

SysDL 2.0 - SYSTEMDIENSTLEISTUNGEN AUS FLÄCHENVERTEILNETZEN: METHODEN UND ANWENDUNGEN

S. Wende – von Berg¹, N. Bornhorst², S. Gehler², E. Schneider³, H. Hänchen³, Th. Pilz⁴, K. Seidl⁵,
U. Zickler⁶, M. Braun^{1,2}, U. Schmidt⁷, T. Wagner⁷, J. Götz⁸, J. Schwedler⁹, E.Habermann¹⁰

¹ Fraunhofer IWES, Königstor 59, 34119 Kassel, +49561-7294 298, sebastian.wende-von.berg@iwes.fraunhofer.de,
<http://www.energiesystemtechnik.iwes.fraunhofer.de>

² Fachgebiet Energiemanagement und Betrieb elektrischer Netze, Universität Kassel, Wilhelmshöher Allee 73, 34121 Kassel,
+49561-8046201, www.e2n.uni-kassel.de

³ DREWAG NETZ GmbH, Rosenstraße 32, 01067 Dresden, +49351-4685309, Eric_Schneider@drewag-netz.de

⁴ ENSO NETZ GmbH, Friedrich-List-Platz 2, 01069 Dresden, +49351-468-5307, Thomas.Pilz@enso.de

⁵ DNV GL - Energy / KEMA-IEV GmbH, Gostritzer Str. 67, 01217 Dresden, +49351-871 9263, kristian.seidl@dnvgl.com

⁶ TEN Thüringer Energienetze GmbH & Co. KG, Schwerborner Straße 30, 99087 Erfurt, +49361-652 2766,
uwe.zickler@thueringer-energienetze.com

⁷ F&S PROZESSAUTOMATION GmbH, Gewerbering 35, D-01809 Dohna | GERMANY

⁸ Siemens AG, Otto-Hahn-Ring 6, 81739 München, +4989-636-634762, juergen.goetz@siemens.com

⁹ Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH, Magdeburger Str. 36, 06112 Halle (Saale), +49345-2162054,
jens.schwedler@mitnetz-strom.de, www.mitnetz-strom.de

¹⁰ 50Hertz Transmission GmbH, Eichenstraße 3A, 12435 Berlin, +49 30 5150 4536, elisabeth.habermann@50hertz.com

Kurzfassung:

Die mit der Energiewende verbundene Substitution von Großkraftwerken durch dezentrale Anlagen erfordert zukünftig eine stärkere Beteiligung der Erzeugungsanlagen in den Verteilnetzen (VN) an der Erbringung von Systemdienstleistungen wie bspw. Spannungshaltung. In dem Projekt SysDL 2.0 wird für das VN auf 110-kV-Ebene ein Modul entwickelt, das einerseits die Bereitstellung von Systemdienstleistungen aus dem VN für das Übertragungsnetz (ÜN) ermöglichen kann, andererseits aber auch zur Problemlösung und Optimierung im VN selber eingesetzt werden soll, um Netzengpässe zu vermeiden oder Verluste zu minimieren.

Das Betriebsführungsmodul (SysDL-Modul) besteht aus mehreren Teilfunktionalitäten wie State-Estimation, Optimierung sowie Modulen zur Verwertung von Prognosen für Lasten und Erzeuger. Das SysDL-Modul wird über einen Enterprise-Service-Bus (ESB) an weitere Funktionalitäten und eine Common Information Model (CIM)-basierte Datenbank angebunden. Gemeinsam mit Schnittstellen, die auf Basis von CIM entworfen werden, ergibt sich eine Systemumgebung, die die universelle Einsatzfähigkeit der Teilfunktionalitäten sowie des Gesamtmoduls fördert und hier vorgestellt wird.

In diesem Beitrag werden erste Ansätze der Optimierung in der Betriebsführung diskutiert, die aus zuvor definierten Anwendungsszenarien hervorgehen. Abschließend werden aktuelle Ergebnisse aus dem jetzigen Stand der Simulationen vorgestellt. Sie zeigen, dass mittels Optimierung eine deutlich verbesserte Netzsituation erreicht wird und somit der für die letzte Phase des Projekts geplante Einsatz eines Demonstrators im Feld vielversprechend ist.

Keywords: Systemdienstleistungen (SDL), Netzbetriebsführung, Optimierung, Prognose, CIM, Netzsicherheit

1 Einleitung

Durch den stetig steigenden Zubau von dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA) und dem damit verbundenen Rückgang von konventioneller Energieerzeugung, wie Kohle- oder Kernkraftwerken, sind die Verteilnetzbetreiber (VNB) sowie Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) gezwungen, über neue Möglichkeiten und Methoden zur Erhaltung der Netz- und Systemstabilität nachzudenken, die diese Veränderungen im Netz berücksichtigen. Durch den in manchen Netzgebieten bereits vorhandenen Mangel an Großkraftwerken und deren Möglichkeiten zur Spannungsstabilisierung beizutragen, müssen die DEAs diese wichtige Aufgabe durch die bedarfsgerechte Bereitstellung von Blindleistung teilweise bereits heute übernehmen [1]. Durch wetterbedingte Schwankungen der DEAs und der damit verbundene Planungsunsicherheit ergibt sich die Herausforderung mit den, über ein großes Gebiet verteilten, DEAs einen koordinierter Einsatz zur Bereitstellung von Blindleistung zu gewährleisten.

In dem Verbundprojekt „SysDL 2.0“ [2] werden Lösungsansätze und Realisierungen für die benannten Herausforderungen erarbeitet. Diese erstrecken sich hauptsächlich auf das 110-kV-VN, beziehen aber auch die Kommunikations- und Systemdienstleistungsanforderungen des ÜNB mit ein. Der Verbund aus ÜNB und VNB sowie Partnern aus Wirtschafts- und Forschungsunternehmen hat im Rahmen des Projekts einen Satz von Anwendungsfällen definiert, in denen mit koordinierter Bereitstellung von Blindleistung aus DEAs die Systemstabilität gewährleistet werden soll [3]. In vorliegendem Beitrag werden Rand- und Nebenbedingungen sowie Zielfunktionen formuliert, die sich aus diesen Anwendungsfällen für eine Optimierung der DEA-Blindleistungseinspeisung ergeben (Abschnitt 3). Es werden erste Simulationsergebnisse einer Offline-Simulation vorgestellt, die zeigen, dass eine Optimierung der DEA-Blindleistungseinspeisung den Netzzustand deutlich verbessert (Abschnitt 4).

Des Weiteren wird ein einheitliches, auf dem Common Information Model (CIM) [4] basierendes Datenprofil erstellt, mit dessen Hilfe die Kommunikation zwischen Netzleitsystem des VNB und den beteiligten Modulen, wie z.B. Optimierung und Prognose, sichergestellt werden kann. Das CIM-Datenprofil beschreibt und definiert universelle Schnittstellen und fördert die allgemeine Einsatzfähigkeit der entwickelten Funktionalitäten sowie deren Integration in eine gemeinsame Systemumgebung (SysDL 2.0-Demonstrator) und dessen Einsatz. Ein weiterer Vorteil ist die allgemeine Anwendbarkeit von entwickelten Modulen in den jeweiligen Hard- und Softwareumgebungen, da von unterschiedlichen Leitsystemen bei den einzelnen VNB ausgegangen werden muss. Diese Aspekte werden in Abschnitt 2 vorgestellt.

2 Aufbau des SysDL-Moduls und dessen Umgebung auf Basis des Common Information Models (CIM)

2.1 Architektur des SysDL 2.0 Moduls und Demonstrators

Das SysDL-Modul, das im Projekt entwickelt wird, ist in mehrere Untermodule gegliedert, die im Folgenden aufgelistet sind:

- **State Estimation** zur Plausibilisierung der Messwerte, Korrektur von Messfehlern, Bildung von Ersatzwerten bei invaliden Prozessdaten und Schätzung des Netzzustands.
- **Optimierung** der aktuellen bzw. auch der prognostizierten Netzsituation unter den Bedingungen der jeweiligen Anwendungsfälle (siehe 3.1).
- Verwendung von **Prognosen und Kraftwerkseinsatzplänen** zum Abschätzen zukünftiger Netzsituationen und Blindleistungsstellbereichen.

Das Modul wird an einen Kommunikationsserver in Form eines Enterprise Service Bus (ESB) angebunden sein, der die Eingangsdaten sowie Prognosedaten und Ergebnisse weiterleitet und in einer Datenbank (DB) verwaltet. Das komplette System wird als Demonstrator bezeichnet und soll abschließend als Projektergebnis an die VNB-Leitsysteme angekoppelt und in der realen Betriebsführung getestet werden.

2.2 Momentane Testumgebung des SysDL-Moduls

Der aktuelle Stand umfasst das SysDL-Modul, mit seinen im Folgenden beschriebenen Funktionalitäten, in einer geschlossenen simulierten Testumgebung. Eine schematische Übersicht über das Zusammenspiel und den Datenaustausch der einzelnen Komponenten ist in Abbildung 1 gezeigt.

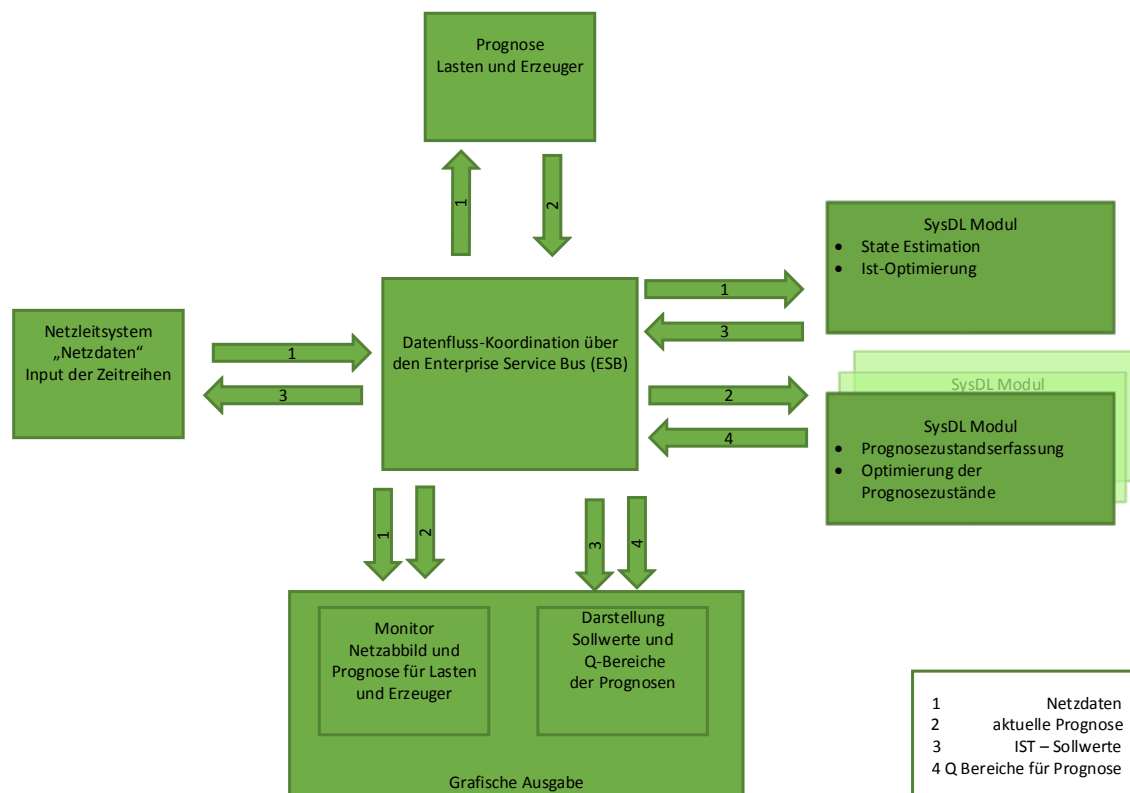


Abbildung 1: Schematische Darstellung und Ablaufplan der SysDL2.0 Optimierung. Eine detaillierte Beschreibung befindet sich im Text.

2.2.1 Ablaufplan

Wie in Abbildung 1 zu sehen, gibt es zwei Arten von Datenquellen. Das Netzleitsystem, aus dem die aktuellen Prozessdaten, Topologieänderungen und Betriebsmittelgrenzen der

Komponenten im Netz kommen, und das Prognose-Modul. Letzteres wird mit den aktuellen Messdaten (P und Q) aus dem Netz gespeist und erstellt auf Basis von (simulierten) Wetterdaten und historischen Zeitreihen von Lasten und Erzeugern eine Kurzfristprognose (4 Std). Kraftwerkseinsatzpläne von konventionellen Kraftwerken im VN würden vom ÜNB bereitgestellt und ebenfalls in das System eingespielt, sind aber in dieser Phase der Simulationen noch nicht mit berücksichtigt.

Die aktuellen Messwerte aus dem Netz dienen als Grundlage zur Netzzustandsbestimmung mithilfe einer State-Estimation. Diese Werte bilden die Grundlage zur anschließenden Optimierung des IST-Zustandes im Rahmen eines Anwendungsfalls (AWF, siehe auch 3.1). Die State-Estimation überprüft die Messwerte auf Plausibilität, korrigiert, wenn nötig, fehlerhafte Messwerte bzw. bildet Ersatzwerte und ermittelt den aktuellen Netzzustand. Die anschließende IST-Optimierung berechnet dann die optimierten Blindleistungswerte der DEA die zur Realisierung des aktuellen AWF nötig sind (siehe Abschnitt 3.2).

Die Daten aus der Prognose (und evtl. Kraftwerkseinsatzplanungsdaten) werden jeweils zu Netzabbildern an den prognostizierten Zeitpunkten verarbeitet und dann, unter anderem, in parallel ablaufenden Prozessen zur Berechnung zukünftiger Stell- und Regelmöglichkeiten im Netz verwendet (siehe Abschnitt 3.3).

Die berechneten Daten (Datenströme 3 und 4 in Abbildung 1) werden nun zusammen mit den Eingangsdaten (Datenströme 1 und 2), zum Teil grafisch dargestellt.

2.3 Datenmodell und Schnittstellen

Um die Kommunikation und den Anschluss an externe Module, wie Leitsystem und Prognoseanbieter, einheitlich und schnittstellenunabhängig zu gestalten, soll ein CIM-Profil auf Basis von CIM CGMES [5] verwendet werden. Die in diesem CIM-Profil darzustellenden Netzelemente wurden in enger Absprache mit den projektbeteiligten Netzbetreibern und Projektpartnern bestimmt und realisiert. Das CIM basierte Datenmodell umfasst alle zur Optimierung nötigen Netzelemente, geht aber auch über diese grundlegenden Anforderungen hinaus, um in weiteren Anwendungen, wie z.B. der Visualisierung, eingesetzt werden zu können. Insgesamt umfasst das SysDL 2.0-CIM-Profil ca. 120 Klassen und ein Vielfaches an Attributen. Das Herz des Datenmodells im Demonstrator wird eine CIM-Datenbank (DB) sein, die innerhalb des internen Kommunikationssystems als zentrale Verwaltungs- und Ablagestelle dienen wird. Alle eingehenden Daten werden als Objekte abgelegt und sind für die angeschlossenen Komponenten, wie Optimierung oder Visualisierung abrufbar. Auch (Zwischen-) Ergebnisse aus den Berechnungen werden in der CIM-Datenbank verwaltet und somit zentral den anderen Komponenten zur Verfügung gestellt. Dadurch können die Komponenten des Demonstrators unabhängig und modular entwickelt und anschließend implementiert werden. Das CIM definiert weiterhin einen Standard zum Austausch der Topologie-, Betriebsmittel- und Prozessdaten mittels „vollständigen CIM-Dateien“ oder „CIM Difference Messages“ [4]. Diese werden im RDF-Format [6] erstellt und über Filetransferschnittstellen in regelmäßigen Abständen von ca. 1 bis 5 Minuten zwischen Leitsystem und SysDL-Demonstrator ausgetauscht. Da die RDF-Files schnittstellenunabhängig sind, bieten sie die Möglichkeit, den Demonstrator an alle Systeme anzukoppeln, welche eine CIM-Schnittstelle bieten.

3 Methoden der Optimierung

3.1 Zusammenfassung der Anwendungsfälle

Die definierten Anwendungsfälle (siehe [4] und [7]) lassen sich in zwei Kategorien unterteilen: Systemdienstleistungen (SDL) für den ÜNB und SDL für den VNB.

Die SDL für den ÜNB umfassen folgende Punkte:

- **Verletzung des festgelegten Spannungsbandes** an der Höchstspannungs- (HöS)-Seite des Netzverknüpfungspunktes (NVP).
- **Blindleistungsanforderungen des ÜNB** aus dem VN.
- **Redispatchanfrage des ÜNB** an den VNB.

Die SDL für den VNB umfassen ebenfalls drei Fälle mit folgenden Punkten:

- **Spannungsbandeinhaltung** im VN.
- **Minimierung der Netzverluste.**
- **Engpassmanagement.**

3.2 Lösungsansätze in der Optimierung

Aus den AWF ergeben sich Anforderungen, Grenzen und Sollwerte. Diese gehen in die Optimierung des SysDL-Moduls als Rand- und Nebenbedingungen (RB und NB) ein, unter denen dann eine spezifische Zielfunktion minimiert wird. Die Zielfunktionen der Anwendungsfälle sind auf zwei unterschiedliche Funktionen reduziert, so dass der konkrete Anwendungsfall durch die Bedingungen definiert wird.

Fall 1: Hier wird als Zielfunktion die Minimierung der Netzverluste innerhalb des Hochspannungsnetzes gewählt. Diese wird je nach Anwendungsfall soweit minimiert, wie es die NB zulassen. Permanente NB sind z.B. die Einhaltung von Spannungsgrenzen und zulässige Belastung von Betriebsmitteln, aber auch Netzschutzgrenzen und (n-1)-Sicherheit. Bei Letzterer ist sicherzustellen, dass im Falle eines Betriebsmittelausfalles die eingestellte Kombination von Blindleistungssollwerten an den DEAs nicht zu einer Überlastung von Betriebsmitteln führt, keine Auslösungen durch den Netzschutz bewirkt oder eine unzulässige Spannung erreicht wird. Nicht permanente NB wäre eine Blindleistungsvorgabe am NVP. Die Berücksichtigung der (n-1)-Sicherheit ist in den im Folgenden vorgestellten Ergebnissen noch nicht erfolgt, aber als einer der nächsten Schritte im Projekt geplant.

Fall 2: Neben der Optimierung auf eine bestimmte Größe wird auch ein potenzieller Blindleistungsbereitstellungs- und Spannungsbereich am NVP bestimmt. Hierbei wird in der Zielfunktion die jeweils maximal induktive bzw. kapazitive Blindleistung (bzw. maximale und minimale Spannung) am NVP berechnet. Der ÜNB kann einen Wert aus dem Bereich zwischen den beiden Extrema anfordern.

Des Weiteren werden zu jedem Zeitpunkt Prognosen von Lasten und Erzeugern, sowie die Kraftwerkseinsatzpläne verwendet um zu prüfen, ob die vorgeschlagenen Lösungen und Stellbereiche auch innerhalb der nächsten Stunden realisierbar sind und bleiben.

3.2.1 Grundlegende Zielfunktionen und Nebenbedingungen

Die allen AWF zugrundeliegende Optimierung ist die Minimierung der Energieverluste im VN. Als variabler Parameter steht die Blindleistung Q der DEAs zur Verfügung. Die zu minimierende Zielfunktion $F(Q)$ ist daher abhängig von Q und kann durch

$$F(Q) = \min \sum_{i=1}^N P_{\text{Verlust}}^i(\mathbf{q}) ,$$

beschrieben werden. P_{Verlust}^i steht für die Verlustleistung pro Leitung i . Der Vektor \mathbf{q} steht für die Blindleistung der einzelnen DEA im Netz. Diese Minimierung unterliegt je nach AWF unterschiedlichen Bedingungen. Für alle AWF gelten aber folgende Bedingungen:

1. Einhaltung der Blindleistungsgrenze¹ der Anlage:

$$q_{\min}^i \leq q^i \leq q_{\max}^i \quad \forall i \in \{\text{DEA}\}$$

2. Einhaltung der Spannungsgrenzen:

$$u_{\min} \leq u \leq u_{\max}$$

3. Einhaltung der Strombelastbarkeit der Betriebsmittel:

$$I^i \leq I_{\max}^i$$

Das bedeutet, dass die drei AWF im Bereich des VNB automatisch bei jeder Optimierung berücksichtigt werden. Die Priorität liegt hierbei auf der Einhaltung der Rand- und Nebenbedingungen. Sind diese erfüllt, können auch die Netzverluste reduziert werden.

Stellt der ÜNB eine Anforderung an den Blindleistungsaustausch am NVP zwischen HS- und HöS-Netz, wird zusätzlich noch folgende Bedingung angewendet:

4. Q-Wertvorgabe mit Toleranzbereich am NVP HS/HöS:

$$|Q_{\text{NVP}} - Q_{\text{NVP}}^{\text{Soll}}| \leq Q_{\text{Toleranz}}$$

Diese Bedingung kann auch so abgeändert werden, dass ein Blindleistungsaustausch im Rahmen von festgelegten (auch asymmetrischen) Grenzen stattfinden kann. Sollten mehrere NVP im VN vorhanden sein, können unter Einhaltung aller Bedingungen auch genaue Vorgaben pro NVP erfolgen. Sollte es durch die vorherrschende Netzsituation nicht möglich sein diese Nebenbedingung zu erfüllen, wird die Abweichung zu den Vorgaben minimiert.

3.2.2 Bestimmung des Bereitstellungspotenzials der möglichen zur Verfügung stehenden Blindleistung

Neben den beschriebenen Aufgaben wird bei jeder Optimierung aus der aktuellen Netzsituation und der zur Verfügung stehenden Blindleistung der DEAs ein Bereich ermittelt, der den jeweils maximalen induktiven und kapazitiven Q-Austausch am NVP HS/HöS beschreibt. Dieser Bereich kann vom ÜNB dazu genutzt werden, eine realistische Einschätzung der Q-Bereitstellung aus dem VN zu erlangen. Auf dieser Grundlage kann dann eine Q-Wertvorgabe erfolgen.

Zur Bestimmung des Q-Potenzials wird nicht die eben beschriebene Zielfunktion zur Minimierung der Netzverluste verwendet, sondern eine speziell auf das Problem angepasste Funktion, die den Q-Austausch am NVP maximal werden lässt (induktiv und kapazitiv). Diese Funktion unterliegt auch wieder den Bedingungen 1 - 3 aus dem vorherigen Abschnitt.

¹ Die Blindleistungsgrenzen sind bei geringen Einspeisungen der DEA auch Wirkleistungsabhängig.

$$G(Q) = \max \sum_{i=1}^n g_Q^i(\mathbf{q}) \quad \text{mit} \quad g_Q^i(\mathbf{q}) = \pm Q_{NVP}^i,$$

Q_{NVP}^i beschreibt den Q-Austausch am i -ten NVP, der für alle NVPs entweder positiv oder negativ gezählt wird. Als Bereitstellungspotenzial wird die Summe des Q-Austausches über die NVPs angegeben. Analog wird der Spannungsbereich unterspannungsseitig am NVP bestimmt.

3.3 Einbeziehung von Erzeuger- und Lastenprognosen in die Optimierung

Für viele der AWF ist es auch besonders interessant und relevant, nicht nur die aktuelle Netzsituation zu analysieren und zu optimieren, sondern auch anhand von Kurzfristprognosen (4 Std. in die Zukunft) eine Beständigkeit der angestrebten Lösung zu betrachten. So will der ÜNB z.B. wissen, ob die angeforderte Blindleistung auch noch in 2 Std. zur Verfügung steht. Oder ob eine Redispatchmaßnahme über den gesamten geplanten Zeitraum im VN möglich ist.

Hierzu werden im Viertelstundenraster Prognosen der Erzeuger- und Lastknoten im VN auf Basis aktueller Messwerte erstellt. Anhand dieser Daten werden dann die zukünftigen Netzsituationen berechnet, mit denen die geplanten Handlungen beurteilt werden können. Im Falle des Q-Bereitstellungspotenzials wird die unter 3.2.2 beschriebene Optimierung auf alle zukünftigen Netzsituationen angewendet und unter Abschätzung des Prognosefehlers eine Ausgabe des Potenzials für die nächsten Stunden erzeugt. In den in Abschnitt 4 vorgestellten Offlinesimulationen werden die Prognosen mithilfe eines statistischen Fehlers aus historischen Zeitreihen der Erzeugungsanlagen und Lasten erstellt.

4 Prüfverfahren und Simulationsphasen

4.1 Simulationsphasen

Innerhalb des Projektes sind mehrere Phasen mit ansteigender Detaillierung in Simulationen geplant.

Allen voran stehen die *Offline-Simulationen* (siehe 2.2). Hierbei wird das SysDL-Modul in einer geschlossenen Entwicklungsumgebung anhand von verschiedenen Testszenarien unter Benutzung von Zeitreihen und Netztopologien geprüft. Im Speziellen werden hier die AWF simuliert und die Ergebnisse der Optimierung untersucht. Aus dieser Phase werden im folgenden Abschnitt einige Ergebnisse vorgestellt.

Die nächste Phase umfasst die sogenannten *Realtime-Simulationen*. Hierbei wird insbesondere der zeitliche Einfluss der Optimierungsdauer, Sollwertvorgabe und Anlageneinstellung untersucht. Benutzt wird die Simulationsumgebung OpSim [8].

Die abschließende Phase stellt die *Controller-in-the-Loop-Simulation* dar. Hierbei wird der endgültige Demonstrator vor seinem Einsatz beim VNB auf volle Funktionsfähigkeit hin geprüft. Besonders wird hier die Anbindung an die unterschiedlichen Netzleitsysteme der VNB nachgebildet und ein besonderes Augenmerk auf die Datenkommunikation gelegt.

Danach kann der Demonstrator unter realen Bedingungen eingesetzt werden.

4.2 Ergebnisse der Offline-Simulationen von AWF Blindleistungsanforderung aus dem VN

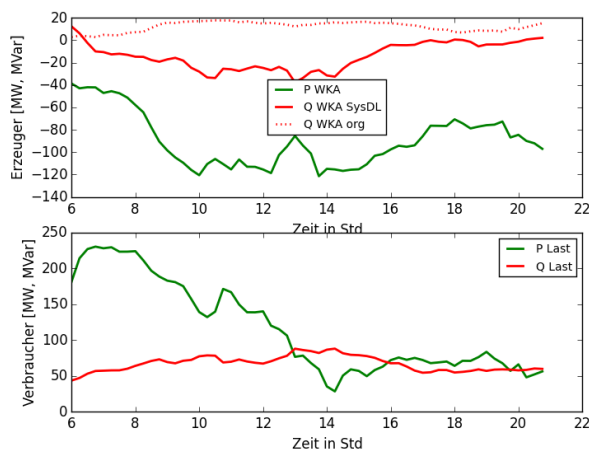


Abbildung 2: Oben: Kumulierte Erzeuger; Unten: Kumulierte Lasten

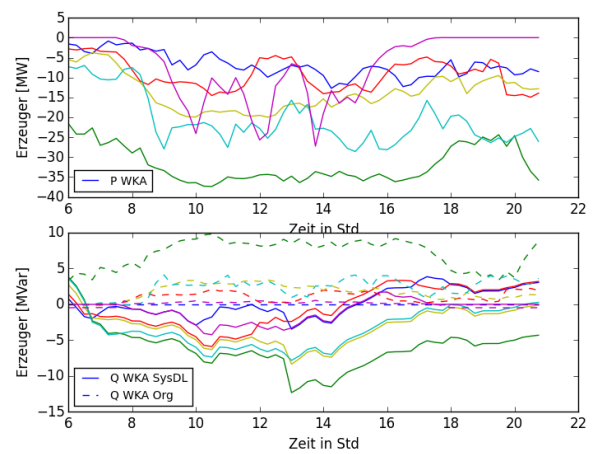


Abbildung 3: Detailansicht der Erzeuger (Anlagenscharf). Farben der Erzeuger zwischen Q und P korrelieren.

4.2.1 Zeitreihen der Lasten und Erzeuger

In Abbildung 2 und 3 sind die Last- und Einspeisezeitreihen dargestellt, die in den gezeigten Ergebnissen benutzt werden. Es handelt sich um einen willkürlich gewählten Ausschnitt aus den historischen Daten eines VNB. Die mit SysDL gekennzeichneten Daten stellen die, durch die Betriebsführung optimierten und eingestellten, Anlageneinspeisungen dar. Optimiert wurde hier auf Verluste unter der Nebenbedingung $Q = 0$ am NVP.

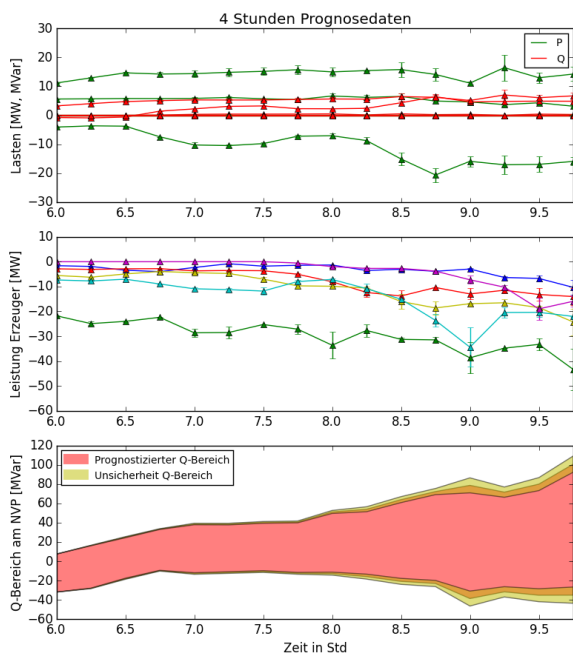


Abbildung 4: Oben: Lastenprognose; Mitte: Erzeugerprognose; Unten: Q Stellbereich der Prognose.

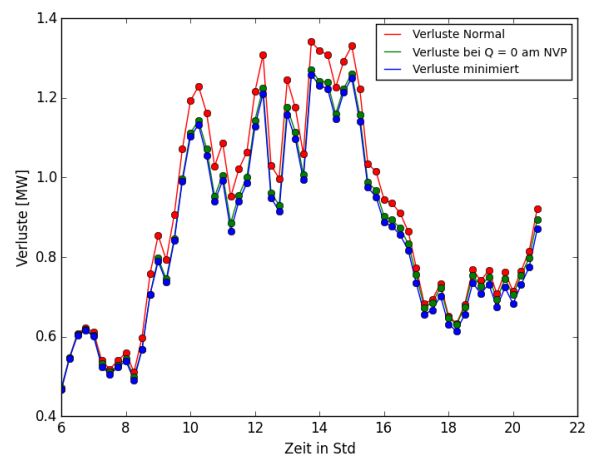


Abbildung 5: Verbesserung der Netzverluste optimierter Fahrweisen gegenüber der normalen Fahrweise

4.2.2 Prognosen

In Abbildung 4 sind die simulierten Prognosen für den ersten Zeitpunkt in der verwendeten Zeitreihe dargestellt. In der oberen Zeile werden für einen Hybridknoten (Knoten zum Mittelspannungsnetz, in denen DEA installiert sind, negatives P in der Abbildung) und exemplarische Lastknoten jeweils der Erwartungswert und ein Konfidenzintervall gezeigt. Für die prognostizierten Erzeuger wird jeweils die Wirkleistung gezeigt (mittlere Zeile), die man mit der tatsächlichen Einspeisung aus **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** vergleichen kann. Auf Grundlage der Prognosen für den ersten Zeitpunkt wird dann ein potenzieller Blindleistungsstellbereich für die nächsten 4 Stunden berechnet (roter Bereich in der unteren Zeile von Abbildung 4). Der gelbe Bereich stellt die Unsicherheit des Blindleistungsstellbereiches am NVP dar, der aus der Unsicherheit der Prognose herrührt.

4.2.3 Netzverluste

In Abbildung 5 sind die Netzverluste für die normale Fahrweise des VN aufgetragen sowie für optimierte Fahrweisen unter der NB von $Q = 0$ MVar am NVP und ohne Anforderung an Q am NVP. Letztere stellt reine Verlustminimierung dar. Man sieht, dass sich eine effizientere Fahrweise eingestellt hat, die Verluste aber ohne die Nebenbedingung am NVP noch optimiert werden konnten.

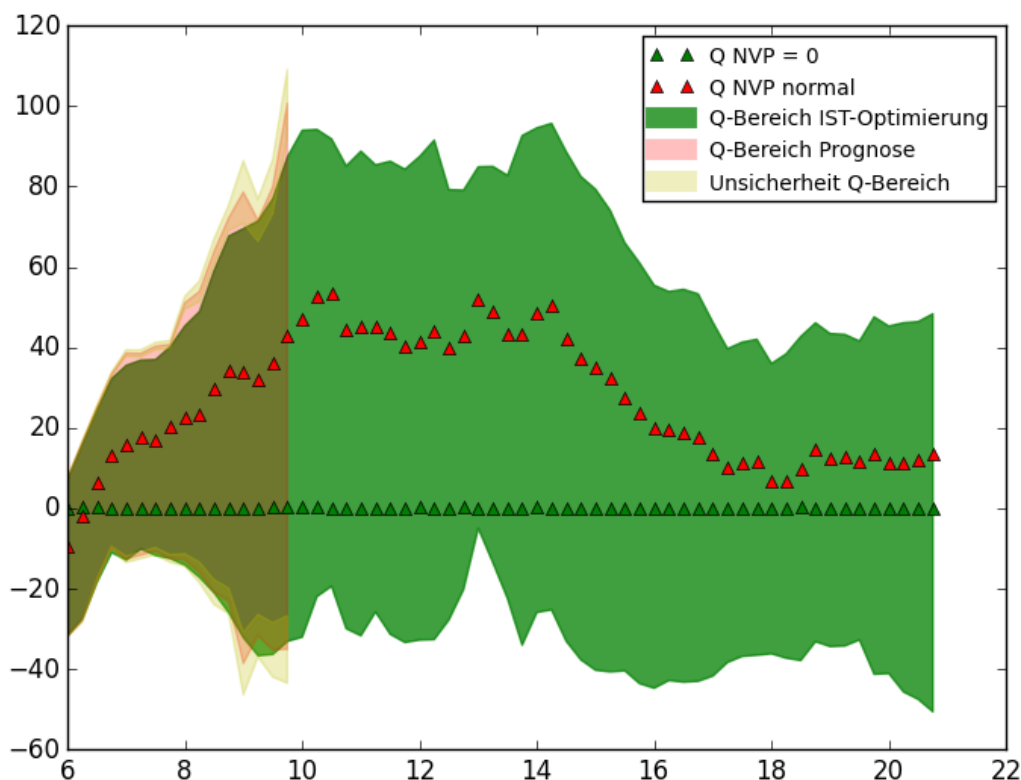


Abbildung 6: Q Stellbereich (grüner Bereich) mit überlagelter Prognose aus Abbildung 4 (roter und gelber Bereich). Grüne Dreiecke geben das optimierte Q am NVP, rote Dreiecke geben das originale Q am NVP an.

4.2.4 Blindleistungsaustausch am NVP

In Abbildung 6 ist der Blindleistungsaustausch am NVP dargestellt. Die grünen Dreiecke zeigen den Austausch unter der Nebenbedingung 0 MVar am NVP, die roten den Austausch wie er in der Zeitreihe stattfand. Es ist deutlich zu erkennen, dass die Betriebsführung die Vorgabe voll erfüllen konnte. Dies liegt an dem vorhandenen Blindleistungspotenzial durch die Einspeisung der DEA. Das Stellpotenzial für Q ist durch den grün schattierten Bereich angegeben. Überlagert wird dieser Bereich durch die bereits in Abbildung 4 gezeigte Prognose. Man sieht, dass der prognostizierte Stellbereich dem tatsächlich verfügbaren Stellbereich sehr nahe kommt. Der gelbe Bereich gibt wieder den abgeschätzten Fehler des Blindleistungspotenzials an.

5 Schlussfolgerung und Ausblick

In dem Projekt SysDL2.0 konnte bereits anhand von Offlinesimulationen auf Grundlage von Netztopologien und gemessenen Zeitreihen von Erzeugern und Lasten demonstriert werden, dass unter der Verwendung von koordinierter Blindleistungsbereitstellung Netzverluste minimiert werden und Anfragen vom ÜNB an den VNB von Blindleistung am NVP bedient werden können. Des Weiteren birgt die Integration von Last- und Erzeugungsprognosen das Potenzial dem ÜNB einen Stellbereich für Blindleistung (und Spannung) am NVP anzuzeigen, wodurch er realistische Anforderungen stellen kann. In den nächsten Schritten soll die Optimierung erweitert werden, um sämtliche betriebliche Anforderungen der VNB's, wie etwa (n-1)-Sicherheit, zu erfüllen und echtzeitfähig zu werden. Zudem wird das SysDL-Modul in eine *Realtime-Simulation* integriert und unter der Verwendung des CIM-Datenmodells getestet. Zu diesem Zweck wurde eine große Anzahl an Testszenarien definiert, deren Ergebnisse dann systematisch ausgewertet werden. In der letzten Stufe vor dem Feldtest wird ein Demonstrator realisiert, der in *Controller-in-the-Loop-Simulationen* geprüft wird.

Danksagung

Die Veröffentlichung entstand im Rahmen des Verbundprojekts SysDL2.0 „Systemdienstleistungen aus Flächenverteilnetzen (FKZ:0325744) im Rahmen der Forschungsinitiative „Zukunftsfähige Stromnetze“. Die Autoren danken dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie für die Förderung aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages.

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

6 Literaturverzeichnis

- [1] M. Kreuziger, W. Becker, P. Schegner und E. Habermann, „ANWENDUNGSFALL-OPTIMIERTE BEREITSTELLUNG VON BLINDLEISTUNG AUS DEZENTRALEN ERZEUGUNGSANLAGEN IM 110-KV-VERTEILNETZ,“ Graz, 2016.
- [2] „Systemdienstleistungen aus Flächenverteilnetzen SysDL2.0,“ [Online]. Available: <http://www.sysdl20.de/>. [Zugriff am 29 Januar 2016].
- [3] A. Szabo, J. Goetz, S. Wende - von Berg, M. Braun und u.a., „SysDL2.0 - Technische Anwendungsszenarien,“ in *OTTI Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien*, <http://www.zukunftsnetz.net/programm.html#c1328>, 2016.
- [4] „CIM user group,“ [Online]. Available: <http://cimug.ucaiug.org/default.aspx>. [Zugriff am 29 Januar 2016].
- [5] „entsoe,“ [Online]. Available: <https://www.entsoe.eu/major-projects/common-information-model-cim/Pages/default.aspx>. [Zugriff am 29 Januar 2016].
- [6] A. d. Vos, „langdale,“ 3 April 2002. [Online]. Available: <http://www.langdale.com.au/CIMXML/DifferenceModelsR05.pdf>. [Zugriff am 29 Januar 2016].
- [7] „Technische Anwendungsszenarien,“ 2015. [Online]. Available: <http://www.sysdl20.de/ergebnisse/>. [Zugriff am 29 Januar 2016].
- [8] F. Marten, „OpSim,“ Fraunhofer IWES, [Online]. Available: <http://www.energiesystemtechnik.iwes.fraunhofer.de/de/schnelleinstieg-wirtschaft/themen/opsim.html>. [Zugriff am 29 Januar 2016].

