

Herausforderungen bei der praktischen Umsetzung eines virtuellen Kraftwerks

***Philipp GAMPER, *Antonius v. PERGER, Rolf WITZMANN**

Technische Universität München, Professur für Elektrische Energieversorgungsnetze,
Arcisstraße 21 80333 München, Tel.: +49 89 289 25587, philipp.gamper@tum.de,
www.een.ei.tum.de

Kurzfassung: Um den Wandel in der Energieversorgung hin zu erneuerbaren dezentralen Erzeugungsanlagen zu ermöglichen, bedarf es neuer Technologien. In diesem Zusammenhang wird in dieser Arbeit die Umsetzung eines virtuellen Kraftwerks und die damit einhergehenden Herausforderungen diskutiert. Hierbei wird ein Verteilnetz mit dezentralen Erzeugungsanlagen (insbesondere PV-Anlagen) betrachtet, das mit Kommunikations- und Regelungstechnik ausgestattet wird. Das so entstandene Smart Grid wird übergeordnet zu einem virtuellen Kraftwerk zusammengefasst, wodurch ein hierarchischer und gut skalierbarer Aufbau entsteht. Vor allem in der praktischen Umsetzung haben sich einige Herausforderungen gezeigt, die in der Planungsphase nicht abzusehen waren und nach neuen Lösungsansätzen verlangten.

Keywords: Smart Grid, virtuelles Kraftwerk, Verteilnetzregelung, Kommunikation

1 Motivation

Mit dem 2021 novellierten Klimaschutzgesetz legt Deutschland im Sinne des Pariser Klimaschutzabkommens (2015) das Ziel fest, bis zum Jahr 2045 weitgehend treibhausgasneutral zu werden. Ein wichtiger Schritt hierbei ist der Ausstieg aus der Kohleverstromung bis spätestens 2038 (Kohleverstromungsbeendigungsgesetz - KVBG, 2020). Dadurch und durch den bereits weiter fortgeschrittenen Atomausstieg (Atomgesetz - AtG, 2011) gehen in Deutschland im Zeitraum 2011 bis 2038 128 Kraftwerksblöcke mit einer Gesamtleistung von über 50 GW vom Netz. Um die wegfallende Erzeugungsleistung sowie die bisher von den Kraftwerken erbrachten Systemdienstleistungen zu ersetzen, sind neue Ansätze notwendig. Das Projekt *Smart Grid Cluster* beschäftigt sich in diesem Zusammenhang mit dem Zusammenschluss von Smart Grids zu einem virtuellen Kraftwerk, um neben der Wirkleistungseinspeisung von dezentralen erneuerbaren Energien auch Systemdienstleistung wie Blindleistung oder Regelleistung bereitstellen zu können. Dies deckt sich mit den Bestrebungen der Bundesnetzagentur in Deutschland, im Rahmen des Redispatch 2.0 Erzeugungsanlagen ab einer Größe von 100 kW in das Engpassmanagement mit einzubeziehen.

Unter dem Begriff *Systemdienstleistungen* werden die Betriebsführung, Frequenzhaltung, Spannungshaltung und der Versorgungswiederaufbau zusammengefasst. All diese Bereiche sind stark von den Umstrukturierungen im Energiesektor betroffen. Das im Anschluss vorgestellte Konzept eines virtuellen Kraftwerks umfasst insbesondere die Betriebsführung – einschließlich Einspeise- und Engpassmanagement (Redispatch) – sowie die Spannungshaltung, die Schaltung von Netzbetriebsmitteln, Steuerung von Erzeugungsanlagen sowie Blindleistungsmanagement beinhaltet. Aus dem *dena-Innovationsreport Systemdienstleistungen* (2018) geht hervor, dass es in allen zuvor genannten Teilaspekten dringenden Handlungsbedarf gibt, um einen zuverlässigen und sicheren Betrieb des Stromversorgungsnetzes auch zukünftig zu gewährleisten. [1]

2 Konzept

Smart Grid (SG) bezeichnet im Folgenden ein örtlich und auf die Netzebenen bezogen begrenztes Netzgebiet, das mittels Kommunikationstechnik vernetzt ist und dadurch sowohl das Monitoring des Netzzustandes als auch die Fernsteuerung von Erzeugungsanlagen ermöglicht.

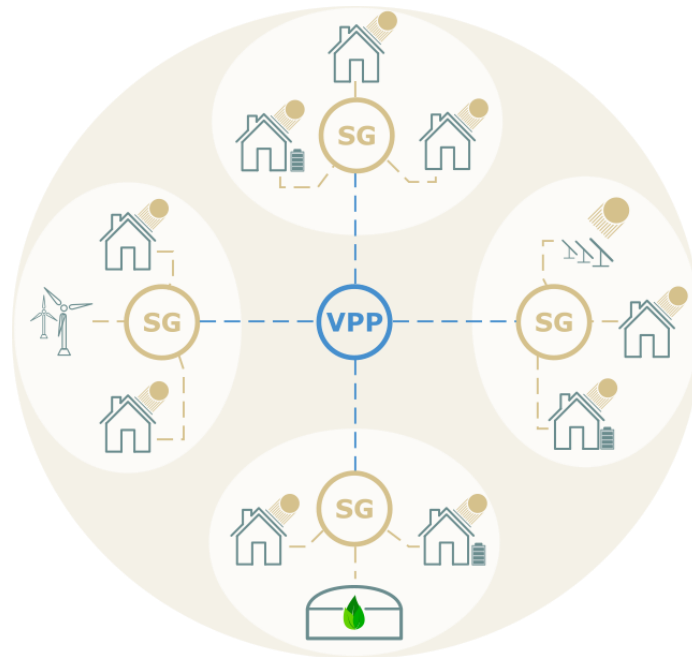


Abbildung 1: Konzept des virtuellen Kraftwerks aus mehreren Smart Grids.

Ein *virtuelles Kraftwerk* (VPP) verbindet mehrere solcher Smart Grids zu einem größeren und leistungsfähigeren Verbund (siehe [Abbildung 1](#)~~Abbildung 1~~~~Abbildung 1~~). Gegenüber der überlagerten Netzebene kann das virtuelle Kraftwerk wie ein konventionelles Kraftwerk agieren, am Energiehandel teilnehmen oder Regelleistung anbieten. Durch die Gliederung in einzelne autonome Smart Grids ist Skalierbarkeit und Ausfallsicherheit gewährleistet. Das virtuelle Kraftwerk koordiniert die Dienstleistungen der einzelnen Smart Grids mit den Anforderungen von außen. Die Smart Grids wiederum leiten die Anforderungen an die einzelnen Anlagen weiter. Damit ergibt sich ein hierarchischer Aufbau der Regelung innerhalb des virtuellen Kraftwerks.

~~Abbildung 2~~~~Abbildung 2~~~~Abbildung 2~~ stellt diesen Aufbau dar. Der Informationsgehalt innerhalb einer Ebene nimmt mit der Anzahl an Akteuren nach oben hin ab und der Abstraktionsgrad nimmt zu. Auf *Anlagenebene* wird die vom Smart Grid angeforderte Leistung eingespeist. D.h. der Anlagenregler stellt unter Berücksichtigung der Versorgungsqualität (Spannungsgrenzwerte) die geforderte Leistung und meldet diese dem Smart-Grid-Regler. Falls die geforderte Leistung nicht erbracht werden kann, wird dies ebenfalls an den Smart-Grid-Regler kommuniziert. Um den sicheren Betrieb der Anlagen sicherstellen zu können, besitzt der Anlagenregler zwei Betriebsmodi. Im *Online*-Modus wird die vom Smart Grid geforderte Leistung erbracht, im *Offline*-Modus wird anhand von statischen Kennlinien und vorgegebenen Profilen Leistung eingespeist. Solange eine Kommunikationsverbindung zum Smart-Grid-Regler besteht, befindet sich eine Anlage im *Online*-Modus. Bricht die Verbindung aufgrund eines Fehlers ab, geht die Anlage in den *Offline*-Modus.



Abbildung 2: Regelhierarchie

Der Smart-Grid-Regler kennt die ihm untergeordneten Anlagen und deren Nennleistung. Außerdem bekommt er vom virtuellen Kraftwerk Anforderungen bzgl. der zu erbringenden Leistung. Um diese angeforderte Leistung auf die einzelnen Anlagen verteilen zu können, benötigt der Smart-Grid-Regler eine Einsatzreihenfolge bzw. Priorisierung. Diese wird extern bestimmt und kann verschiedene Kriterien berücksichtigen. So kann die Einsatzreihenfolge das Ziel haben Netzverluste oder Netzauslastung zu minimieren. Zusätzlich wird die aktuelle maximale erbringbare Leistung jeder Anlage durch eine Zustandsschätzung bestimmt und dem Smart-Grid-Regler mitgeteilt. Mit diesen Informationen kann die vom VPP angeforderte Leistung nun auf die einzelnen Anlagen verteilt werden. Die von den Anlagen im Anschluss zurückgemeldete Leistung wird mit der angeforderten Leistung verglichen und die Differenz neu auf die Anlagen verteilt. Die Information über die gesamte eingespeiste Leistung des Smart Grids wird an das VPP weitergeleitet.

Das virtuelle Kraftwerk stellt die Schnittstelle nach außen dar. Es kann bspw. zur Verfügung stehende Leistungsreserven anbieten oder seinen eigenen Bedarf decken bzw. kompensieren (Blindleistung). Hier sind verschiedene Modelle denkbar, stehen jedoch nicht im Fokus des Projektes *Smart Grid Cluster*.

3 Umsetzung

Das vorgestellte Konzept wird im Projekt *Smart Grid Cluster* mit Hilfe einer Simulationsumgebung, eines Laboraufbaus sowie eines Feldtests untersucht. Vor allem in der Umsetzung des Feldtests haben sich Herausforderungen gezeigt, die so in der Projektplanung nicht berücksichtigt waren und dementsprechend neue Lösungsansätze erforderten. Im Folgenden soll auf einige dieser Herausforderungen und die Lösungen eingegangen werden.

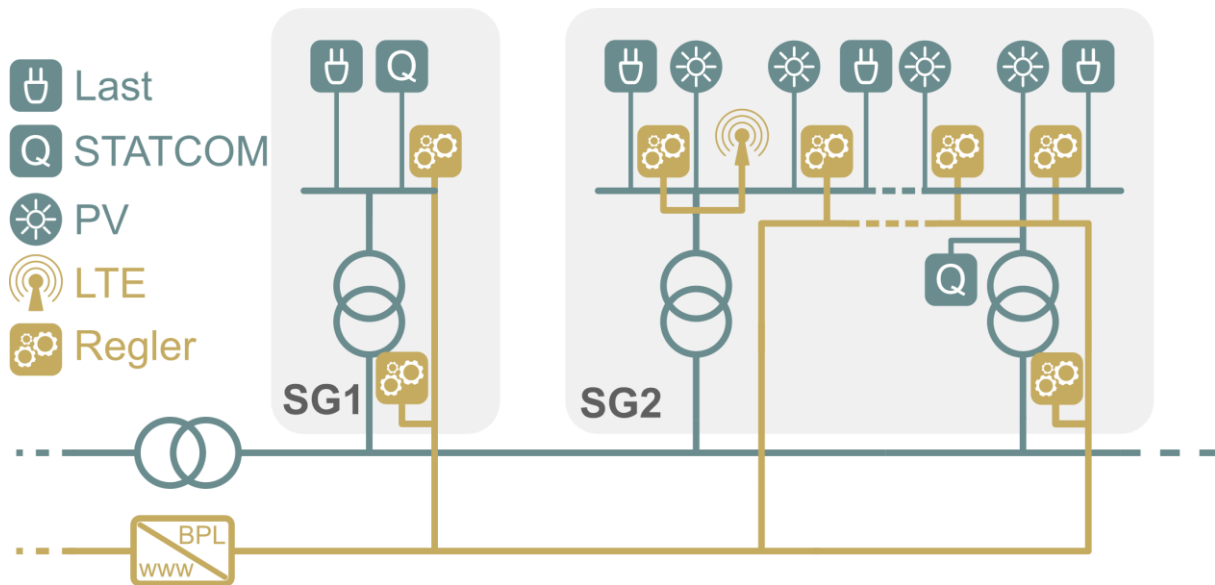


Abbildung 3: Umsetzung im Feldtest

Im Feldtest handelt es sich bei den Smart Grids um zwei über die Mittelspannungsebene miteinander verbundene Niederspannungsnetze (siehe [Abbildung 3](#)). Die steuerbaren Anlagen sind neben 2 STATCOMs und 2 Batteriespeichern zum größten Teil PV-Anlagen. Um den Netzzustand genauer ermitteln zu können, wurden zusätzliche Netzqualitätsanalysatoren installiert. Das erste Smart Grid (SG1 vgl. Abbildung 3) besteht aus einem Smart-Grid-Regler und einer steuerbaren Anlage (STATCOM mit 50 kvar). Es ist durch lastdominiertes Verhalten gekennzeichnet. Das zweite Smart Grid (SG2) hingegen wird aus zwei Ortsnetzstationen (ONS) gespeist und beinhaltet 14 steuerbare Anlagen (11 PV mit 580 kVA, 2 Batteriespeicher mit 60 kVA, 1 Strangregler mit 50 kVA und 1 STATCOM mit 50 kvar). Außerdem befinden sich in SG2 weitere nicht steuerbare PV-Anlagen mit insgesamt 1 MW_p und Lasten (vor allem Haushalte und Bauernhöfe). Damit ist das zweite Smart Grid an sonnigen Tagen durch Leistungsrückspeisung geprägt. Der Smart-Grid-Regler befindet sich hier in einer der zwei ONS. Der VPP-Regler des virtuellen Kraftwerks ist örtlich nicht gebunden und kann entweder zusammen mit einem der beiden SG-Regler in einer der ONS laufen oder entfernt bspw. in der Leitwarte des Netzbetreibers.

3.1 Kommunikationsprobleme

Um die dezentrale Erzeugungsanlagen, Speicher und andere Betriebsmittel in das Smart Grid bzw. das virtuelle Kraftwerk integrieren zu können, wird eine Kommunikationsinfrastruktur benötigt. Da es sich meist um Bestandsanlagen handelt, musste die Kommunikation nachträglich in das bestehende System integriert werden.

Im Projekt *Smart Grid Cluster* wird der Großteil der Anlagen über eine Breitband-Powerline-Kommunikation (BPL) nach IEEE-1901-FFT angebunden. Hierbei werden die zu übermittelnden Daten mittels eines orthogonalen Frequenzmultiplexverfahren (OFDMA) auf das Trägersignal (Netzspannung) moduliert. Es werden Frequenzen bis 100 MHz verwendet. Der größte Vorteil der BPL-Anbindung ist, dass keine neuen Kommunikationsleitungen verlegt werden müssen, sondern das bestehende Verteilnetz genutzt werden kann. Da für den Anwendungsfall eines Smart Grid auch schaltende Anlagen mit großer Anschlussleistung angebunden werden müssen, kann es allerdings durch elektromagnetische Störungen zu Beeinträchtigungen in der Datenübertragung kommen. Im Feldtestgebiet war dies an drei Standorten der Fall, an denen keine ausreichend zuverlässige BPL-Verbindung erreicht wurde. An diesen Standorten wurde die Anbindung stattdessen über LTE realisiert, sodass eine Verbindung zu den Anlagen über das Mobilfunknetz besteht. Die Anbindung der Anlagen erfolgt häufig am Hausanschlusspunkt, da sich hier die Zähler mit Smart-Meter-Gateway (SMGW) befinden. Der Hausanschlusspunkt befindet sich meist im Keller der Gebäude und besitzt daher oft nur über eine schlechte Signalabdeckung. Insofern ist es wichtig, dass ausreichend Flexibilität besteht, die Antenne an einen geeigneteren Punkt zu verlegen. Ein LTE-Modem musste im Schaltschrank eines Betriebsmittels verbaut werden, der durch den metallischen Aufbau des Schaltschranks mit Standard-Antennen ebenfalls unzureichende Signalstärken bot. Hier konnte das Problem nur mit einer Antenne mit höherer Verstärkung gelöst werden, da eine Verlagerung der Antenne nicht möglich war.

Die bisher beschriebenen Verfahren und Probleme beziehen sich auf die physikalische Ebene der Kommunikation. Darüber hinaus haben sich weitere Herausforderungen in den überlagerten Ebenen (vgl. ISO/OSI-Referenzmodell) gezeigt. Durch die auf physikalischer Ebene verursachten Verbindungsausfällen liefen einige der Netzqualitätsanalytoren in die Verbindungsbegrenzung, da sie nur eingeschränkt Multiclient-fähig sind. Dieses Problem tritt nicht bei Messgeräten auf, die eine höhere Anzahl gleichzeitiger Clientverbindungen unterstützen oder unterbrochene Verbindungen schneller wieder freigeben.

Eine weitere Herausforderung bei der Anbindung von Bestandsanlagen sind die von den Anlagen unterstützten Protokolle. Bspw. besitzen viele der PV-Anlagen lediglich eine Modbus/TCP-Kommunikationsschnittstelle. Ursprünglich wurden im Projekt alle Anlagen direkt über Modbus/TCP angesprochen. Das Auslesen bzw. Schreiben der Register erfolgte hierbei sequenziell, sodass bei Nicht-Antwort einer Anlage die Lese/Schreibe-Sequenz blockierte. Aufgrund der in der Datenerfassung definierten Zeitbeschränkungen sind dadurch die Verbindungen zu anderen Anlagen abgebrochen, was wiederum wegen der begrenzten Multiclientfähigkeit der Anlagen / Messgeräte zu weiteren Ausfällen führte. Daher wurde die Kommunikation einheitlich auf IEC-60870 umgestellt. Voraussetzung hierfür ist, dass lokal Geräte vorhanden sind, welche das Anlagenprotokoll (meist Modbus/TCP) auf das Feldbusprotokoll IEC-60870 umsetzen.

Die Erfahrungen bei der Vernetzung des Feldtestgebietes haben gezeigt, dass es nicht eine einheitliche Kommunikationslösung gibt. Jede Anlage sowie jedes Verteilnetz erfordert eine individuelle Lösung und muss einzeln untersucht und beurteilt werden. Dieses Vorgehen bringt jedoch einen erheblichen Mehraufwand mit sich. Anders ist die Situation beim Neubau von Anlagen. Hier kann bereits in der Planung berücksichtigt werden, dass alle Anlagen bzw. Standorte über die notwendige Infrastruktur und die erforderlichen Protokolle verfügen.

3.2 Bussystem

Für die Regelung des VPPs wird im Projekt *Smart Grid Cluster* ein Framework genutzt, das für die spezifischen Anforderungen im Rahmen des Projekts entwickelt wird. Ein Hauptmerkmal ist, dass es sowohl für Simulationen als auch in realen Szenarien verwendet werden kann. Regelschema und Regler können somit zunächst in der Simulation entwickelt und getestet werden und anschließend ohne weitere Anpassung sowohl im Labor als auch im Feldtest zum Einsatz kommen. Zugleich soll es das Framework ermöglichen, verschiedene Konzepte und Ansätze mit geringem Aufwand zu untersuchen. Dies wird durch eine modulare Architektur erreicht, wobei entsprechend dem ursprünglichen Konzept einzelne, eigenständige Komponenten über definierte (Funktions-)Schnittstellen in eine vorgegebene Grundstruktur eingebunden werden sollten. [3]

Mit diesem Ansatz konnte *strukturell* für unterschiedliche Regler größtmögliche Kompatibilität erreicht werden. In der Praxis zeigte sich allerdings, dass es nicht erforderlich ist, Regler beliebig kombinieren zu können, zumal weiterer Aufwand nötig ist, wenn einzelne Regler - insbesondere bei der Interaktion verschiedener Regelebenen - auch *funktional* untereinander kompatibel sein sollen.

Aus diesem Grund wurde ein *Event-Bus* als zentrale Komponente des Regel-Frameworks eingeführt. Dieser ermöglicht es Reglern - und auch anderen Komponenten - mittels *Events* Informationen auszutauschen. Ein Event ist ein Datenpaket bestehend aus dem Typ des Events (Name), einem zugeordneten Wert sowie einem Zeitstempel und der ID des Senders. Die *ID* ist eine interne Kennung, die bei der Registrierung einer Komponente im Framework vergeben wird. Jede Komponente kann sich als Empfänger (*Event-Handler*) im Event-Bus registrieren und einzelne Event-Typen oder vordefinierte Eventgruppen abonnieren. Sofern ein Event ohne Empfänger-ID versendet wird, wird es an alle Komponenten zugestellt, die den jeweiligen Typ oder die Gruppe des Events abonniert haben (*Broadcast*). Alternativ kann ein Event auch direkt an einen bestimmten Empfänger versendet werden (*Unicast*). Die Zustellung erfolgt in beiden Fällen *asynchron*. Der Sender erhält vom Event-Bus daher keine Information, ob und welche Komponenten ein Event empfangen haben. Falls dies erforderlich ist, müssen die Empfänger den Erhalt per Event in die Gegenrichtung explizit bestätigen. Gegenüber dem ursprünglichen Ansatz erlaubt der Event-Bus eine weitgehende Entkopplung aller Komponenten im Framework, da der Informationsaustausch zwischen beliebigen Komponenten ohne direkte Schnittstellen erfolgen kann. Stattdessen ergibt sich die Schnittstelle implizit daraus, welche Events versendet und welche empfangen und behandelt werden. Höhere Flexibilität ergibt sich zudem dadurch, dass neue Event-Typen zur Laufzeit registriert werden können und somit keine vordefinierte Liste aller möglichen Events gepflegt werden muss. So kann bspw. ein neuer Informationskanal zwischen zwei Reglern allein dadurch geschaffen werden, dass entsprechende Event-Typen in einem Regler versendet und im anderen empfangen werden.

Im Gegensatz dazu erfordert die Einführung neuer Schnittstellen jeweils die Anpassung aller bestehenden Regler. Zugleich entfällt der Unterschied zwischen "internen" und "externen" Werten. Ein- bzw. ausgehende Werte werden in einer I/O-Abstraktion (siehe [Abbildung 4](#)) transparent in bzw. aus Events umgewandelt. So empfangen Regler eingehende Messwerte als Events. Ebenso werden neue Stellwerte als Events versendet.

Nicht zuletzt vereinfacht der asynchrone Informationsaustausch in Form von Datenpaketen innerhalb des Frameworks die Nachbildung von Kommunikationsinfrastruktur in der Simulation. Sowohl Kommunikationsausfälle (Paketverlust) als auch Latenzen (verzögerte Zustellung) lassen sich im Event-Bus mit geringem Aufwand umsetzen.

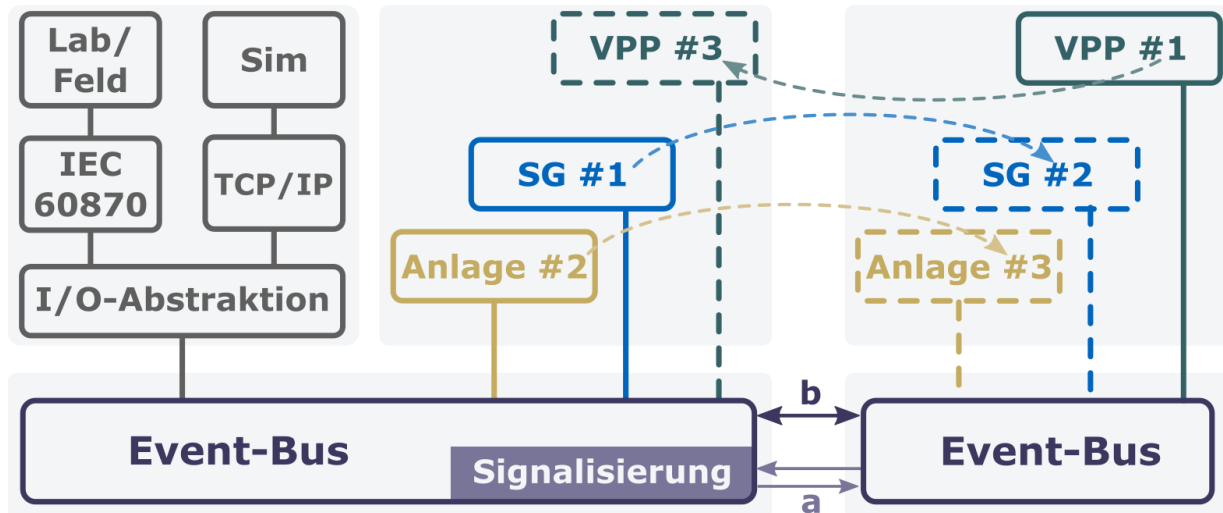


Abbildung 4: Gekoppelter Event-Bus.

Da die Regelung im Feldtestgebiet dezentral auf insgesamt drei Regelinstanzen (zwei Smart-Grids mit zugehörigen Anlagereglern und ein VPP-Regler) aufgeteilt ist, galt es flexiblen Informationsaustausch auch zwischen verschiedenen, räumlich getrennten, Instanzen zu ermöglichen. Ohne vordefinierte Schnittstellen war die ursprünglich angedachte Lösung mittels RPC (Remote Procedure Call) allerdings nicht zielführend. Eine Möglichkeit war die Weiterleitung von Daten an andere Instanzen über IEC 60870-5-104 analog zu Mess- und Stellwerten. Dies hätte allerdings einen hohen Konfigurationsaufwand im SCADA-System nach sich gezogen und die Flexibilität wesentlich eingeschränkt. Zusätzlich wäre eine geeignete Protokollumsetzung der über den Event-Bus übertragenen Daten nötig geworden, damit die Anbindung externer Instanzen für alle Komponenten transparent – ohne Unterschied zwischen intern und extern – erfolgt. Dies gilt gleichermaßen für alternative Protokolle wie MQTT, das zudem zusätzliche Infrastruktur in Form eines MQTT-Servers (*Broker*) erfordert hätte.

Letztlich wurde eine eigene Lösung entwickelt, die eine Kopplung von Event-Bussen über mehrere Instanzen hinweg erlaubt, ohne eine zentrale Konfiguration zu benötigen. [Abbildung 4](#) zeigt das Funktionsschema: Eine Regelinanz, die einen externen Zugriff erlaubt, stellt einen *Signalisierungsserver* bereit. Eine zweite Instanz kann über diese Schnittstelle eine neue Kopplung anfragen (a). Die Kompatibilität beider Instanzen wird durch den Abgleich der registrierten Event-Typen sichergestellt. Zudem reserviert jede Instanz einen eigenen ID-Bereich, sodass IDs der externen Instanz in den jeweils lokalen ID-Bereich abgebildet werden können. Nach dieser Initialisierung schaltet die angefragte Instanz einen neuen Port frei, über den eine exklusive, bidirektionale Verbindung zwischen den beiden Event-Bussen aufgebaut wird (b). Über diese Verbindung erfolgt anschließend der Datenaustausch zwischen beiden Regelinstanzen. Durch die transparente Abbildung der IDs

ergibt sich für Sender bzw. Empfänger dabei kein Unterschied gegenüber der Kommunikation mit internen Komponenten oder Reglern.

Um die benötigte Bandbreite klein zu halten, werden jeweils nur extern abonnierte Events oder Events an externe IDs ausgeleitet. Der Abgleich von instanzübergreifenden Event-Abonnements erfolgt über den Signalisierungskanal. Dieser Kanal muss somit eine zuverlässige Zustellung garantieren. Ebenso muss die Verwaltung der externen Abonnements robust gegenüber Verbindungsausfällen und Kommunikationsstörungen sein. Für die Datenverbindung zwischen den Event-Bussen ist dagegen primär eine möglichst latenzarme Durchleitung der Daten wichtig, damit Echtzeitregelung möglich ist. Da der Event-Bus asynchron ausgelegt ist, ist die Logik der Regelung an sich bereits robust gegenüber Datenverlust bzw. einem Kommunikationsausfall

Entsprechend dem dezentralen Ansatz im konkreten Anwendungsfall, verbindet sich jeweils die in der Regler-Hierarchie höhere Ebene zur niedrigeren. Kommt es zu einer Störung und die Stellwerte der höheren Ebene bleiben aus, schaltet die niedrigere Ebene in den *Offline*-Modus und die Regelung läuft mit den lokal vorhandenen Informationen weiter.

3.3 Optimierter Betrieb mit externer Zustandsschätzung

Um die angeforderte Leistung auf die dezentralen Erzeugungsanlagen verteilen zu können, benötigt der Smart-Grid-Regler Informationen über die freien Leistungsreserven der jeweiligen Anlagen sowie eine Einsatzreihenfolge, eine Priorisierung der Anlagen.

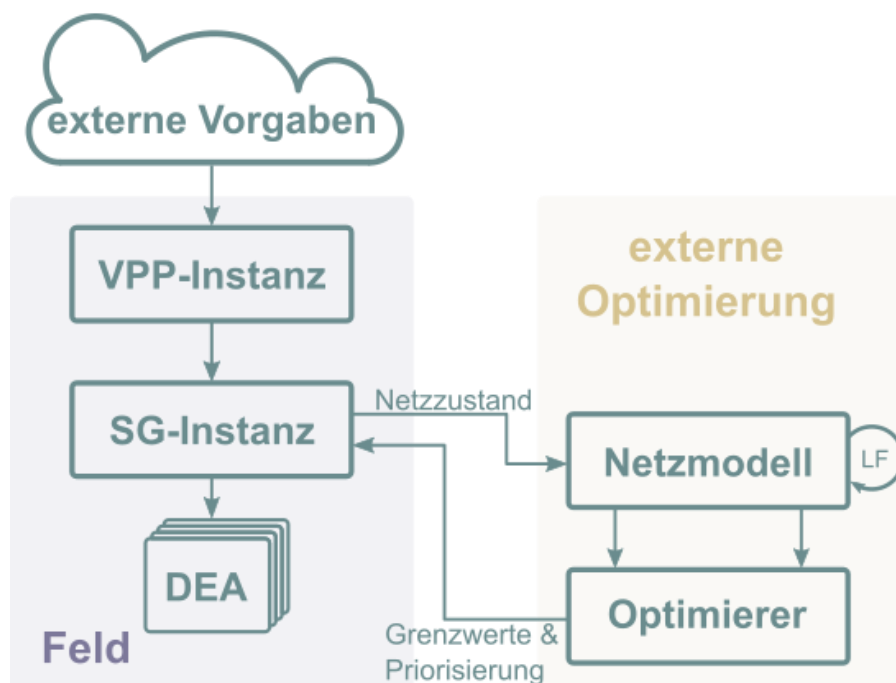


Abbildung 5: Externe Optimierung & Zustandsschätzung

Diese Information wird anhand von Lastflussberechnungen mit einem Simulationsmodell des jeweiligen Verteilnetzes ermittelt. Die Regelinstanzen selbst laufen jedoch auf eingebetteten Systemen mit begrenzter Rechenleistung. Daher muss die Lastflussberechnung ausgelagert werden. Lediglich die Ergebnisse werden an die Regler weitergeleitet (siehe Abbildung 5).

Die Leistungsreserven werden abhängig vom aktuellen Netzzustand und den Grenzwerten für Spannung sowie der thermischen Belastbarkeit der Leitungen ermittelt. Um diese Berechnung zu vereinfachen, wird der Einfluss einer jeden Anlagen auf die zuvor genannten Grenzwerte im Arbeitspunkt linearisiert. Die daraus resultierenden linearen Gleichungssysteme stellen die Nebenbedingungen für die Optimierung dar. Die Optimierung hat zum Ziel, die entnehmbare Leistung im gegebenen Verteilnetz zu maximieren. Da die Zielfunktion linear ist und die Nebenbedingungen (Spannungsgrenzwerte, thermische Grenzwerte und Nennleistung der jeweiligen Anlage) ein lineares Gleichungssystem darstellen, ist jedes lokale Optimum auch ein globales Optimum. Die so ermittelten maximalen Leistungen werden zum einen an den Regler im Feld übermittelt. Zum anderen stellen sie eine der Nebenbedingungen für ein weiteres Optimierungsproblem, der Ermittlung der Einsatzreihenfolge, dar. Hierbei kann bspw. die Verlustleistung im Netz oder die Spannungsanhebung minimiert werden. Die resultierende Einsatzpriorisierung wird ebenfalls an den Regler übermittelt. Die Optimierungsergebnisse sind für einen definierten Netzzustand gültig und müssen bei stark abweichenden Netzzuständen erneut ermittelt werden. Wie oft eine Neuberechnung notwendig ist hängt vom Verteilnetz (Netzimpedanz) und der Last- bzw. Einspeisesituation ab.

3.4 Sicherheit und Regularien

Aus den zuvor genannten Herausforderungen ergibt sich allgemeiner die Fragestellung, wie die Digitalisierung der Energiewirtschaft bei gleichzeitig zunehmenden Anforderungen an den Netzbetrieb gelingen kann. In Deutschland stellt der Aufbau einer Smart-Meter-Infrastruktur mit beginnendem Smart-Meter-Rollout einen möglichen Lösungsansatz dar. Hierbei spielt das Smart-Meter-Gateway (SMGW) eine zentrale Rolle. Es sichert den Zugriff von außen in die potentiell kritische Infrastruktur ab und stellt Integrität, Authentizität sowie Vertraulichkeit der übertragenen Daten sicher. Erreicht wird dies durch gegenseitige Authentisierung der Kommunikationspartner, Verschlüsselung und Signaturen. Die Vertrauensbasis bilden Zertifikate aus der Smart-Metering-Public-Key-Infrastruktur (SM-PKI), die jeweils für zwei Jahre ausgestellt werden. Sie sind die Voraussetzung für die Kommunikation zwischen sog. *Externen Marktteilnehmern* (EMT) und dem SMGW bzw. der dahinterliegenden, abgesicherten Infrastruktur.

In Hinsicht auf mögliche Nutzungsszenarien liegt der Fokus bisher klar auf den Anforderungen des Messwesens (Smart Metering). Dazu werden in sog. *Tarifanwendungsfällen* (TAF) Datenprofile für den Fernabruf von Messwerten standardisiert. Zunächst stehen in der ersten Ausbaustufe (G1) der SMGWs im Geräteprofil *SMGW_G1_BASIS* die TAF 1,2,6 und 7 zur Verfügung, mit denen Zählerstände bzw. aggregierten Werte für die Umsetzung von variablen Tarifen abgerufen werden können. [4]

Für den Netzbetrieb relevanter sind TAF 9 (*Bereitstellung der Ist-Einspeisung einer Erzeugungsanlage*) und 10 (*Bereitstellung von Netzzustandsdaten*) im erweiterten Profil *SMGW_G1_NETZ*, die den Abruf der Momentan-Einpeisewirkleistung je Phase bzw. der Netzfrequenz, Momentan-Wirkleistung, Strom und Spannung je Phase sowie der Phasenwinkel erlauben. [6] Sofern vom SMGW unterstützt, können über den TAF 14 (*Hochfrequente Messwertbereitstellung für Mehrwertdienste*) zudem Zählerstände für Wirk- und Blindarbeit sowie die Momentan-Wirkleistung abgerufen werden. [5] Für die TAF 9,10 und 14 fordert die Technische Richtlinie BSI-TR-03109 vom Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) eine minütliche Messfrequenz. Häufigere Messungen sind möglich, können allerdings nicht vorausgesetzt werden. Vor dem Hintergrund, dass Mittel- und Niederspannungsnetze bisher nicht flächendeckend überwacht werden, stellt dies bereits einen entscheidenden Fortschritt im Bereich des Netzmonitoring dar. Für die dynamische Regelung von Verteilnetzen sind die genannten TAFs allerdings nicht geeignet. Zum einen ist eine höherfrequente Messwerverfassung im Sekundenbereich nötig [2]. Zum anderen besteht auf diesem Weg keine Möglichkeit, weitere für die Regelung erforderliche Messgrößen zu erfassen oder Stellwerte zu versenden.

Auch die Steuerung von Anlagen bzw. Geräten innerhalb der SMGW-Infrastruktur ist bisher nicht standardisiert. Stattdessen definiert die BSI-TR-03109 drei HAN-Kommunikationsszenarien (HKS), die es einem – in diesem Fall *aktiven* – externen Marktteilnehmer (aEMT) ermöglichen, direkt auf steuerbare Systeme (CLS) zuzugreifen. Dazu wird ein transparenter, verschlüsselter Kommunikationskanal (TLS) bereitgestellt, der wahlweise vom CLS (*HKS3*), dem aEMT unter Einbeziehung des Gateway-Administrators (*HKS4*) oder dem SMGW (*HKS5*) initiiert wird. Dieser Kanal kann für beliebige Protokolle genutzt werden und bis zu 48 Stunden geöffnet bleiben. Da dieser Zugang unreguliert ist, werden hohe Sicherheitsanforderungen an den aEMT gestellt (ISO-27001). [7]

Um die Regelung im Projekt *Smart Grid Cluster* umzusetzen, wird sowohl für die hochfrequente Messwerverfassung als auch für die Steuerung der Anlagen ein direkter Zugriff über das HKS 3 genutzt. Die SMGW-Infrastruktur dient somit allein der Zugriffskontrolle und sicheren Kommunikation. Auf diese Weise wird einerseits eine hohe Flexibilität erreicht. Andererseits erfordert dies hohen Aufwand bei der Einbindung verschiedener Gerätemodelle mit jeweils eigenen Kommunikationsprotokollen bzw. Datenmodellen für Messung und Steuerung. In diesem Bereich besteht ein großes Potenzial für weitere Standardisierung auf dem Weg zu einer umfassenden Smart-Grid-Infrastruktur.

4 Fazit

Die praktische Umsetzung eines virtuellen Kraftwerks zeigt einige Problematiken auf, für die es individueller Lösungen bedarf. Die aktuellen Detaillösungen sind im großen Stil nicht praktikabel und fehleranfällig. Sollen VPPs in Zukunft flächendeckend zum Einsatz kommen, sind folglich weitere Schritte in der Standardisierung und Regulierung notwendig. Die Smart-Meter-Infrastruktur bietet hierfür einen guten Ausgangspunkt. Zum jetzigen Zeitpunkt ist sie jedoch stark auf das Messwesen fokussiert und bietet nicht alle für Smart Grids benötigten Funktionen. Vor allem für die Regelung bedarf es zeitlich höher aufgelösten Messungen und der Möglichkeit Stellgrößen zu übermitteln.

5 Referenzen

- [1] S. Mischinger, H. Seidl, E. Limbacher, S. Fasbender, F. Stalleicken
„dena-Innovationsreport Systemdienstleistungen“, Deutsche Energie-Agentur,
03/2018.
- [2] B. Maucher, P. Gamper, M. Meyer und R. Witzmann,
„Modellierung einer Softwareautomatisierung für ein übergeordnetes
Regelungskonzept für smarte Verteilnetze in PSS Sincal/Netomac“,
Zukünftige Stromnetze, Berlin 2019.
- [3] A. v. Perger, P. Gamper, B Maucher und R. Witzmann,
„Konzeption eines virtuellen Kraftwerks auf Basis von Smart Grids.“,
EnInnov, Graz 2020.
- [4] „Technische Richtlinie BSI TR-03109-1“.
<https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/Publikationen/TechnischeRichtlinien/TR03109/TR03109-1.pdf>
- [5] „Errata für die BSI TR-03109-1 v1.0.1 - TAF14“
https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/Publikationen/TechnischeRichtlinien/TR03109/TR-03109-1_Errata-TAF14.pdf
- [6] „Errata für die BSI TR-03109-1 v1.0.1 - TAF9 und TAF10“.
https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/Publikationen/TechnischeRichtlinien/TR03109/TR-03109-1_Errata-TAF9-TAF10.pdf
- [7] M. Arzberger und J. Kramny,
„Intelligente Messsysteme - Smart Metering“. VDE Verlag, 2021.

Das Verbundprojekt *Smart Grid Cluster* wird gefördert durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK). Die weiteren Partner des vorgestellten Vorhabens sind:

Grass Power Electronics GmbH
VIVAVIS GmbH
infra Fürth GmbH
Institut ELSYS – TH Nürnberg
Power Plus Communications AG

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages