.

Kritische Auslastungen der Betriebsmittel, Spannungsgrenzwertverletzungen oder das Außertrittfallen von Synchrongeneratoren können hierdurch aktiv verhindert werden. Man spricht dabei von präventiven Maßnahmen. Dafür greift die in der Leitwarte verwendete Rechentechnik auf ein Werkzeug zurück, welches die dynamischen Aspekte der Netzsicherheit bewertet (hier: Siemens Siguard DSA). Kritische Störungen, welche durch Betriebsmittelausfälle hervorgerufen werden, können so identifiziert werden.

In einem nächsten Schritt kommt eine an der Technischen Universität Ilmenau entwickelte Methode zur Berechnung sog. präventiver Arbeitspunkte zum Einsatz. Diese

erlaubt eine Neuberechnung der Umrichter-Arbeitspunkte, um die Anzahl kritischer Störungen zu minimieren (Abb. 3). Die so gewonnenen Ergebnisse werden dem Leitwartenpersonal als Entscheidungshilfe vorgeschlagen.

Mitunter kann nicht allen Störungen in beschriebener Weise vorgebeugt werden. In einem solchen Fall sollen HGÜ-Umrichter ihre Arbeitspunkte anhand lokaler Messungen und neuer Steuerungsinstanzen so anpassen, dass, wenn eine kritische Störung auftritt, weitere Ausfälle und eine Instabilität des Systems vermieden werden können und das Gesamtsystem wieder in einen sicheren Betriebszustand überführt wird. Dafür werden während der Betriebsplanung geeignete korrektive Maßnahmen (Arbeitspunktanpassungen der HGÜ-Umrichter) für mögliche kritische Störungen vorberechnet (Abb. 3). Anschließend werden diese mittels geeigneter Protokolle über die Kommunikationswege übertragen und bei Störungseintritt unmittelbar lokal aktiviert.

Zu diesem Zweck rückt auch die Identifikation solcher Störungen in den Fokus des Projekts. Die intelligente Stationsleittechnik der HGÜ-Umrichter sowie die Leitwarte erkennen durch Vergleich von aktuellen Messgrößen und vorberechneten und historischen Mustern das Auftreten der Störungen und machen somit ein Aktivieren der korrektiven Maßnahmen überhaupt erst möglich. Aufgrund des gesteigerten Bewusstseins über die aktuelle Situation spricht man auch von „situational awareness“, ohne die ein Betrieb des schneller und dynamischer reagierenden Energieübertragungssystems nicht mehr möglich sein wird.

Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung

Die Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) bezeichnet den Transport von elektrischer Energie in den Wechselstrom-Netz überlagerten Trassen bei Gleichstrom und Spannungen von bis zu 500 kV. Die Verbindung zwischen beiden Netzen erfolgt über Umrichterstationen, die mittels leistungselektronischer Bauteile als Gleich- und Wechselrichter fungieren. Für den integrierten Einsatz der HGÜ in AC-Übertragungsnetzen kommt die transistorbasierte VSC-Technologie zum Einsatz, während die thyristorbasierte LCC-Technologie zum Transport großer Leistungen im GW-Bereich über weite Entfernungen eingesetzt wird.

Erste Verbundnetzleitwarte ihrer Art

Die beschriebenen Ansätze und Methoden, sowie die kombinierte Betriebsplanung und -führung des AC-Netzes und HGÜ-Systemen macht die Verbundnetzleitwarte in Ilmenau zur weltweit ersten ihrer Art. Die Leitwarte kann zukünftig auch zu Trainingszwecken genutzt werden, denn die Möglichkeiten, während des realen Netzbetriebs Mitarbeiterschulungen durchzuführen, sind begrenzt. Daher bietet sich die Einrichtung auch als Versuchseinrichtung für Unternehmen an, die entweder das Netzleitsystem selbst einsetzen oder einsetzen wollen; dies umfasst auch die Funktionsprüfung neuer leittechnischer Applikationen oder Geräte.

Dipl.-Ing. (FH) C. Brosinsky, Wissenschaftlicher Mitarbeiter, M. Sc. F. Sass, Wissenschaftlicher Mitarbeiter, Prof. Dr.-Ing. D. Westermann, Fachgebietsleiter, Fachgebiet Elektrische Energieversorgung, Technische Universität Ilmenau, Prof. Dr.-Ing. R. Krebs, Principal Expert, Division Energy Management, Siemens AG, Erlangen
power.systems@tu-ilmenau.de
rainer.krebs@siemens.com

Das Forschungsvorhaben DynaGridControlCenter (Förderkennzeichen 03ET7541D) ist Teil der Forschungsinitiative „Zukunftsfähige Stromnetze“ und wird von den Bundesministerien für Wirtschaft und Energie (BMWi) sowie Bildung und Forschung (BMBF) mit insgesamt ca. fünf Mio. € gefördert.

www.kisters.de/energie

Software für effizientes Metering

Zähldatenerfassung, Meter Data Management, Verbrauchsanzeige

Die modulare, massendatenfähige KISTERS Metering Lösung bedient die gesamte Prozesskette beim Netz- bzw. Messstellenbetreiber: von der Rollout-Unterstützung über die gesicherte Kommunikationsinfrastruktur, die Gateway-Administration und die Massendatenverarbeitung bis hin zur Anzeige der Daten im Web für den Endkunden.

Gesetzeskonform, effizient, profitabel und zukunftssicher!

Profitieren Sie von unserer Erfahrung.

KISTERS