



**Förderprogramm des BMUB zu Forschung und Entwicklung im Bereich
Forschung für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare
Energieversorgung**

SECVAR - Sicherheit und Zuverlässigkeit von Verteilungsnetzen auf dem Weg
zu einem Energieversorgungssystem von morgen

Förderkennzeichen: 0325631

Geförderte Projektpartner:

- Avacon AG
- Fraunhofer-Institut für Fabrikbetriebe und -automatisierung IFF
(Verbundkoordinator)
- Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES –
Institutsteil Kassel
- Otto-von-Guericke Universität Magdeburg
- RegenerativKraftwerke Harz GmbH & Co. KG
- Siemens AG

Zuwendungssumme: 2.182.814 Euro

Laufzeit: 01.12.2013 bis 30.04.2016

- Hiermit bestätige ich, dass die im folgenden dargestellte Projektbeschreibung
ausschließlich lizenz- und kostenfreie Bilder, Grafiken und Fotos enthält.

Für den Inhalt der Projektbeschreibung ist der Zuwendungsempfänger verantwortlich



1. Thema und Ziel des Vorhabens

Die elektrische Energieversorgungsinfrastruktur ist ein System, welches durch das stetige Ausbalancieren von Erzeugung und Verbrauch stabil gehalten wird. Die Aufrechterhaltung dieses Gleichgewichts ist mit steuerbaren Erzeugungseinheiten, wie den konventionellen Grundlast- und Spitzenlastkraftwerksparks möglich, welche die Primär-, Sekundär- und Minutenreserve zur Ausregelung des Gesamtsystems zur Verfügung stellen. Mit der Integration erneuerbarer Energien, welche sich durch eine rasante Entwicklung hinsichtlich deren installierter Leistungen auszeichnen, wird die Residuallast einer steigenden und verstärkt dynamischen bipolaren Schwankung unterzogen. Der überwiegende Teil der dezentral und regenerativ erzeugten Energie wird innerhalb des Verteilungsnetzes ab 110 kV abwärts erzeugt. Daran ist zu erkennen, dass Einflüsse dieser Erzeugerart auch primär dort ihre Auswirkungen zeigen. Die ursprüngliche der Top-Down-Betriebsphilosophie angepasste Netztopologie steht vor der wachsenden Herausforderung, steigende Energiemengen, insbesondere aus Winderzeugungsanlagen (WEA) und Photovoltaikanlagen (PV), aufzunehmen und in die Gebiete mit Lastzentren zu transportieren. Damit wirken die volatilen Einflüsse, insbesondere aus den oben genannten Erzeugungstechnologien, auf die jeweiligen Spannungsebenen mit besonderem Einfluss auf die 110kV-Hochspannungsnetze ein. Das Verteilungsnetz, beispielsweise im Landkreis Harz, verfügt über einen hohen Anteil erneuerbarer Energieerzeugungsanlagen. Einer Erzeugungsleistung von derzeit etwa 160 MW an installierter Wind- und 40 MW an PV- Anlagenleistung steht eine Spitzenlast von ca. 220 MW gegenüber, was derzeit zu verschiedenen Zeitpunkten im Jahr zu Exportsituationen von Energie in das vorgelagerte Übertragungsnetz führt. Der mögliche Wechsel von Verbraucherlastflüssen und Erzeugerlastflüssen beaufschlagt das elektrische Netz mit zusätzlichen und unkonventionellen Zuständen. Im Hinblick auf das Netzmonitoring, die Netzsteuerung und den Netzschutz müssen bestehende Konzepte ersetzt bzw. angepasst werden. **Das übergeordnete Ziel des SECVER Vorhabens ist daher einerseits die Entwicklung von Algorithmen und Systemen für ein übergreifendes Monitoring und die Beobachtbarkeit der Verteilungsnetze mit hoher lokaler erneuerbarer Erzeugung unter dedizierter Anwendung digitaler Messtechnologien sowie andererseits die Erweiterung der Maßnahmen zur Unterstützung einer sicheren und zuverlässigen Führung von Verteilungsnetzen**

Dabei kann bereits auf ein bestehendes und in dieser Art europaweit einzigartiges Phasor Measurement Unit (PMU) Monitoringsystem aus dem Projekt RegModHarz (E-Energy) zurückgegriffen werden. Einzigartigkeit wird hierbei durch die erzielte Genauigkeit sowie Synchronität der Messparameter sowie deren Einsatz in der



Verteilungsnetzebenen erreicht. Auf dieser Grundlage soll ein neues, erweitertes System mit einer übergreifenden/weiträumigen Beobachtbarkeitsfunktionalität für die Verteilungsnetze der Zukunft realisiert und praktisch erprobt werden. Dieses Verteilungsnetz-Überwachungs- und –Betriebsmanagementsystem, wird die Funktionalität besitzen, sowohl die direkt und zeitsynchron (durch PMU, sowie ergänzt durch RTUs) gemessenen als auch die darauf basierenden errechneten Parametern des Netzes für eine optimale Umsetzung der Überwachungs-, Steuerungs- und Schutzaufgaben in Verteilungsnetzen bereitzustellen. Als Beispiel werden Sollwertvorgaben genannt, um somit zur Erweiterung der Leitsysteme beizutragen. Zu diesem Zweck werden Anbindungsmaßnahmen entwickelt (bspw. Schnittstellenlösungen, geeignete Austauschalgorithmen), welche als Schnittstelle zwischen Observationseinheit und Netzleitsystem fungieren. Die Entwicklung dieser Maßnahmen wird anhand einer separaten Untersuchung der geltenden Standards, Richtlinien und Gesetze zur frühzeitigen Definition der neuen Normungsanforderungen bzw. deren Erweiterung zur Gewährleistung des sicheren Betriebes von Verteilungsnetzen (kritische Infrastruktur im Hinblick auf Umsetzung von SmartGrids) durchgeführt. Über die Funktionalität der Netzüberwachung hinaus werden die Potentiale der steuerbaren Erzeuger, Lasten und Speicher, die sich in unterschiedlichen Verteilungsnetzebenen befinden, zur Erbringung der Systemdienstleistungen definiert, welche sich bei den zukünftigen Verteilungsnetzen oder aber auch an der Schnittstelle zwischen Verteilungs- und Übertragungsnetzbetreibern ergeben können. Abbildung 1 verdeutlicht die Schwerpunkte von SECVAR und zeigt dessen Einordnung in den Gesamtkontext. Diese Maßnahmen beziehen sich einerseits auf den lokalen Bedarf in Verteilungsnetzen (insbesondere im Hinblick auf die Spannungshaltung) als auch auf den globalen Bedarf in den vorgelagerten Übertragungsnetzen (insbesondere im Hinblick auf die Frequenzhaltung). Die im Rahmen dieses Projektes zu entwickelnden Konzepte und Algorithmen dienen der Aufrechterhaltung bzw. Verbesserung der Netzstabilität im Bereich der Verteilungsnetze und konzentrieren sich insbesondere auf das optimale Ausbalancieren des Blindleistungshaushaltes sowie auf die Spannungshaltung, welche als Grundlage für eine sichere Umsetzung der Energiewende aus Sicht des Verteilungsnetzbetreibers notwendig sind. Zunächst wird die lokale Ausbalanzierung unternommen die eine lokale Stabilität (vor allem Spannungsstabilität) sichern soll und im Folgeschritt, falls lokale Maßnahmen nicht ausreichen, durch einen übergeordneten Ausgleich von Blind- und Wirkleistung bzw. Spannungspegeln (z.B. Stufenschalterkoordination) realisiert.

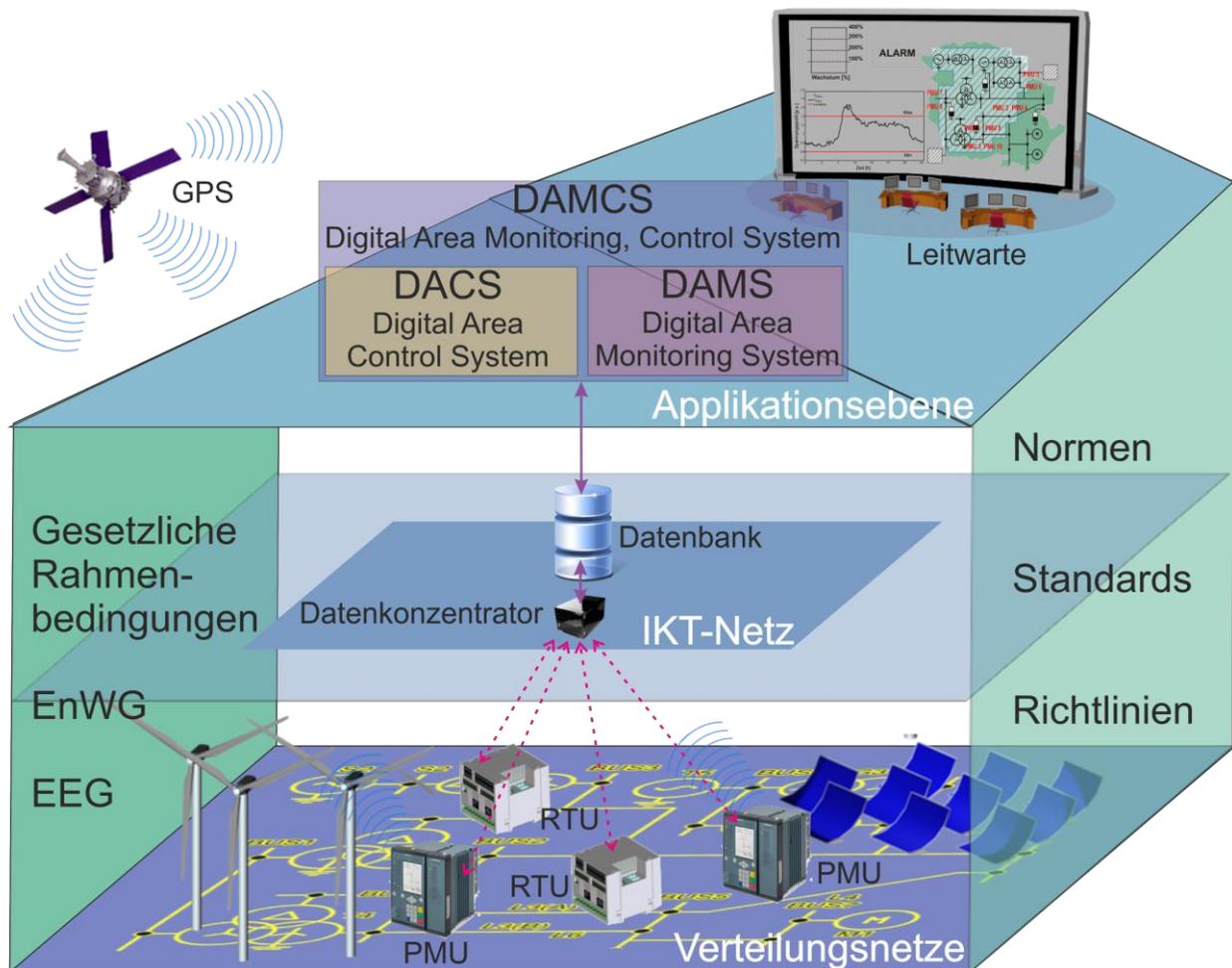


Abbildung 1: Schwerpunkte der Projekte SECVER

Dementsprechend basiert dieses Projekt auf einer engen Kooperation mit Verteilungsnetzbetreibern, mit deren aktiver Beteiligung die erarbeiteten Konzepte der Verteilungsnetzüberwachung sowie das Verteilungsnetz-Betriebsmanagement auf die praktische Anwendbarkeit getestet werden können. Für diesen Zweck wird im Rahmen des Testfeldes das vorgeschlagene **Distribution Area Monitoring and Control System (DAMCS)** in der Leitwarte des Netzbetreibers installiert und parallel zum Hauptleitsystem mit einer informativen Funktion ohne aktiven Eingriff in die Leitechprozesse ausgeführt. Solche Vorgehensweise erlaubt dem Netzbetreiber, die neuen Informationen aus dem DAMCS in die Entscheidungsfindung unterstützend zu herkömmlichen Informationen aus den traditionellen SCADA-Systemen mit einzubeziehen, ohne die Sicherheit des Netzbetriebes zu gefährden. Die aus dem Feldtest gewonnenen Erkenntnisse über die Einsetzbarkeit bzw. den Nutzen der Informationen aus dem DAMCS werden zur Optimierung der erarbeiteten Beobachtbarkeits- und Steuerbarkeitsalgorithmen als auch zur Ergebnisdarstellung



verwendet. Auf diese Weise soll das entwickelte DAMCS einerseits der Vermeidung von Versorgungsausfällen dienen sowie andererseits die Einhaltung der zulässigen Spannungsgrenzen im Verteilungsnetz auch unter Annahme steigender Integration von erneuerbaren und volatilen Energieerzeugungsanlagen unterstützen.

Die Beobachtbarkeit von Lastflüssen und Betriebsspannungen an ausgewählten Ortnetzstationen bzw. Umspannwerken, Schaltstationen und allgemeinen Übergabestellen erlaubt eine **Zustandserfassung des Netzes und ist zwingend erforderlich um eine sichere Führung der Verteilungsnetze sicherzustellen**. Das kann die **Detektierbarkeit von Einflüssen auf die Spannungsqualität und auf die Zuverlässigkeit ermöglichen**, was zurzeit in dieser Spannungsebene nicht realisiert ist, aber als weiterer Forschungsschwerpunkt des Projektes SECVER gesehen wird. Hierzu sollen im Rahmen des Projektes entsprechende neue Konzepte zur optimalen und dedizierten Platzierung von Überwachungs- und Messeinrichtungen in unterschiedlichen Teilen/Ebenen des Verteilungsnetzes erarbeitet und geeignete Algorithmen zur effizienten Auswertung der gewonnenen Großdatensmengen entwickelt und erprobt werden. Die neuen Algorithmen sollen hierbei die Möglichkeit bieten, konventionelle Messeinrichtungen mit hochgenauen, synchronen Messeinrichtungen (PMUs) sowie mit modernen Fernmess- und Fernwirkeinrichtungen (RTUs) zu kombinieren. Zusätzlich sollen die Beeinflussungsmöglichkeiten bezüglich der vorhandenen Lastflüsse und Spannungsverhältnisse in den jeweiligen Betriebssituationen untersucht werden. Entsprechend werden erforderliche Systemkomponenten an ausgewählten Netzknoten integriert (zusätzliche PMUs, RTUs), um vollständige Auskunft über die aktuelle Situation im Netz zur Verfügung zu stellen. Andererseits werden entsprechende Algorithmen entwickelt, die unter Verwendung des Netzmodells sowie unter Einbeziehung des aktuellen Netzbetriebspunktes die Beiträge ausgewählter Systemkomponenten (wie z.B. Windparks, Pumpspeicherwerke, regelbare Ortsnetztransformatoren) zur Spannungshaltung an jeweiligen Netzknoten abschätzen sowie vorhandenen Betriebsreserven aufzeigen werden. Diese werden in der Form von Partizipationsfaktoren (PF) für die Betriebsmittel sowie in der Form von Kennlinien für die Netzknoten dargestellt. Auf diese Weise wird eine auf Partizipationsfaktoren-basierte Prädiktor-Applikation zur globalen Koordinierung der Spannungshaltung im betrachteten Netzabschnitt entwickelt (siehe Abbildung 2).

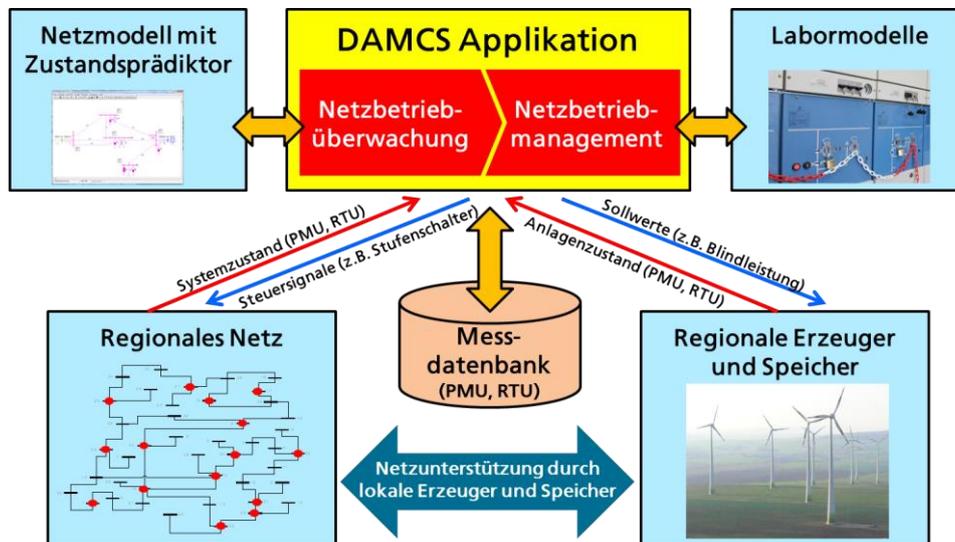


Abbildung 2: Struktur der DAMCS-Applikation im SECVER-Projekt

Aus den in der Implementierungs- und Testphase gewonnenen Ergebnissen sollen in einem ersten Schritt regional anwendbare Maßnahmenkataloge und Regelwerke abgeleitet werden. Auf der Grundlage einer Skalierbarkeitsanalyse wird untersucht, in wie weit die konzipierten Maßnahmen und Lösungen auf andere Regionen und Systemdimensionen anwendbar sind. Nach Definition der Randbedingungen, unter denen Skalierbarkeitseffekte realisierbar sind, werden vorhandene Standards, Richtlinien und Gesetze hinsichtlich ihrer Vereinbarkeit mit den erzielten Ergebnissen geprüft.

2. Wissenschaftliche und technische Arbeitsziele

Angelehnt an die im E-Energy Projekt RegModHarz gelegten Fundamente, soll in SECVER eine Fortführung und Erweiterung auf ein umfassendes Netzmonitoring sowie die Ausnutzung von Komponentenpotenzialen weitere Systemkomponenten erfolgen. Vorbereitend dazu dient eine aktuelle und detaillierte Last- und Erzeugungsanalyse zur Ermittlung der regionalen Bedingungen hinsichtlich der Anforderungen an das elektrische Verteilungsnetz. Die Untersuchungen umfassen neben territorial und zeitlich aufgelösten Struktur- und Netzdaten die Einflüsse des Erzeugungsausbaus und der zukünftigen Raumordnung. Das zu erweiternde Netzmonitoring basiert auf synchron gemessenen Netzparametern, welche über die bereits zur Verfügung stehende und auf insgesamt 25 PMUs zu erweiternde Infrastruktur eine flexible und Echtzeit-basierte Netzbeeinflussung ermöglichen sollen. Schrittweise werden die 10 bereits im Netz befindlichen PMU-Messeinheiten durch weitere 15 PMU in ausgewählten 110 kV -Umspannwerken ergänzt, was die



Umsetzung einer umfassenden Beobachtbarkeit des 110 kV -Netzes als weltweit erstes Pilotprojekt darstellt. Zu diesem Zweck ist die Optimierung vorhandener und die Programmierung weiterer Softwarekomponenten zur Bündelung, Speicherung und Visualisierung der Messdaten Bestandteil der integrativen Kopplung und Implementierung des Messsystems an eine bestehende Leitwarte. Als Beitrag zur Unterstützung des Netzbetriebes wird die Steuerbarkeit von regenerativen Erzeugungsanlagen zur Erbringung von Systemdienstleistungen, u.a. Blindleistungsbereitstellung am Objekt konzipiert, mögliche Steuerungsalgorithmen entwickelt und im Feldtest mit dem Ziel der Betriebsoptimierung des Verteilungsnetzes als Funktionsmuster erprobt. Zu diesem Zweck werden ausgewählte Erzeugungsanlagen mit aktiven Kommunikationsmodulen ausgestattet und in das Steuerungskonstrukt eingebunden. Die Steuerung des Mittelspannungsnetzes erfolgt über 5 RTUs im Testbetrieb, welche ein Teil für die prototypische Integration des entwickelten Distribution Area Monitoring and Control System (DAMCS) in die bestehende VNB-Leitwarte sind. Die Realisierung neuer Technologien, wie das Distribution Area Control System (DACS) sowie das DAMCS wird innerhalb der universitären Ausbildung die Umsetzung der erforderlichen Konzepte in Form von studentischen Arbeiten unterstützt und von wissenschaftlichem Personal administriert vorgenommen. Das Ziel der wissenschaftlichen Arbeit ist die Kenntniserzeugung und Katalogisierung von neuen Führungs- und Monitoringkonzepten und Steuerungsalgorithmen elektrischer Verteilungsnetze unter dem Einfluss hoher regenerativer Erzeugung. Die theoretischen und praktischen Arbeitsinhalte des Projektes werden am Forschungsstandort innerhalb der Ausbildung von Doktoranden und wissenschaftlichem Personal erarbeitet und u.a. in Bachelor- und Masterarbeiten umgesetzt.

3. Erwartete Ergebnisse

Die Ergebnisse des Forschungsvorhaben SECVAR können wie folgend untergegliedert werden und bilden damit die Hauptschwerpunkte des Projektes:

Konzeptionelle:

- *Referenzarchitektur für Monitoring und Management von Verteilnetzen*
- *Katalog von Algorithmen zum übergreifenden Monitoring von zukünftigen „regenerativen“ Verteilungsnetzen*
- *Katalog von Algorithmen für erweiterten Steuerungsmaßnahmen zur sicheren Führung sowie zum Schutz von zukünftigen Verteilungsnetzen*



- *Katalog von möglichen Systemdienstleistungen und deren Bereitstellungsmöglichkeiten für alle Komponenten des intelligenten Verteilungsnetzes der Zukunft*
- *Katalog von Integrationsmaßnahmen der entwickelten Mechanismen in die bestehenden Überwachungs-, Steuerungs-, Schutz- und Leitsysteme vorhandener Verteilungsnetze*
- *Normungsanforderungen zur Gewährleistung des sicheren Betriebes von Verteilungsnetzen (kritische Infrastruktur der Zukunft)*

Evaluierung des Gesamtsystembetriebs (DAMCS)

- **Praktische:**
- *Distribution Area Monitoring System (DAMS) mit Echtzeitdatenauswertung auf Basis von Remote Terminal Units (RTUs) und Phasor Measurement Units (PMUs)*
- *Dedizierter Steuerung dezentraler Anlagen auf Grundlage zuvor berechneter Parameter (Participation-Index) durch Distribution Area Control System (DACS) mit angebundener Feldtechnik*
- *Integriertes Distribution Area Monitoring and Control System (DAMCS) für den optimierten Betrieb von Verteilnetzkomponenten*
- *Prototypische Integration des entwickelten DAMCS als Erweiterung der VNB-Leitwarte*
- *Testbetrieb des DAMCS unter realen Bedingungen mit 25 PMUs und 5 RTUs*
- *Labor- und simulationsgestützte Testumgebung für die Erprobung von Distribution Area Monitoring and Control Systemen*



4. Stand der Wissenschaft und Technik und bisherige Arbeiten

Das betrachtete Verteilungsnetz reicht von der Hochspannungsebene mit 110 kV bis zur Mittelspannungsebene, wobei zunächst die Stabilität des 110 kV Netzes als Gebietsbilanzierenden betrachtet wird. Die Konzepte, welche derzeit zu Netzschutz und -Überwachung umgesetzt werden, basieren auf konventioneller Technik, was auch teilweise durch die Ergebnisse des abgeschlossenen e-Energy Programms bestätigt worden sind. Während die Mess- und Schutztechnik im Hochspannungsnetz einen hohen Anteil und Durchdringungsgrad aufweisen, nehmen diese mit der flächigen Verteilung der elektrischen Energie bis in die Mittelspannungsebene ab. In dieser Spannungsebene sind in der Regel Messeinheiten nur bei Großkunden installiert, während die Mehrheit der Verbraucher über das Niederspannungsnetz versorgt wird und deren verbrauchte Elektroenergie über traditionelle, elektromagnetische Energiezähler aber auch vereinzelt über elektronische Mehrquadrantenzähler bis zum Smart Meter registriert wird. Letztere haben einen noch relativ geringen Verbreitungsgrad. Darüber hinaus sind innerhalb der Netzebenen zum Zwecke der Lastflussmessung und Energiebilanzierung sehr wenige Zähleinheiten vorhanden. Damit entsteht derzeit die Schwierigkeit der Beobachtung von Lastflüssen innerhalb des Verteilungsnetzes. Daraus resultierend können erneuerbare Erzeuger derzeit nicht optimal mit vorhandenen Netzlasten an individuellen Netzknoten bilanziert werden. Auf der andere Seite existieren zurzeit keine Methoden die eine technisch belastbare und wirtschaftliche tragbare Algorithmen zu optimale und funktionsabhängige Messinstallation Standorte definieren können. Die generelle Ausrüstung des Verteilungsnetzes mit notwendiger IKT ist derzeit zur Gewährleistung eines sicheren Betriebes bei steigenden Anforderungen durch erneuerbare Energien unzureichend. Eine umfassende Ausrüstung mit entsprechender Kommunikationstechnik, welche konform zu offenen Standards arbeitet, ist hierzu erforderlich (siehe Abbildung 3) und muss aber dediziert erfolgen, damit es vertretbar und zukünftig nur funktionsbedingt (Anzahl, Standorte) eingesetzt werden kann.

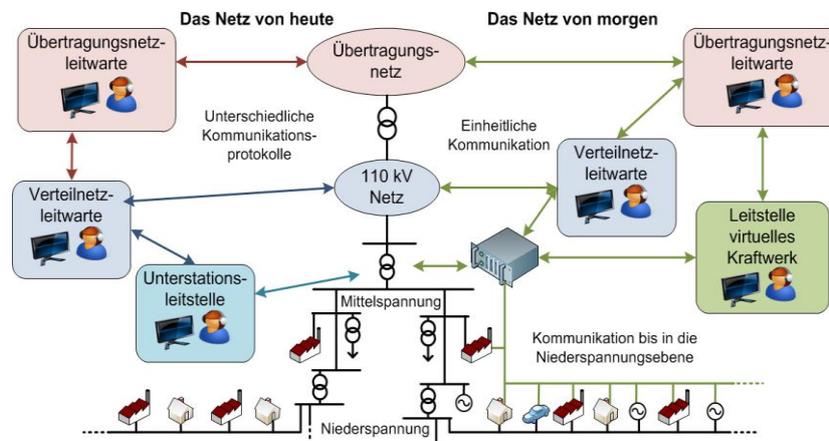


Abbildung 3: IKT im Netz von heute und von morgen (ETG Studie Smart Distribution, 2008)

Gemäß der aktuellen DENA-Verteilnetzstudie kann mit Hilfe von innovativen Betriebsmitteln (regelbare Ortsnetztrafos, intelligente Schutzeinrichtungen, regelbare Blindleistungsbereitstellung) im Verteilnetz, die Nutzung der Netzinfrastruktur optimiert werden. Hierdurch wird beispielsweise eine verbesserte Ausnutzung des zulässigen Spannungsbands ermöglicht. Weitere innerhalb der Studie identifizierte, relevante Maßnahmen, welche den Netzausbaubedarf reduzieren können, sind die Anpassung technischer Richtlinien sowie die Abregelung von Leistungsspitzen der regenerativen Erzeugung. Hierfür sind als wichtiger Beitrag die vorgeschlagenen IKT- und Mess-Systeme sowie die technischen Optionen, welche allerdings noch detaillierter untersucht werden müssen, bei der Ausgestaltung der zukünftigen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen zu berücksichtigen.

Anderweitige Ansätze

Projekt Regenerative Modellregion Harz

Im Rahmen des E-Energy-Projektes RegModHarz wurden im 110 kV-Verteilungsnetz der HSN GmbH im Landkreis Harz zehn Phasor Measurement Units (PMU) installiert. Darüber hinaus wurde die Infrastruktur erstellt, um die gemessenen Daten kontinuierlich zu sammeln und für weitere Anwendungen zur Verfügung zu stellen. Daraus ergeben sich neue Möglichkeiten, hochpräzise und synchron erfasste Messdaten zu nutzen.

Der Einsatz umfassender Informationstechnik in den Verteilungsnetzen ist derzeit noch nicht gegeben. Von Seiten der Bereitstellung einheitlicher und offener Standards sind bereits gute Voraussetzungen geschaffen, die eine einheitliche Kommunikation und Datenverwaltung im Verteilungsnetz erlauben. Mit dem Standard IEC 61850 ist bereits ein breites und weitgehend erprobtes Fundament gegeben, das



einen einheitlichen Austausch von Daten zwischen den Komponenten im Verteilungsnetz ermöglicht. Im Bereich des Datenmanagement in Leitsystemen gilt das Gleiche für den Standard IEC 61970/61968 (u.a. Definition des Common Information Models). Derzeit wird noch an weiteren Ergänzungen für beide Aspekte gearbeitet, die sich zumeist aus der Anwendung heraus, u.a. durch Forschungsprojekte, ergeben. Auch wenn von Seiten der Standardisierung gute Voraussetzungen gegeben sind, ist die Anwendung dieser Standards heute noch nicht sehr weit fortgeschritten, da eine kommerzielle Bereitstellung von Implementierungen und somit der Einsatz von entsprechenden Komponenten im Netz und in den Leitstellen nur selten der Fall.

Projekt Web2Energy

Im Rahmen des EU-Projektes Web2Energy wurde eine prototypische Implementierung von Mess- und Steuergeräten innerhalb eines elektrischen Verteilnetzes vorgenommen. Der Fokus hierbei liegt in der standardkonformen Kommunikation der Geräte untereinander gemäß IEC 61850 sowie eine Datenhaltung gemäß IEC 61970/61968. Im Betrieb wird die prototypisch installierte Infrastruktur genutzt um ein kostenoptimierten Betreiben des Netzes zu erproben sowie eine schnelle Wiederherstellungszeit im Fehlerfall zu erreichen. Zur Realisierung der Kostenoptimierung wird innerhalb des Projektes 24 Stunden im Voraus eine Übermittlung von Anlagenfahrplänen und der Information von Endkunden vorgenommen.

Das Vorhaben SECVER grenzt sich vom Projekt Web2Energy dadurch ab, dass hier die Erhöhung der Netzstabilität und die Bereitstellung von Systemdienstleistungen angestrebt sind, welche nur durch die Anwendung von Echtzeitalgorithmen möglich wird. Im Rahmen der Projektes Web2Energy war dies aufgrund der 24-Stunden-basierte Zyklen nicht möglich.

Bisherige Arbeiten und Ergebnisse

Ziel des Projektes „**Regenerative Modellregion Harz**“ ist die technische und wirtschaftliche Erschließung und Einbindung erneuerbarer Energieressourcen im täglichen Gebrauch. Durch die Verbindung von Erzeugung, Speicherung und Verbrauch wurde der Nachweis erbracht, dass eine stabile, zuverlässige und verbrauchernahe Versorgung mit elektrischer Energie durch einen maximalen Anteil erneuerbarer Energieträger möglich ist.

Im Rahmen des durch das BMU geförderten Projektes **SeaSecure** wird das Ziel verfolgt, systemübergreifende intelligente Betriebsführungsstrategien für das



Offshore-System zu erforschen, die einerseits eine 100%ige Nutzung der Offshore-Windenergie zulassen, und andererseits die Systemsicherheit und -stabilität des gesamten Europäischen Netzes gewährleisten.

Im Rahmen mehrerer industrieller Forschungsprojekte mit **PMU-Installationen** wurden diverse PMU-Geräte innerhalb verschiedener Spannungsebenen und innerhalb unterschiedlicher Netzarten (öffentlich und industriell) installiert und getestet. Auf Basis des Betriebes dieser Installationen wurde ein möglicher Einsatz/Applikationen der hochgenauen und synchronisierten Messtechnik für ein optimiertes Monitoring, Schutz und Steuerung untersucht sowie die damit verbundenen Vor- und Nachteile für das heutige und zukünftige Energieversorgungssystem bewertet.

Im **EU-Projekt Web2Energy** wurden die drei Säulen eines Smart Distribution System umgesetzt: Smart Metering als Schnittstellen zu aktiven Kunden, Smart Energy Management – Clustering von Kleinerzeuger sowie Smart Distribution Automation – höhere Zuverlässigkeit und Sicherheit, entwickelt und praktisch in einem umfangreichen Feldversuch erprobt.

Das Projekt **Regeneratives Kombi-Kraftwerk** demonstriert mittels einer optimalen Steuerung, dass es durch Kombination von verschiedenen erneuerbaren Energieerzeugern zu jeder Zeit möglich ist, deutschlandweit den Bedarf an elektrischer Energie zu decken. Im derzeit laufenden Nachfolgeprojekt „Regenerativkraftwerk 2050“ liegt der Fokus auf der Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch weiträumig verteilte EE-Systeme. Einen ähnlich gearteten Fokus hat das Projekt **Regelenergie durch Wind**. Beide Projekte zielen auf den Nachweis einer technisch möglichen Bereitstellung von Regelenergie bzw. Systemdienstleistungen ab, der in diesem Projekt nicht geführt wird.

Das ebenfalls derzeit vorgeschlagene Projektvorhaben **OpSim** hat zum Ziel, eine Test und Simulationsumgebung für Betriebsführungen und Aggregatoren im Smart Grid zu entwickeln. Dazu gehören: Virtuelle Kraftwerke, Verteilnetzbetriebsführungen, Übertragungsnetzbetriebsführungen, Betriebsführungen von Wind Clustern, Betriebsführungen von dezentralen Erzeugungsanlagen und Speichern sowie Energiemanagement-Systemen in Gebäuden. Hauptfokus ist hier der Aufbau eines Echtzeitsimulationssystems zur simulativen Untersuchung von Verteilnetzdynamiken, die nicht Gegenstand der Untersuchungen dieses Projekts sind.

Das durch das BMU geförderte Verbundvorhaben **PV integrated – Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung** befasst sich



mit neuen Verfahren für die Planung und den Betrieb von Verteilnetzen. In diesem sehr breit angelegten und auf grundsätzliche Erkenntnisse ausgerichteten Vorhaben sollen die Ergebnisse von verschiedenen, auf einzelne Ansätze und Komponenten ausgerichteten, parallelen Entwicklungsprojekten zusammengeführt werden.

Mit dem Projekt **Systemforschung Elektromobilität** verfolgte die Fraunhofer-Gesellschaft das Ziel, den Wandel zu einer nachhaltigen »All-electric Economy« wirkungsvoll zu unterstützen. Die Besonderheit des Fraunhofer-Ansatzes ist es, alle Wertschöpfungsstufen der Elektromobilität zu betrachten und aufeinander abgestimmt zu erforschen - ausgehend von der Energieerzeugung, über den Transport und die Verteilung der Energie die Schnittstellen zwischen Stromnetz und Fahrzeug, die Energiespeicherung bis hin zu neuen Fahrzeugkonzepten mit einer neuen Infrastruktur sowie Nutzungs- und Abrechnungskonzepten.

Im Industrieprojekt **Kommunikationsanforderungen in elektrischen Netzen nach IEC 61850** wurden die Teile dieser Norm bearbeitet, die der Definierung einer solchen digitalen Schnittstelle in Bezug auf die Messeinrichtungen gewidmet werden. Dabei handelt es sich um die genaue Festsetzung eines konformen Ausgangs für die digitalen Signale, da somit deren Anwendungsspektrum in elektrischen Netzen definiert wird.

5. Neuheitsgrad

Die im Vorhaben genannten Themen und Ziele sind heute noch nicht als Produkte in Leitwarten bekannt, damit bildet dieses Forschungsvorhaben eine Neuheit. Die Umsetzung der Zustandsermittlung innerhalb des Verteilungsnetzes bietet die Möglichkeit einer Echtzeitanalyse des Gesamtsystems, was heutzutage durchgängig nicht möglich und realisiert, jedoch für den zukünftigen Betrieb eines hochdynamischen Systems der Energieversorgung, das auf erneuerbaren Erzeugungsanlagen basiert, zwingend erforderlich ist und im Rahmen des SECVER-Projektes entwickelt werden soll. Im Speziellen können anhand mathematischer Algorithmen die instantanen Frequenzen und Spannungen des 110 kV -Systems bzw. von Systemteilen ermittelt werden, welche ein Maß der Stabilität und Aufnahmekapazität für zusätzliche Einspeiseleistung und auch Lasten wiedergeben können. Die Realisierung setzt eine Neukonzipierung und einen Architekturentwurf der Kommunikationsinfrastruktur voraus, um alle aktiven und verarbeitenden Einheiten einzubinden, was eindeutig den Neuheitsgrad des geplanten Vorhabens darlegt. Hierbei müssen insbesondere die Anforderungen hinsichtlich Datenvolumen und Echtzeitfähigkeit berücksichtigt werden. Dies geht einher mit der Instanziierung von angepassten Datenhaltungssystemen, welche den entsprechenden



Anforderungen hinsichtlich Skalierbarkeit, Performance, Sicherheit und Zuverlässigkeit gerecht werden und konform zu aktuellen Normen aus dem Bereich Smart Grid konzipiert sind.

Im Verteilungsnetz, das bisher nur bedingt beobachtbar bzw. begrenzt steuerbar ist, können lokale Speichereinheiten und Erzeugungseinheiten zur Netzstabilisierung mittels Bereitstellung von Systemdienstleistungen punktuell angewendet und entsprechend eines ermittelten Sollwertes betrieben werden. Die Vorgabewerte ergeben sich dabei aus den kurzfristig durchgeführten Optimierungsaufgaben.

Das SECVAR-Konzept befasst sich im Weiteren mit der Erarbeitung einer Kopplung der in Echtzeit berechneten Systemparameter an die vorhandene Netzleittechnik, was heutzutage noch nicht umgesetzt worden ist, aber bei sich schnell veränderndem Netzzustand, z.B. durch große im Verteilungsnetz installierte Windenergieanlagen, realistisch zu betrachten ist. Die Realisierung eines solchen Systems setzt voraus, dass die Anforderungen hinsichtlich der Interoperabilität, Sicherheit, Zuverlässigkeit, Flexibilität, Leistungsfähigkeit und die Anforderungen des EnWG (Vorgaben zum Unbundling) klar definiert und umgesetzt werden. Die abgeleiteten Definitionen sollen eine auf andere Systeme übertragbare Richtlinie bilden.

Die derzeitige Umsetzung zur Bereitstellung von Systemdienstleistung innerhalb einer Spannungsebene soll durch ein weiterführendes Konzept ergänzt werden. Anhand neu entwickelter Algorithmen soll hieraus ein spannungsebenenübergreifendes Systemdienstleistungsmanagement realisiert werden, welches bidirektionale Funktionalität aufweist. So können nach Umsetzung des neuen Konzeptes Systemdienstleistungen aus dem Verteilungsnetz für das Übertragungsnetz erbracht, sowie innerhalb der einzelnen Spannungsebenen realisiert werden. Dabei gilt es zwischen den auf neuen, maßgeblich in naher Zukunft möglichen Systemdienstleistungen und den heutzutage bereits vorhandenen Systemdienstleistungen, die notwendig sind, um das System stabil und zuverlässig betreiben zu können, zu unterscheiden. Im Rahmen dieses Projektes wird die Spannungshaltung und Blindleistungsbereitstellung zur Stabilisierung des Systems als eine notwendige Maßnahme für Verteilungsnetzbetreiber besonders im Fokus stehen.



6. Relevante Veröffentlichungen des Projektkonsortium

- [1] Orths A., Schmitt A., Styczynski Z., Verstege J.: Multi-Criteria Optimization Methods for Planning and Operation of Electrical Power System. Publisher: Springer, Electrical Engineering, Volume 83, Number 5-6, pp. 251-258, 2001.
- [2] Buchholz, B. M.; Styczynski, Z. A.: Communication requirements and solutions for secure power system operation, Power Engineering Society : 2007 IEEE Power Engineering Society general meeting, Tampa, Florida, USA - Piscataway, NJ: 2007.
- [3] Styczynski, Z. A.; Komarnicki, P., (Editorial Board): „Distributed and renewable power generation“. Proceedings of the International Summer CRIS Workshop on distributed and renewable power generation, Res electricae Magdeburgenses 27, ISBN: 978-3-940961-26-6, Magdeburg, 2008.
- [4] Krebs, R.; Lerch, E.; Ruhle, O.; Styczynski Z. A.: „Blackout prevention by online network and protection security assessment - 1st DSA-Experience from North Africa“. CIGRE Conference, Paris, 2008.
- [5] Komarnicki, P.: „Anwendung hochgenauer, synchroner Messungen zur Verbesserung des Betriebs von Verteilungsnetzen“, Dissertation der Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, Magdeburger Forum zur Elektrotechnik, Band 22, ISBN 978-3-940961-04-2008.
- [6] Krebs R., Lerch E., Heyde C. O., Styczynski Z. A.: Supporting of Power System Dispatchers Via Dynamic Protection and Security Assessment Systems; Safety of the Polish Power System, Ekectrical Science Commission Poznan Branch of the Polish Academy of Sciences, ISBN: 978-83-7314-014-1, Poznan, Poland, 2009.
- [7] Krebs R., Jäger J., Heyde C. O., Lazar F., Balasiu F., Lund P.: Beurteilung der dynamischen Netz- und Schutzsicherheit, Proceedings of Internationaler ETG-Kongress 2009, Duesseldorf, Germany, 2009.
- [8] Powalko, M.; Komarnicki, P.; Rudion, K.; Styczynski, Z. A.: „Enhancing Virtual Power Plant Observability with PMUs“, CRIS Conference 2010 - Interacting Critical Infrastructures for the 21st Century, Beijing, China, 2010.
- [9] Styczynski, Zbigniew Antoni; Heyde, Chris Oliver; Rohrig, Kurt; Rudion, Krzysztof: Renewable generation and reliability in the electric power network. Publisher: Information technology, . Bd. 52., S. 90-99. München - Oldenburg, 2010.
- [10] Heyde C. O.: Dynamic Voltage Security Assessment for On-Line Control Room Application; Dissertation, ISBN: 978-3-940961-40-2, Magdeburg, 2010.
- [11] Styczynski, Z. A.; Stötzer, M.; Gronstedt, P.; Weber, H.: „Möglichkeiten der Laststeuerung im deutschen Netz: Die Dynamik des Netzes“, Kongress: ETG-GMA-Fachtagung Netzregelung und Systemführung; 10, VDE-Verlag, insges. 6 S.; ETG-Fachbericht; 127, ISBN 978-3-8007-3336-12011, München/Berlin : März 2011.
- [12] Naumann, A.; Komarnicki, P.; Buchholz, B. M.; Brunner, C.; „Seamless data communication and management over all levels of the power system“, 21st International Conference on Electricity Distribution, CIRED 2011, Frankfurt, June 2011.
- [13] Heuer, J.; Komarnicki, P.; Styczynski, Z. A.: „Integration of Electrical Vehicles into the Smart Grid in the Harz.EE-mobility Research Project“, 2011 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Detroit, Michigan, USA, July 2011.
- [14] Rabe, S.; Rudion, K.; Styczynski Z. A.; Sassnick Y.; Wilhelm, M.: „Power Quality Monitoring Guideline for Wind Farms Connected to Extra High Voltage Grids“. Proceedings of 10th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power



- into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants. 25- Aarhus, Denmark. 2011.
- [15] Powalko, M.: „Beobachtbarkeit eines elektrischen Verteilungsnetzes. Ein Beitrag zum Smart Grid“, Dissertation der Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, Magdeburger Forum zur Elektrotechnik, ISBN 978-3-940961-62-4, 2011.
- [16] Naumann, A.: „Leitwarte im Smart Grid“, „Dissertation der Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, Magdeburger Forum zur Elektrotechnik, ISBN 978-3-940961-81-5, 2012