

grid-control – Optimiertes Engpassmanagement durch dynamischen-quotenbasierten Netzampelansatz

Katharina Volk, Linda Rupp, Dr. Martin Konermann

Netze BW GmbH

Schelmenwasenstraße 15, 70567 Stuttgart

071128948661

k.volk@netze-bw.de

www.projekt-grid-control.de

1. Hintergrund und Motivation

Mit dem Anstieg der Energieerzeugung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland auf 80% bis 2050 wird auch in der Energieversorgungsstruktur von morgen ein Wandel stattfinden. Die Erzeugung verlagert sich nach und nach in die Verteilnetze, welche somit in Zukunft einen aktiven Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten müssen. Zusätzlich durchdringen neue Energiesysteme wie z.B. Energiespeicher, Elektromobile und Smart Home Systeme die unteren Spannungsebenen, wodurch die Bewirtschaftung der Verteilnetze komplexer wird. Unkoordinierte Lade- und Entladevorgänge sowie Schwarmeffekte, z.B. durch ein marktorientiertes Lastmanagement, können die Verteilnetze vermehrt an ihre Belastungsgrenzen bringen und einen kostenintensiven Netzausbau bedingen. Somit ist eine geeignete Koordination dieser dezentralen Energiesysteme nötig, um auch in Zukunft die Bezahlbarkeit der Energiewende gewährleisten zu können.

2. Innovationsumfang

Um diesen Herausforderungen der zukünftigen Stromversorgung gerecht zu werden, entwickelt das Konsortium des öffentlich geförderten Forschungsprojektes grid-control („Advanced Decentral Grid Control“) system- und rollenübergreifende Lösungen, welche durch ihr Zusammenwirken in einem Gesamtkonzept Synergien und ein volkswirtschaftliches Optimum erwirken. Die dafür zu entwickelnden Lösungskonzepte sowie Hardware- und Softwarekomponenten werden in ihrer Gesamtheit in [1] vorgestellt. Zur Optimierung der Ressourceneffizienz und

Netzauslastung wird dabei ein optimiertes Engpassmanagement durch einen dynamischen-quotenbasierten Netzampelansatz umgesetzt, auf welches im Abschnitt 4 näher eingegangen wird. Zur vollständigen Umsetzung aller Netzampelphasen werden folgende Lösungen entwickelt:

1. Engpassprognosen: Integrierter Prozess zwischen Marktseite und Verteilnetzbetreiber für netzknotenscharfe Lastflussprognosen
2. Engpassmanagement im Rahmen der Netzampelphasen: Rollengerechte Systemlösungen zur vollständigen Umsetzung eines Engpassmanagements im Rahmen der Ampelphasen stützend auf dem obigen Prognoseverfahren
3. Zustandsschätzung: Ressourceneffiziente Beobachtbarkeit des Netzzustands durch ein Minimalmaß an Sensorik
4. Probabilistische Netzplanung: Steigerung der vorhandenen Ressourceneffizienz sowie Vermeidung eines unwirtschaftlichen Netzausbaus.

3. Systemlösungen

Um den rollenspezifischen Anforderungen gerecht zu werden, sind die zu entwickelnden Systemkomponenten, wie in Abbildung 1 dargestellt, den Betreiberrollen Verteilnetzbetreiber (VNB), Marktteilnehmer (MT) und Anlagenbetreiber zugeordnet.

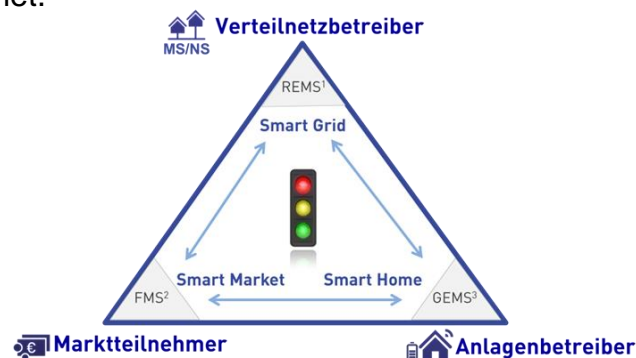


Abbildung 1: Beteiligte Akteure und Systemlösungen im Rahmen des Netzampelkonzeptes

Dem **VNB** werden ein Grid Load Management System (GLMS) zur prognosebasierten Schaltung der Netzampel sowie ein Regionales Energie Management System (REMS) zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit zugeordnet. Der **Marktteilnehmer** unterhält ein Flexibilität Management System (FMS). Beim **Anlagenbetreiber** werden neben der zukünftigen Infrastruktur des intelligenten Messsystems ein Gebäude Energie Management System (GEMS) zur

lokalen Energieoptimierung durch die Marktseite und eine Grid Control Unit (GCU) zur Ansteuerung der Energieanlagen durch den VNB integriert.

4. Optimiertes Engpassmanagement

Für die Ausgestaltung der 2011 vom BDEW vorgeschlagenen Netzampelphasen wird im Rahmen von grid-control ein konkreter Umsetzungsvorschlag erarbeitet und die notwendigen Systeme werden entwickelt und erprobt. Der Lösungsansatz basiert dabei auf einer Kombination aus einer marktorientierten und netzdienlichen Nutzung von Flexibilitäten. Diese teilen sich in flexible Lasten (z.B. Speicher, Elektrofahrzeuge, Stromspeicherheizungen) und flexible Erzeuger (z.B. Biomasse, PV- und Windkraftanlagen in der Direktvermarktung) auf. Darüber hinaus sind spannungsregelnde Netzbetriebsmittel wie regelbare Ortsnetztransformatoren als Flexibilitäten auf Seiten des VNB denkbar.

3.1 Engpassprognose mittels Daten der Marktseite

Die zunehmende Direktvermarktung von Erneuerbaren Energien und die vermehrte Nutzung von Flexibilitätpotenzialen durch Marktteilnehmer lassen erahnen, dass es künftig schwierig sein wird, den Netzzustand im Verteilnetz ohne Kenntnis dieser Vorgänge zu prognostizieren. Aus diesem Grund wird im Konzept von grid-control ein integrierter Prozess zwischen Marktseite und VNB für die Erstellung von netzknotenscharfen Lastflussprognosen entwickelt. Somit werden die Informationen und Daten der Marktseite bzw. der Anlagenbetreiber für eine Prognose des Zustandes im jeweiligen Verteilnetz verwendet. Neben einer komplexen Lastflussprognose im GLMS werden weitere vereinfachte Verfahren zur Lastflussprognose umgesetzt und untersucht.

3.2 Engpassvermeidung durch die Übermittlung dynamischen Quoten

Grundsätzlich ist der Netzbetreiber indifferent, ob zur Netzentlastung für den Zeitpunkt eines prognostizierten Engpasses lokal die Erzeugungs- oder die Verbrauchsseite ihr Verhalten verändert. Um die Marktakteure möglichst wenig einzuschränken und der Diskriminierungsfreiheit gerecht zu werden, wird die Übermittlung eines Opportunitätsraumes umgesetzt, innerhalb dessen sich die Marktteilnehmer frei optimieren können. Die Übermittlung dieses Opportunitätsraumes an die Marktteilnehmer erfolgt dabei dynamisch in Form von diskriminierungsfreien Quoten. Dabei werden grundlegend vier netzorientierte,

regionale Clusterebenen für die Ermittlung der Netzampelphasen eingeführt. Abbildung 2 zeigt schematisch diese Clusterebenen. Die Ebenen spiegeln mögliche netztechnische Restriktionen wieder, die sich auf alle dezentralen Anlagen in unterlagerten Ebenen auswirken.

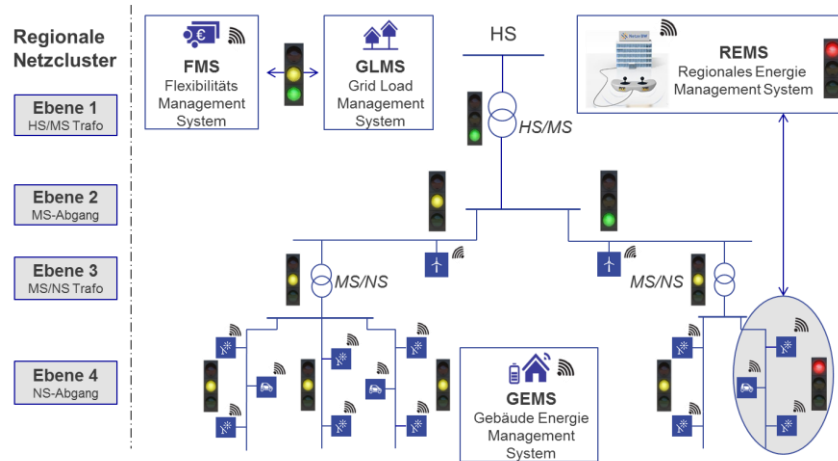


Abbildung 2: Regionale Clusterebenen für die Übermittlung von Quoten

Im Falle einer grünen Ampelphase wird der Opportunitätsraum (OR) in Form von Quoten übermittelt, die diesen auf die von der Marktseite übermittelten Fahrpläne der flexiblen Lasten und Erzeuger sowie die im Cluster installierte flexible Leistung beziehen. Auf diese Weise wird den Marktteilnehmern der jeweils noch zur Verfügung stehende Freigaberaum für flexible Lasten und Erzeuger bis zu den Opportunitätsgrenzen mitgeteilt. Dabei wird zwischen einer Last- (OR_L) sowie einer Erzeugungsoportunitätsgrenze (OR_E) unterschieden. Eine exemplarische Darstellung zeigt Abbildung 3.

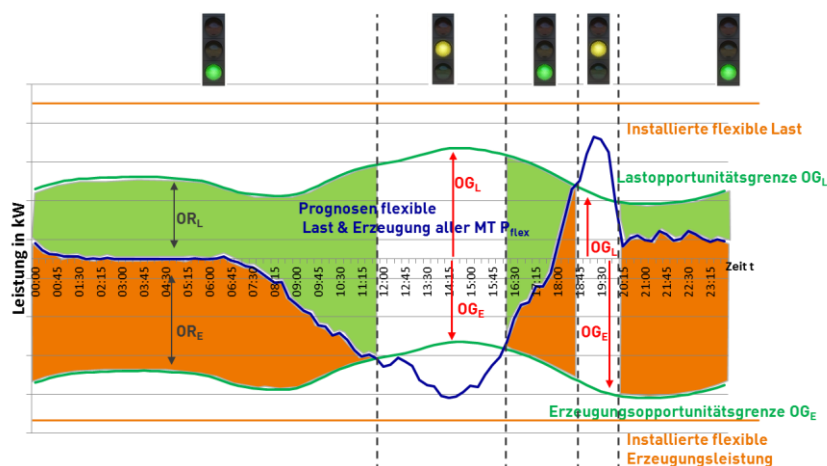


Abbildung 3: Schematische Darstellung von Opportunitätsräumen und -grenzen

Im Falle einer gelben Ampelphase werden die Opportunitätsgrenzen (OG_L und OG_E) in Form von Aktivierungsquoten d.h. bezogen auf die installierte flexible Leistung im jeweiligen Cluster übermittelt. Dieser Ansatz stellt dabei eine Weiterentwicklung des in [2] vorgeschlagenen Freigabequotenmodells dar. Die beschriebenen Quoten werden individuell für jedes Cluster bestimmt und gelten jeweils diskriminierungsfrei für alle im Cluster agierenden MT. Auf diesem Wege erhalten die MT Nebenbedingungen für ihre Optimierung am Markt und können sich zudem unter Verwendung eines zusätzlichen Drittmarktes untereinander optimieren. Der VNB nimmt nicht die Rolle eines aktiven Marktteilnehmers ein sondern stellt die Rahmenbedingungen für den Markt zur Verfügung. Der gesamte Prozess von der Engpassprognose bis zur -vermeidung, die einzelnen Funktionen und die zugehörigen Systemkomponenten sind in Abbildung 4 dargestellt.

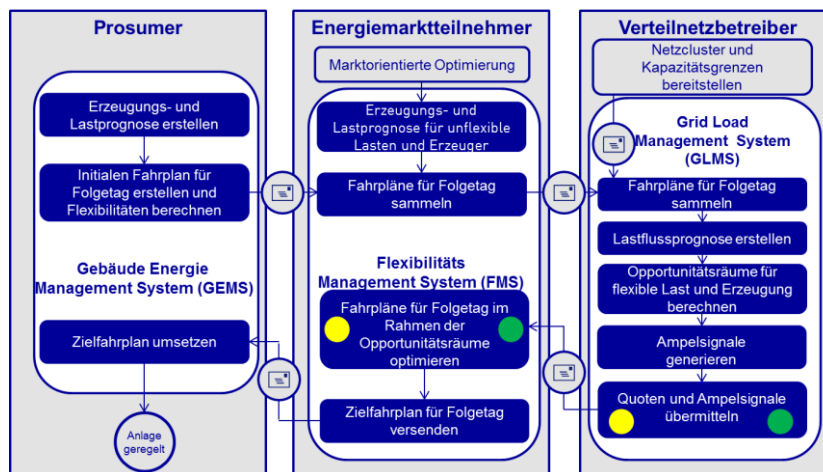


Abbildung 4: Netzampelprozess

Darüber hinaus wird der Netzzustand vom REMS in Echtzeit überwacht. Der Netzbetreiber greift mit diesem System im Falle einer roten Ampelphase ein und regelt Anlagen bedarfsgerecht ab. Durch eine integrierte Zustandsschätzung kommt das REMS zudem mit einer geringen Menge an Sensorik aus. Zur Steigerung der Effizienz der Netzressourcen werden zudem probabilistische Netzplanungsansätze entwickelt, die eine Nutzung der Flexibilitäten im Planungsprozess berücksichtigen. So kann direkt auf die Kosteneffizienz zurückgeschlossen werden. Durch die wirtschaftliche Priorisierung von Maßnahmen wird mittels des beschriebenen Konzeptes ein wesentlicher Beitrag zur Bezahlbarkeit der Stromversorgung in der Zukunft geleistet und ein hoher regionaler Eigenverbrauch des Netzgebietes erreicht.

5. Erprobung der Konzepte und Systeme

Die entwickelten Konzepte und Systemlösungen werden im Rahmen eines Feldtests im NETZlabor Freiamt der Netze BW erprobt und evaluiert. Das NETZlabor Freiamt ist ein ländlicher Mittel- und Niederspannungs-Teilabschnitt, in welchem die installierte Einspeiseleistung die maximale Netzlast um den Faktor drei übersteigt. Als Flexibilitäten werden im Feldtest ein Quartiersspeicher, bis zu vier Haushaltsspeicher sowie eine Ladesäule für Elektrofahrzeuge installiert. Neben der Netze BW als Konsortialführer sind folgende Partner aus Industrie und Wissenschaft an dem Projekt grid-control beteiligt: ads-tec, Fichtner IT Consulting, Forschungszentrum Informatik (FZI), Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Landis+Gyr, PREdistribuce (PREdi), Seven2one und die Universität Stuttgart.

6. Zusammenfassung und Ausblick

In dem öffentlich geförderten Forschungsprojekt grid-control werden Systemlösungen für die erfolgreiche Realisierung der Energiewende entwickelt und ein Gesamtkonzept für zukunftsfähige Verteilnetze geschaffen. Hierzu gehören Systemlösungen zur Umsetzung eines optimierten Engpassmanagements durch einen dynamischen-quotenbasierten Netzampelansatz. Die vorgestellten Hardware und Softwarekomponenten werden in einem Gesamtlösungsansatz entwickelt, sodass die Systeme aus Smart Grid, Smart Market, Smart Home und Smart Meter durch ihr Zusammenwirken in ihrer Gesamtheit Synergien und einen volkswirtschaftlichen Mehrwert generieren.

7. Danksagung

Die Autoren und das Projektkonsortium danken dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie für die umfangreiche Förderung und Unterstützung.

8. Referenzen

- [1] Kehrer; Volk; Rupp; Kurka, „grid control- Zusammenspiel von Smart Grid, Smart Market und Smart Home“, VDE Kongress 2016, Mannheim, November 2016
- [2] Wiechmann, Heidecke, „EnBW-Modellversuch „Flexibler Wärmestrom“ als praxisnahe Umsetzung für das Zusammenspiel von Smart Market und Smart Grid“, 3rd OTTI Conference, Berlin, Jan 2016