



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE
Energieforschung und Cleantech

Schlussbericht vom 20.12.2019

OptiFlex

Optimierter Flexibilitätseinsatz im Verteilnetz



Datum: 20.12.2019

Ort: Winterthur

Subventionsgeberin:
Bundesamt für Energie BFE
Sektion Energieforschung und Cleantech
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Subventionsempfänger/innen:
Fleco Power AG
Technoparkstrasse 2, 8406 Winterthur
www.flecopower.ch

EKT Energie AG
Bahnhofstrasse 37, 9320 Arbon
www.ekt.ch

Adaptricity AG
Hohlstrasse 190, 8004 Zürich
www.adaptricity.com

Autor/in:
Martin Schröcker, Fleco Power AG, martin.schroecker@flecopower.ch
Urs Zahnd, Fleco Power AG, urs.zahnd@flecopower.ch
Stephan Koch, Adaptricity AG, skoch@adaptricity.com
Matthias Baierl, EKT Energie AG, matthias.baierl@ekt.ch

BFE-Projektbegleitung:
Dr. Michael Moser, michael.moser@bfe.admin.ch

BFE-Vertragsnummer: SI/501686-01

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.



Zusammenfassung

Durch den wachsenden Zubau der dezentralen Erneuerbaren Energien kommt es in den Schweizer Verteilnetzen immer öfter zu Kapazitätsengpässen und Spannungshaltungsproblemen. Statt über teure Netzausbauten lassen sich viele dieser Probleme über eine intelligente Steuerung der dezentralen Anlagen in den Netzen lösen. Zudem erlaubt es eine solche Flexibilitätssteuerung, über Massnahmen wie eine Reduktion der Ausgleichsenergiekosten die Kosteneffizienz der Energieversorgung allgemein zu steigern.

Obwohl die Anlagen zur Verfügung stehen, ist das Konzept heute im Schweizer Energiesektor noch nicht umgesetzt. Der Grund dafür liegt im Fehlen von kosteneffizienten Steuerungsmöglichkeiten für die dezentralen Anlagen und von Marktplätzen für die Flexibilität.

Das Pilotprojekt OptiFlex hat Lösungen für diese fehlenden Puzzleteile in drei Bereichen erarbeitet:

1. Aufbau eines kosteneffizienten, robusten Systems zur intelligenten Steuerung von dezentralen Anlagen
2. Durchführung von Feldversuchen als Referenzprojekte für die Flexibilitätsteuerung
3. Ausarbeitung von Tarifmodellen und Vertragsentwürfen für lokale Flexibilitätsmärkte

Die Projektziele konnten erfolgreich umgesetzt werden und legen den Grundstein für ein breites Ausrollen der Flexibilitätssteuerung in den Schweizer Verteilnetzen.

Résumé

L'expansion croissante des énergies renouvelables décentralisées entraîne de plus en plus souvent des goulots d'étranglement au niveau des capacités et des problèmes de maintien de la tension dans les réseaux de distribution suisses. Au lieu d'extensions de réseau coûteuses, beaucoup de ces problèmes peuvent être résolus par une commande intelligente des systèmes décentralisés dans les réseaux. En outre, une telle gestion de la flexibilité permet d'augmenter la rentabilité de l'approvisionnement énergétique en général par des mesures telles que la réduction des coûts énergétiques d'équilibrage.

Bien que les systèmes soient disponibles, le concept n'a pas encore été mis en œuvre dans le secteur de l'énergie suisse. La raison en est le manque d'options de contrôle rentables pour les systèmes décentralisés et les places de marché de la flexibilité.

Le projet pilote OptiFlex a développé des solutions pour ces pièces manquantes du puzzle dans trois domaines :

1. Le développement d'un système économique et robuste pour la commande intelligente d'installations décentralisées
2. La réalisation des projets de référence pour la gestion de la flexibilité
3. Élaboration de modèles tarifaires et de projets de contrats pour les marchés locaux de flexibilité

Les objectifs du projet ont été mis en œuvre avec succès et jettent les bases d'un large déploiement de la gestion de la flexibilité dans les réseaux de distribution suisses.



Summary

The growing expansion of decentralised renewable energies is increasingly leading to capacity bottlenecks and voltage maintenance problems in Swiss distribution grids. Instead of expensive grid expansions, many of these problems can be solved by intelligent control of the decentralized assets in the grids. In addition, such flexibility management allows the cost efficiency of the energy supply in general to be increased through measures such as a reduction in balancing energy costs.

Although the systems are available, the concept has not yet been implemented in the Swiss energy system. The reason for this is the lack of cost-efficient control options for the decentralized systems and marketplaces for flexibility.

The OptiFlex pilot project has developed solutions for these missing pieces of the puzzle in three areas:

1. Building a cost-efficient, robust system for the intelligent control of decentralized plants
2. Conducting field trials as reference projects for flexibility management
3. Development of tariff models and draft contracts for local flexibility markets

The project objectives were successfully implemented and lay the foundations for a broad roll-out of flexibility management in the Swiss distribution networks.

Take-home messages

- Im Projekt konnte eine Technologieplattform entwickelt und in Feldtests demonstriert werden, die eine kosteneffiziente Steuerung von dezentralen Anlagen im Verteilnetz möglich macht. Die wichtigsten Innovationen sind der Einsatz von «Internet of Things» Hardware und die konsequenten Nutzung von Fahrplansteuerung statt Echtzeitkommunikation.
- Für das Schweizer Energiesystem eröffnet sich damit die Chance, die Verteilnetze kosteneffizient über eine bessere Nutzung der bestehenden Betriebsmittel intelligent zu machen. Damit können Herausforderungen wie der Zubau von Erneuerbaren Energien oder der Elektromobilität ohne grosse Investitionen adressiert werden.
- Als grösste Herausforderungen für die Umsetzung des Konzepts im Schweizer Energiesystem wurden die Qualität der vorhandenen Netzmodelle, die fehlende Dringlichkeit des Themas Flexibilitätssteuerung bei den Verteilnetzbetreibern und unzureichende Standardisierung von Schnittstellen identifiziert.
- Das Potential der Lösung soll in weiterer Folge durch Referenzprojekte und eine systematische Ansprache von Verteilnetzbetreibern in der Breite ausgerollt werden. Technologisch ist eine Weiterentwicklung in Richtung Blindleistung angedacht.



Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	6
1.1	Ausgangslage und Hintergrund	6
1.2	Motivation des Projektes	6
1.3	Projektziele	7
2	Vorgehen und Methode.....	8
3	Ergebnisse und Diskussion	10
3.1	Arbeitspaket 1 – Startup	10
3.2	Arbeitspaket 2 – Schnelltest	16
3.3	Arbeitspaket 3 – (Technologie-) Plattform für die Prozessanbindung.....	21
3.4	Arbeitspaket 4 – Prädiktive Netzsimulation und Optimierung	32
3.5	Arbeitspaket 5 – Messungen Verteilnetz.....	44
3.6	Arbeitspaket 6 – Erschliessung Flexibilität	46
3.7	Arbeitspaket 7 – Feldstudie	52
3.8	Arbeitspaket 9 – Tarifmodelle und Verträge.....	79
3.9	Arbeitspaket 10 – Kommunikation.....	84
3.10	Erfolgskontrolle	86
3.11	Notwendige Anpassungen der Regulierung	90
4	Schlussfolgerungen und Fazit	97
5	Ausblick und zukünftige Umsetzung	98



1 Einleitung

1.1 Ausgangslage und Hintergrund

Der Ausbau der neuen Erneuerbaren Energien (nEE) im Schweizer Strommarkt hat in den letzten Jahren stark zugenommen. Politische Zielsetzungen in der Klimapolitik, der notwendige Ersatz der Atomkraft in der Schweiz und die fallenden Preise der Erzeugungstechnologien werden diesen Zubau in den nächsten Jahren mit grosser Wahrscheinlichkeit noch verstärken.

Die Anlagen werden grösstenteils in den lokalen Verteilnetzen eingebunden und stellen das historische Paradigma von einem Stromfluss von Grosskraftwerken im Übertragungsnetz hin zu Verbrauchern im Verteilnetz auf den Kopf. Gleichzeitig werden zur Erreichung der geplanten Dekarbonisierung von Wärme und Mobilität eine grosse Zahl von neuen Wärmepumpen und Elektroautos verwendet werden müssen, was auch die Verbrauchsspitzen in neue Höhen treiben wird.

Bereits heute kommt es in den Verteilnetzen darum zu Kapazitätsengpässen und Spannungshaltungsproblemen, welche sich in Zukunft teilweise massiv verschärfen dürften. Die bewährte Lösung für diese Probleme ist der Ausbau der Netze. Dieser Ansatz garantiert solide Sicherheitsmargen, ist aber auch mit hohen Kosten verbunden und würde aufgrund der sehr spezifischen Erzeugungs- und Verbrauchsprofile der neuen dezentralen Anlagen in vielen Fällen zu schlecht ausgelasteten Netzen führen. Dies wäre beispielsweise der Fall, wenn ein Netz um das Vielfache ausgebaut werden müsste, damit alle Fahrer von Elektroautos diese gleichzeitig abends um 18:00 aufladen könnten.

Ein weitaus kostengünstigerer Ansatz zur Lösung des Problems liegt in einer intelligenten Steuerung der dezentralen Anlagen. In dem angesprochenen Beispiel der Elektromobilität könnten beispielsweise die Ladestationen angesteuert werden um die Ladezeitpunkte der Autos so verteilen, dass mit dem bestehenden Netz alle Autos nacheinander mit Strom versorgt würden.

Eine solche flächendeckende Nutzung der Flexibilität der dezentralen Anlagen stellt für Netzbetreiber eine Möglichkeit dar, ihr Verteilnetz kosteneffizient zu betreiben. Gleichzeitig bieten sich dadurch für die Anlagenbesitzer neue Ertragsmöglichkeiten. Die Besitzer der Elektroautos könnten für ihre Bereitschaft, eine Verschiebung der Aufladung zuzulassen, mit Anreizen wie z.B. günstigerem Strom entschädigt werden.

Darüber hinaus könnten die flexiblen Anlagen systemdienlich für die Bereitstellung von Regelenergie eingesetzt werden. Über eine sinnvolle Kooperation der lokalen Akteure im Verteilnetz eröffnet sich zudem neu auch die Möglichkeit eines marktdienlichen Einsatzes – z.B. zur Optimierung der Energiebeschaffung in der Grundversorgung oder einer Reduktion der Ausgleichsenergiekosten.

Gerade diese lokalen Vermarktungsmöglichkeiten werden dazu beitragen, die Verbreitung der nEE durch deren optimale Integration ins lokale Verteilnetz zu fördern. Das System schafft vor allem bei einer Zuteilung von Flexibilität über marktbasierende Mechanismen gleichzeitig für mehrere Akteure einen Mehrwert. Dadurch wird es möglich, mit einzelnen Verteilnetzbetreibern vorweg zu gehen und lokale Flexibilitätsmärkte auch ohne regulatorischen Zwang zu etablieren.

1.2 Motivation des Projektes

Die Projektpartner haben innerhalb einer Vorstudie den Mehrwert eines lokalen Flexibilitätseinsatzes untersucht und festgestellt, dass vor allem in der Vermeidung von Netzausbauten ein grosser volkswirtschaftlicher Nutzen besteht. Zudem hat sich gezeigt, dass marktbasierende Mechanismen zur Zuteilung und Steuerung von dezentraler Flexibilität für alle involvierten Parteien (Anlagenbetreiber, Verteilnetzbetreiber, Energieversorger) Vorteile bieten.



Obwohl die Anlagen zur Verfügung stehen und die technischen Grundlagen gegeben sind, ist das Konzept einer solchen marktbasierten Zuteilung von Flexibilität im lokalen Verteilnetz heute im Schweizer Markt noch nicht umgesetzt. Es fehlen sowohl die kosteneffizienten Steuerungsmöglichkeiten für dezentrale Anlagen, als auch die regulatorischen Grundlagen und Marktplätze.

Das Pilotprojekt verfolgt das Ziel, diese fehlenden Puzzleteile zu erarbeiten und eine grossflächige Umsetzung einer dezentralen Flexibilitätsteuerung möglich zu machen.

1.3 Projektziele

Das übergeordnete Ziel des Projekts ist, die dezentrale Flexibilitätsteuerung technisch und administrativ möglich zu machen und durch eine Demonstration im Feldversuch zu validieren. So soll die Lücke zwischen den vorliegenden Potentialabschätzungen und einer zukünftigen schweizweiten Realisierung des Konzepts geschlossen werden.

Dieses übergeordnete Ziel soll über drei Teilziele erreicht werden:

1. Entwicklung und Aufbau der kompletten Prozesskette und Infrastruktur zur zentralen Optimierung und dezentralen Anlagensteuerung

Die technische Voraussetzung für die Durchführung der beschriebenen dezentralen Flexibilitätsteuerung ist eine Prozesskette, welche auf Basis einer Prognose der Netzsituation Fahrpläne für die vorhandenen Flexibilitäten erstellt und diese über eine kosteneffiziente, robuste Steuerinfrastruktur auf die Anlagen bringt. Systeme dieser Art existieren für Grosskraftwerke, die Umsetzung mit kleinen, dezentralen Anlagen erfordert neue Lösungen.

2. Nachweis Erfüllung der Anforderungen für den netzdienlichen Einsatz durch Messungen im Feldversuch

Der robuste Betrieb des in Teilziel 1 entwickelten Systems und die Erreichung der Ziele der Flexibilitätssteuerung soll durch die Anwendung in Feldtests gezeigt werden.

Ursprünglich war eine Umsetzung in drei Verteilnetzen geplant. Da eine Einbindung der Schlüsseltechnologien Elektromobilität und Batteriespeicher in keinem der drei Verteilnetze berücksichtigt werden konnte, wurde entschieden, statt dem dritten Verteilnetz die beiden Technologien in separaten Anwendungstests einzubinden. Damit wurden die folgenden vier Feldtests durchgeführt:

- a) Verteilnetz Amlikon-Bissegg (TG): Langzeittest Ansteuerung PV Anlagen, Lastspitzensenkung mit einer Biogasanlage
- b) Arealnetz Schloss Herdern (TG): Ansteuerung PV und Biogasanlage, Wechselwirkung zwischen den Technologien
- c) EVU Partner: Lademanagement für Elektromobilität
- d) Forschungspartner: Lastspitzensenkung mit Batteriespeicher



3. Ausarbeitung von Tarifmodellen und Vertragsentwürfen für den lokalen Flexibilitätsmarkt

Anders als in der Regelenenergie stehen bei der netzdienlichen Flexibilitätsteuerung von dezentralen Anlagen keine Märkte für eine Preisfindung und Entschädigung der Anlagenbetreiber zur Verfügung. Die wirtschaftlichen Eckpunkte der Zusammenarbeit müssen deshalb in jedem Fall zwischen dem Verteilnetzbetreiber als Nutzniesser des Einsatzes und dem Anlagenbetreiber bilateral vereinbart werden.

Ziel des Projekts ist es, diesen Prozess durch die Ausarbeitung von Mechanismen für die Bewertung und Verteilung des geschaffenen Mehrwerts zu unterstützen. Darüber hinaus sollen Vertragsunterlagen erstellt werden, welche als Ausgangspunkt für die Verhandlungen dienen können und so die bilaterale Zusammenarbeit vereinfachen.

2 Vorgehen und Methode

Um das Konzept der dezentralen Flexibilitätsnutzung umzusetzen, sind Know-How und Kompetenzen aus allen Bereichen der Energiebranche nötig. Es wurde deshalb ein Projektkonsortium gebildet, welches diese Breite mitbringt und die verschiedenen Aspekte des Konzepts bearbeiten kann. Die Projektteilnehmer und die jeweiligen Aufgabenbereiche sind in Abbildung 1 dargestellt.




	Beschreibung	Verantwortlich für
	Dienstleister für Produzenten der neuen Erneuerbaren Energien (z.B. Regelenenergie, Stromvermarktung)	<ul style="list-style-type: none">• Gesamtprojektleitung• Entwicklung und Betrieb der technischen Infrastruktur zur Anlagensteuerung• Einbindung der Anlagen• Tarifmodelle & Verträge
	Anbieter von Software zur Simulation und Optimierung von Stromnetzen	<ul style="list-style-type: none">• Aufbau und Betrieb der zentralen Optimierungsapplikation• Entwicklung eines Schnelltests für die Eignung von Verteilnetzen
	Stromversorgungsunternehmen	<ul style="list-style-type: none">• Kontakt zu den Verteilnetzbetreibern• Bereitstellung von Daten zu den Netzen• Bereitstellung von Erzeugungs- und Lastprognosen• Messungen im Verteilnetz

Abbildung 1: Beschreibung und Aufgabenbereiche der Projektteilnehmer

Die Umsetzung des Projekts erfolgte in drei Phasen. Innerhalb dieser Phasen wurden die Projekthinhalte in zehn Arbeitspaketen erarbeitet. Die Übersicht der Projektplanung ist in Abbildung 2 dargestellt.

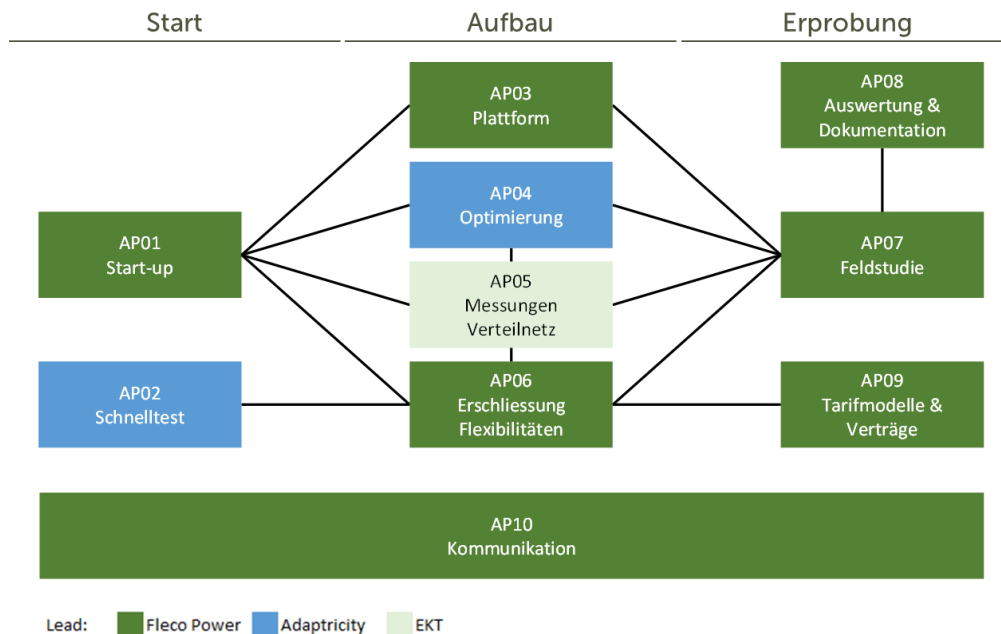


Abbildung 2: Projektphasen und Arbeitspakete

In der Startphase wurden die Grundlagen für das Projekt gelegt und dabei unter anderem die Verteilnetzbetreiber für die Feldstudie angesprochen.

Die Aufbauphase war das eigentliche Herzstück des Projekts. Hier wurden zum einen die verschiedenen Elemente der Flexibilitätssteuerung entwickelt, zum anderen erfolgte die Zusammenführung der einzelnen Komponenten zu einer geschlossenen Prozesskette. Dabei bewährte sich die in der Projektplanung anvisierte Arbeitsteilung, innerhalb derer sich die Firma Adaptricity auf die Simulationen und Optimierungen konzentrierte, die Firma Fleco Power die Entwicklung von Steuerhardware und Datendrehscheibe verantwortete und zusammen mit der Firma EKT die Ansprache und Einbindung von Verteilnetzbetreibern und Anlagenbetreibern durchführte.

Für die längerfristige Nutzbarmachung des Konzepts war die Erprobungsphase entscheidend. Hier konnten in den verschiedenen Feldstudien Praxisbeispiele für die Anwendungsfälle getestet und als Fallstudien für die Kommunikation herausgearbeitet werden. Gleichzeitig konnte die Zusammenarbeit mit den verschiedenen Akteuren genutzt werden, um von allen Seiten akzeptierte Vergütungsmodelle und Vertragsklauseln zu entwerfen und in den Feldtests gleich einem Realitätstest zu unterziehen.



3 Ergebnisse und Diskussion

3.1 Arbeitspaket 1 – Startup

3.1.1 Zielsetzungen des Arbeitspakets

Im ersten Arbeitspaket des Projekts wurden die Grundlagen gelegt. Der entscheidende Schritt war dabei die Ansprache von Verteilnetzbetreibern, um Zusagen für die Teilnahme an den Feldstudien zu erreichen.

Für die teilnehmenden Verteilnetze wurden anschliessend alle notwendigen Datengrundlagen und Informationsquellen erschlossen, welche als Basis für den Kontakt zu den Anlagenbetreibern und als Input für die Simulationen dienten.

3.1.2 Zusammenarbeit Verteilnetzbetreiber

Eine aktive Unterstützung der Feldstudien durch die jeweiligen Verteilnetzbetreiber war für das Projekt von grosser Bedeutung. Dies zum einen, weil die Verteilnetzbetreiber ihr Netzgebiet und die lokalen Produzenten gut kennen und so den besten Zugang zu den für das Projekt notwendigen Informationen haben. Noch entscheidender war aber der Aspekt, dass die Verteilnetzbetreiber als wichtigster Nutzniesser und damit «Kunde» der dezentralen Flexibilitätsnutzung vom Mehrwert des Konzepts überzeugt werden müssen, wenn ein erfolgreiches Ausrollen in der Breite Erfolg haben soll. Die Ansprache der Verteilnetzbetreiber und die Notwendigkeit einer aktiven Entscheidung für eine Teilnahme an den Feldstudien stellten damit einen wichtigen ersten Test für das Konzept dar.

Für die Ansprache der Verteilnetzbetreiber war das enge Netzwerk, welches der Projektpartner EKT vor allem im Kanton Thurgau pflegt, von grossem Vorteil. Voraussetzung für eine Teilnahme war zum einen die Verfügbarkeit von dezentralen Anlagen für die Ansteuerung, zum anderen das Bestehen eines möglichst vollständigen Smart-Meter Roll-outs. Die Smart-Meter waren von Bedeutung, da auf diesem Weg hoch aufgelöste Informationen zu Stromverbrauch und -produktion im Verteilnetz als Basis für die Simulationen zur Verfügung stehen.

Insgesamt wurden mit fünf Verteilnetzbetreibern Gespräche über eine Teilnahme am Pilotprojekt geführt. In einem Fall war innerhalb des Projektzeitraums eine Fusion des Netzbetreibers mit einem zweiten lokalen Netzbetreiber geplant, weshalb aus Gründen der personellen Ressourcen gegen eine Teilnahme entschieden wurde. In einem zweiten Fall wurde die Verwendung von hoch aufgelösten Verbrauchsdaten – selbst pseudonymisiert – kritisch gesehen, da der Rollout der Smart-Meter erst vor kurzer Zeit erfolgte und das Thema kontrovers diskutiert worden war. Deshalb entschied sich der Netzbetreiber vorsichtshalber dagegen, am Projekt teilzunehmen. Die weiteren drei Netzbetreiber standen der Idee der dezentralen Flexibilitätsnutzung sehr positiv gegenüber und sagten eine Teilnahme am Projekt OptiFlex zu. Neben dem Verteilnetz Amlikon-Bissegg, welches bereits Gegenstand der Vorstudie war, waren dies die Verteilnetze Schloss Herdern und Birwinken.

Im Projektverlauf wurde aufgrund der Verfügbarkeit von steuerbaren Anlagen entschieden, entgegen der ursprünglichen Planung nur in zwei Verteilnetzen Feldstudien durchzuführen. Dadurch konnten die Technologien Elektromobilität und Batteriespeicher in separaten Feldstudien getestet werden. Aufgrund dieser Entscheidung wurde das Verteilnetz Birwinken schlussendlich trotz der Zusage nicht für die Feldstudie genutzt.



3.1.3 Aufbau der Datengrundlagen

Die Grundlage für die simulationsgestützte Optimierung der Flexibilitätsnutzung war das jeweilige Netzmodell des betrachteten Verteilnetzes. Dieses liegt grundsätzlich bei den Verteilnetzbetreibern in digitaler Form vor. Herausforderungen bestanden im Projekt zum einen bezüglich des Detaillierungsgrads und der Aktualität der Modelle, zum anderen in der Verfügbarkeit von Schnittstellen für einen Export in die Simulationsumgebung von Adaptricity.

Für das Verteilnetz Amlikon-Bissegg war ein Netzmodell verfügbar, welches von EKT für den Netzbetreiber Amlikon-Bissegg verwaltet wurde. Für das Netz Schloss Herdern war dies nicht der Fall, weshalb ein Netzmodell auf Basis von Netzplänen aufgebaut werden musste. Der Import der Netzmodelle und die im Projektverlauf identifizierten Herausforderungen sind im Detail in den Kapiteln 3.1.4 und 3.4 beschrieben.

Neben den Netzmodellen, welche als «statische» Grundlage für den Aufbau der Simulationen dienten, mussten für die laufenden Simulationen täglich aktuelle Daten zu Stromverbrauch und -erzeugung im Netz sowie zum Zustand des Verteilnetzes verfügbar sein. Diese Daten wurden aus verschiedenen Quellen zusammengezogen und der Simulationsumgebung wie in Kapitel 3.3 beschrieben über eine Datendrehscheibe zur Verfügung gestellt. Die nötigen Daten lassen sich in drei Kategorien unterteilen:

a) Messdaten Wirkleistungseinspeisung und -bezug aller Anschlusspunkte im Verteilnetz

Diese Daten werden von den im Netz installierten Smart-Meter als Durchschnittswerte über 15 Minuten erfasst und einmal täglich als Lastgang an den jeweiligen Messdienstleister übertragen. Jeder Lastgang ist dabei über eine 33-stellige Messpunktnummer identifiziert, welche eine Zuordnung zum tatsächlichen Anschlusspunkt zulässt. Aufgrund der täglichen Sammlung durch den Messdienstleister stehen für die Simulation jeweils die Daten des Vortages zur Verfügung.

Die Daten wurden über einen File-Export als csv bzw. xml Datei auf dem FTP Server von Fleco Power abgelegt. Eine auf die Struktur des jeweiligen Files angepasste Importfunktion transferierte die Lastgänge in die Datendrehscheibe von Fleco Power. Von da konnten die Daten durch Adaptricity jederzeit über eine Anfrage an eine Datenschnittstelle (REST API) abgerufen werden.

Die Importfunktion war dabei von grosser Wichtigkeit, da selbst beim gleichen Messdienstleister die Datenformate für die Lieferung verschiedener Datenquellen (z.B. Verbrauchs- und Erzeugungs-Smart-Meter) unterschiedlich sein können.

b) Prognose Wirkleistungseinspeisung und -bezug aller Anschlusspunkte im Verteilnetz

Um die für die Optimierung des Flexibilitätseinsatzes nötigen Day-Ahead Simulationen zu erstellen waren Prognosen von Stromverbrauch und -produktion im Netz nötig. Diese wurden auf Basis der in Punkt a) beschriebenen historischen Daten unter Berücksichtigung von z.B. Wetterprognosen für den nächsten Tag erstellt. Der Prozess ist im Detail in Kapitel 3.1.5 beschrieben.

Der Output der Prognosen erfolgte in aggregierterer Form als die historischen Messdaten, d.h. es wurde nicht die Wirkleistung für jeden einzelnen Anschlusspunkt prognostiziert. Stattdessen standen Prognosen der gesamten Einspeisung bzw. Produktion für die Verteilnetze zur Verfügung. Diese Summenlastgänge wurden innerhalb der Simulation anhand von festgelegten Schlüsseln auf die Anschlusspunkte heruntergebrochen.

c) Zustand der Verteilnetze

Als entscheidende Zustandsvariable für die Verteilnetze kam die Spannung zum Einsatz. Diese erlaubte Rückschlüsse auf das Gleichgewicht zwischen Stromverbrauch und -produktion sowie die Auslastung der Anlagen im Netz. Die Spannung wurde für das Projekt im Netz gemessen und analog den Wirkleistungsdaten der Smart-Meter vom Messdienstleister an die Datendrehscheibe übertragen. Von dort standen die Werte der Simulation über die Datenschnittstelle zur Verfügung.



3.1.4 Netzmodell: Import und Detailierung

Die Netzmodelle für das Pilotgebiet Amlikon-Bissegg wurden durch einen Datenexport im CIM-Format aus dem Geo-Information-System (GIS) des Netzbetreibers EKT gewonnen, welcher die Daten für den unterlagerten Netzbetreiber verwaltet. Im Projekt wurde eine Auswahl von sechs Trafokreisen getroffen, die aufgrund ihrer Netzstruktur und vorhandener Erzeugungsanlagen für die Zwecke des Pilotprojekts geeignet erschienen. Im Einzelnen:

- Bänikon
- Fimmelsberg
- Hofen
- Holzhof
- Hub
- Hünikon

Die Trafokreise wurden innerhalb der Netzmodell-Daten durch Netzverfolgung von der Trafostation aus selektiert und als einzelne Netzmodelle extrahiert. Sie sind grafisch in Abbildung 3 dargestellt. Nach der Konversion in das Adaptricity-interne XML-Format für Netzmodelle und manuellen Anpassungen zur Behebung von Inkonsistenzen erfolgte der Import in die Adaptricity-Plattform.

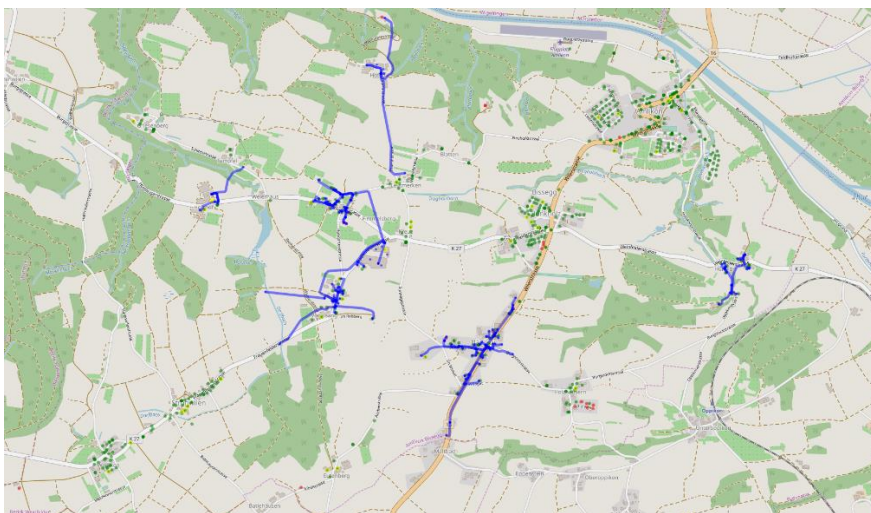


Abbildung 3: Übersicht des Netzgebietes Amlikon-Bissegg mit sechs ausgewählten Trafokreisen



3.1.5 Funktionsweise und Aufbau der Prognosen

Grundlagen

Für das Projekt OptiFlex wurden seitens der EKT Energie AG drei Modelle zur Erstellung einer täglichen Einspeise- und Verbrauchsprognose für die Verteilnetze Amlikon-Bissegg, Birwinken und Herdern aufgebaut. Diese Prognosen wurden aggregiert für die gesamte Last bzw. Einspeisung im Verteilnetz erstellt.

Die Prognosen wurden mit dem Modul «Belvis Pro» konfiguriert und berechnet. Dieses Programm ist eine Entwicklung der Firma Kisters gezielt für die Erstellung von Einspeise- und Verbrauchsprognosen in der Energiewirtschaft. Die Firma Kisters vertreibt ihr Programm «Belvis», welches in der Energie- und Wasserwirtschaft europaweit zum Einsatz kommt.

Die Datengrundlage für die Erstellung der Prognosen waren einerseits das historische Verbrauchsverhalten der o.g. Verteilnetze, andererseits wurden jeden Tag Wetterprognosen von Meteoschweiz mit den Parametern Temperatur und Globalstrahlung dem Programm «Belvis Pro» für die Berechnung der Prognosen zur Verfügung gestellt.

Das Prognoseprogramm «Belvis Pro» wurde so konfiguriert wie es bei der EKT Energie AG auch «live» zum Einsatz kommt. Die erstellten Prognosen sind daher reale Prognosen, auch im Hinblick auf den Prognosefehler.

Als Wetterstation für Temperatur und Globalstrahlung kam Güttingen zum Einsatz.

Methodik

Das Modul «Belvis Pro» ist ein adaptives logisches Netzwerk (ALN) und eine Eigenentwicklung der Firma Kisters speziell für die Energiewirtschaft. Hinter dem ALN steckt ein Algorithmus, welcher auf Basis von IST-Verbrauchs- oder Einspeisedaten zusammen mit IST-Wetterdaten eine Verknüpfung bzw. Korrelation herstellt. Die Verknüpfung ist nicht statisch, sondern ändert sich ggfs. mit jedem neuen Training auf neuere IST-Daten. Als Inputparameter werden dem ALN der historische Verbrauch z.B. vom Vorwochentag, der Tag der Woche, das Jahr, Ferien, Feiertage, Sommerzeit, Temperatur, Globalstrahlung und Niederschlag gegeben. Die individuelle Spezifikation hängt vom Verbrauchs- oder Einspeiseverhalten des zu prognostizierenden Kunden oder Verteilnetzes ab. Eine Feintuning der Einflussgrößen hängt auch stark vom individuellen Einspeise- oder Verbrauchsscharakter ab.

Die Logik hinter dem ALN ist folgendermassen zu beschreiben: der Algorithmus versucht auf Basis der Vergangenheit jede Viertelstunde pro Tag unter Beachtung der Minimierung des Fehlers mit dem ihm zur Verfügung gestellten Inputparametern zu erklären. Unter Umständen kann ein Parameter auch mehrfach den Verbrauch erklären während ein anderer Parameter nicht zum Zuge kommt. Die verknüpften Inputparameter erklären und prognostizieren dann die 96 Viertelstunden pro Tag.

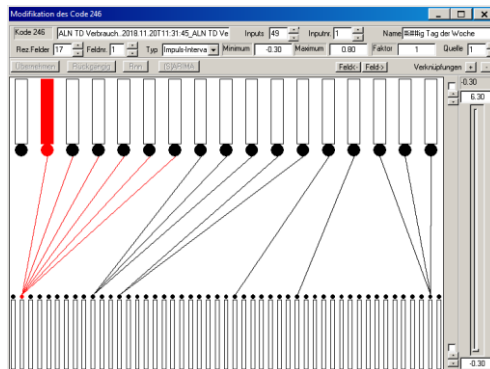


Abbildung 4: Verknüpfung Inputparameter

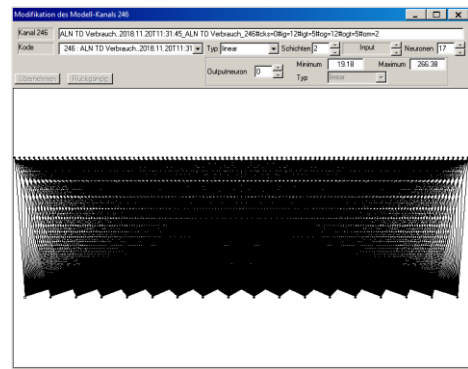


Abbildung 5: Verknüpfter Input zu Output

Eine Charakteristik des ALN ist, dass für eine gute bis sehr gute Prognose genügend historische Daten zur Verfügung stehen müssen. Zusätzlich wird das Modell auch besser, je mehr andere Verbrauchssituationen dem Modell zur Verfügung gestellt werden. Daher wird regelmässig, jedoch nicht täglich, das Modell trainiert, um dem Modell die Möglichkeit zu geben die Verknüpfung (Abbildung 4) neu setzen zu können.

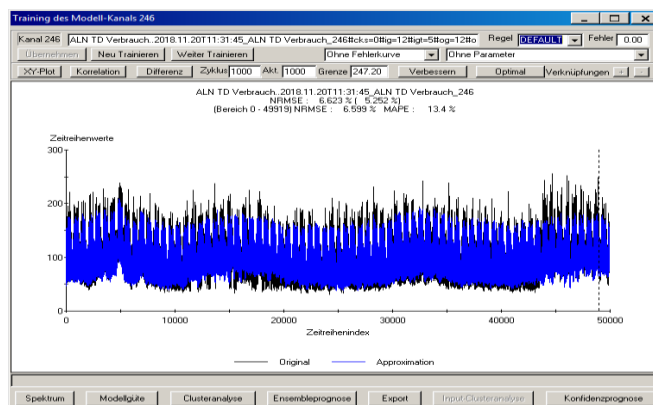
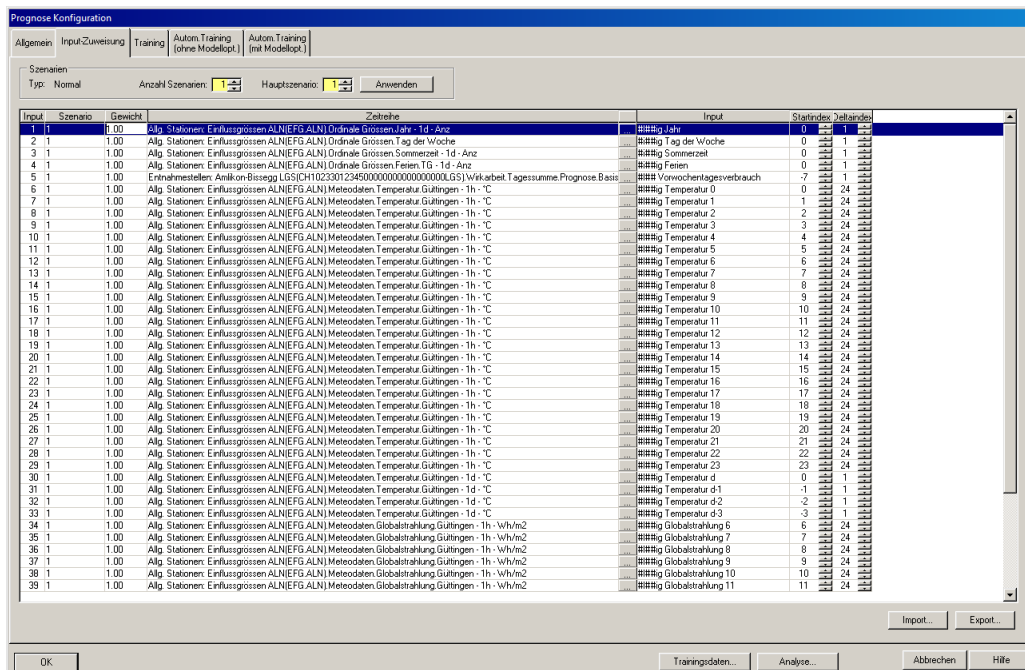


Abbildung 6: Trainingsbereich (schwarz) und Prognose (blau)

Im konkreten Fall von Amlikon-Bissegg für die Verbrauchsprognose kamen folgende Inputparameter zum Einsatz: Jahr (um Strukturbrüche abzufangen), Tag der Woche (Wochenstruktur), Sommerzeit (Verschiebung des Verbrauchsverhaltens durch Zeitumstellung), Ferien Thurgau, Vorwochentagesverbrauch (zur Niveaufeststellung), Temperatur stündlich und Tagesdurchschnittstemperatur (bis drei Tage zurück), Globalstrahlung stündlich (von 6 bis 22 Uhr). Die Wetterprognosedaten wurden täglich importiert und standen dem Modell zur Verfügung.

Für die Prognose der Einspeisung wurden lediglich die Parameter Sommerzeit, Vorwochentageserzeugung sowie Globalstrahlung stündlich und Tagesdurchschnitt genommen.



Prognose Konfiguration

Szenarien

Typ:
 Anzahl Szenarien:
 Hauptszenario:

Input	Szenario	Gewicht	Zeitreihe	Input	Startindex	Zeitraum
1	1	1.00	Allg. Stationen: Einflussgrößen ALN(EFG ALN) Ordinale Größen Sommerzeit - 1d - Anz	####ig Sommerzeit	0	1
2	1	1.00	Einsparungen: Amikon-Bissegg EGS(EH1023301234500000000000000000EGS) Wirkarbel. Tagessumme	####ig Vorwochen Tagesverbrauch	-7	1
3	1	1.00	Allg. Stationen: Einflussgrößen ALN(EFG ALN) MeteoDaten Globalstrahlung Gütlingen - 1h - Wh/m2	####ig Globalstrahlung 6	6	24
4	1	1.00	Allg. Stationen: Einflussgrößen ALN(EFG ALN) MeteoDaten Globalstrahlung Gütlingen - 1h - Wh/m2	####ig Globalstrahlung 7	7	24
5	1	1.00	Allg. Stationen: Einflussgrößen ALN(EFG ALN) MeteoDaten Globalstrahlung Gütlingen - 1h - Wh/m2	####ig Globalstrahlung 8	8	24
6	1	1.00	Allg. Stationen: Einflussgrößen ALN(EFG ALN) MeteoDaten Globalstrahlung Gütlingen - 1h - Wh/m2	####ig Globalstrahlung 9	9	24
7	1	1.00	Allg. Stationen: Einflussgrößen ALN(EFG ALN) MeteoDaten Globalstrahlung Gütlingen - 1h - Wh/m2	####ig Globalstrahlung 10	10	24
8	1	1.00	Allg. Stationen: Einflussgrößen ALN(EFG ALN) MeteoDaten Globalstrahlung Gütlingen - 1h - Wh/m2	####ig Globalstrahlung 11	11	24
9	1	1.00	Allg. Stationen: Einflussgrößen ALN(EFG ALN) MeteoDaten Globalstrahlung Gütlingen - 1h - Wh/m2	####ig Globalstrahlung 12	12	24
10	1	1.00	Allg. Stationen: Einflussgrößen ALN(EFG ALN) MeteoDaten Globalstrahlung Gütlingen - 1h - Wh/m2	####ig Globalstrahlung 13	13	24
11	1	1.00	Allg. Stationen: Einflussgrößen ALN(EFG ALN) MeteoDaten Globalstrahlung Gütlingen - 1h - Wh/m2	####ig Globalstrahlung 14	14	24
12	1	1.00	Allg. Stationen: Einflussgrößen ALN(EFG ALN) MeteoDaten Globalstrahlung Gütlingen - 1h - Wh/m2	####ig Globalstrahlung 15	15	24
13	1	1.00	Allg. Stationen: Einflussgrößen ALN(EFG ALN) MeteoDaten Globalstrahlung Gütlingen - 1h - Wh/m2	####ig Globalstrahlung 16	16	24
14	1	1.00	Allg. Stationen: Einflussgrößen ALN(EFG ALN) MeteoDaten Globalstrahlung Gütlingen - 1h - Wh/m2	####ig Globalstrahlung 17	17	24
15	1	1.00	Allg. Stationen: Einflussgrößen ALN(EFG ALN) MeteoDaten Globalstrahlung Gütlingen - 1h - Wh/m2	####ig Globalstrahlung 18	18	24
16	1	1.00	Allg. Stationen: Einflussgrößen ALN(EFG ALN) MeteoDaten Globalstrahlung Gütlingen - 1h - Wh/m2	####ig Globalstrahlung 19	19	24
17	1	1.00	Allg. Stationen: Einflussgrößen ALN(EFG ALN) MeteoDaten Globalstrahlung Gütlingen - 1h - Wh/m2	####ig Globalstrahlung 20	20	24
18	1	1.00	Allg. Stationen: Einflussgrößen ALN(EFG ALN) MeteoDaten Globalstrahlung Gütlingen - 1h - Wh/m2	####ig Globalstrahlung 21	21	24
19	1	1.00	Allg. Stationen: Einflussgrößen ALN(EFG ALN) MeteoDaten Globalstrahlung Gütlingen - 1d - Wh/m2	####ig Globalstrahlung d	0	1
20	1	1.00	Allg. Stationen: Einflussgrößen ALN(EFG ALN) Ordinale Größen Jahr - 1d - Anz		0	1



3.2 Arbeitspaket 2 – Schnelltest

3.2.1 Zielsetzungen des Arbeitspakets

Um bei einem Verteilnetzbetreiber, der die Anwendung des OptiFlex-Systems in Erwägung zieht, schnell und einfach evaluieren zu können, ob der Einsatz von Flexibilität zur Lösung von Herausforderungen im Netz zielführend erscheint, wurde in diesem Arbeitspaket ein Schnelltest entwickelt. Ziel des Tests ist es, auf Basis von verfügbarer Netz- und Last/Erzeugungs-Daten zu prüfen, ob das Netzgebiet in Worst-Case-Situationen (z.B. maximale Erzeugung, minimale Last) in kritische Betriebsbereiche eintreten kann. Weiterhin kann die Aufnahmefähigkeit des Netzes für neue Erzeugungsanlagen direkt berechnet werden. Der Fokus liegt hierbei auf Niederspannungsnetzen, wobei die gleiche Methodik auch für Mittelspannungsnetze anwendbar ist. Für die Demonstration der Schnelltest-Funktionalität in diesem Abschnitt wird ein fiktives Netzmodell verwendet, das durch Adaptricity erstellt und im Gebiet der Stadt Uster verortet wurde. Dies liegt vor allem daran, dass dieses Netzgebiet zusammenhängend ist und so die Segmentierung in Trafokreise besser gezeigt werden kann.

3.2.2 Status quo, Lücken und Bedarf für Innovation

Grundsätzlich besteht der Schnelltest aus bekannten Methoden in der Netzplanung: Die Worst-Case-Betrachtung von Last- und Erzeugungssituationen ist eine etablierte Methode zur Dimensionierung von Verteilnetzen. Allerdings ist eine solche Betrachtung in konventionellen Netzsimulationstools oft mit erheblichem Aufwand verbunden, da besonders die folgenden Schritte aufwändige manuelle Arbeiten nach sich ziehen:

- Konfiguration der Last- und Erzeugungsmodelle auf der Netztopologie
- Schnelle Erzeugung von Maximal-Snapshots und Betrachtung verschiedener Arbeitspunkte durch Skalierung von Lasten und Erzeugern
- Betrachtung von Zukunftsszenarien mit stochastischem Verteilen von neuen Last- und Erzeugungsobjekten auf der Netztopologie (Monte-Carlo-Simulation)

Das im Projekt entwickelte Software-Modul schliesst diese Lücke. Die sehr positiven Reaktionen des Marktes lassen darauf schliessen, dass dieses Feature einen realen, bereits vorhandenen Bedarf adressiert.

3.2.3 Technische Umsetzung, Prozesskette

Der Ablauf eines Schnelltests erfolgt in den folgenden Schritten:

1. **Netzmodell-Import:** Aus dem GIS werden rechenfähige Niederspannungs-Netzmodelle extrahiert. Dabei werden typischerweise einzelne Trafokreise betrachtet. Die Adaptricity-Plattform unterstützt sowohl den Import einer gesamten Verteilnetz-Ebene mit anschliessender interner Segmentierung (Splitting), als auch den Import einzelner Trafokreis-Netzmodelle. Abbildung 9 zeigt einen Netzimport und anschliessende Segmentierung in Trafokreise anhand des Beispielnetzes. Im Projektgebiet Amlikon-Bissegg wurde die Segmentierung aufgrund des Exportes im CIM-Format und der notwendigen Anpassungsarbeiten allerdings bereits im Pre-Processing durchgeführt.



Abbildung 9: Import und Splitting von Netzmodellen (links: zusammenhängendes Netzgebiet; Mitte / rechts: zwei Trafokreise)

2. Konfiguration Lasten und Erzeuger: Die vorhandenen Verbraucher und Erzeugungsanlagen werden auf der Netztopologie als statische Lasten bzw. Einspeisungen hinterlegt. Hierzu wurde im Projekt eine Methode implementiert, die das schnelle Einlesen von Kundenlisten bestehend aus den Attributen Messpunkt-Nummer, Netzknoten-ID, Jahresenergieverbrauch, Sicherungsgrösse und installierter Erzeugungsleistung erlaubt. Zusätzlich wird die Maximallast und ein mittlerer $\cos(\phi)$ am speisenden Transformator benötigt. Durch ein automatisiertes Verfahren werden die Lasten im Netz so skaliert, dass sich inklusive der Netzverluste am Transformator genau die gemessene maximale Last und der entsprechende $\cos(\phi)$ ergibt. Abbildung 10 zeigt den Prozess zur Konfiguration von Last- und Erzeugungsmodellen anhand einer Kundenliste.

1. Kundenliste auswählen

Verwenden Sie eine Kundenliste, um statische Lasten und Erzeuger in Ihrem Netz hinzuzufügen. Bitte speichern Sie das Netz, bevor Sie fortfahren. Sie können eine Vorlage herunterladen, um die erwartete Datenstruktur anzusehen [empty_template.csv](#).

Kundenliste hochladen

Kundenliste von externem Server laden

Abbrechen

Speichern

2. Last konfigurieren

EINGANG

Laisten in Kundenliste

648 Lasten

Insgesamt verbrauchte Energie pro Jahr

21 677 GWh (24 755 kWh pro Person)

KONFIGURATION

Gemessene Last am Referenzknoten

3500 kVA

cos(φ)

1

Laisten skalieren entsprechend

jährlicher Energieausgang

Normleistung

ERGEBNIS

Resultierender cos(φ) am Referenzknoten

0.997 (produktiv)

Gesamtlast

3 358 MW

Entspricht einem Lastfaktor von

74.100%

Speichern

Anwenden

3. Erzeugung konfigurieren

EINGANG

Generatoren in der Kundenliste

31 Erzeuger

KONFIGURATION

Kategorie	Installierte Kapazität (kW)	Kapazitätsmultiplikator	cos(φ)	Induktiv / Kapazitiv
PV	933.000	1	1	kapazitiv
Wind	0.000	1	1	kapazitiv
Biomasse	0.000	1	1	kapazitiv
Wasserkraft	0.000	1	1	kapazitiv
Gasturbine	0.000	1	1	kapazitiv
Kraft-Wärme-KK	0.000	1	1	kapazitiv
Äquivalente ag	0.000	1	1	kapazitiv
Andere	0.000	1	1	kapazitiv

ERGEBNIS

Insgesamt installierte Erzeugungskapazität

933 kW

Gesamte eingespeiste Leistung

933 kVA

Abbrechen

Zurück

Weiter

4. Überprüfen und anwenden

Überprüfen Sie den Lastfluss in der Netzdarstellung

Volle Last, volle Erzeugung

Die Anwendung dieser Konfiguration wird...

648 Last(en) gelöscht

32 Erzeuger gelöscht

649 Lasten aus der Kundenliste hinzugefügt

31 Erzeuger aus der Kundenliste hinzugefügt

Spannung [p.u.]

Wirkleistungsfluss

Residuallast

Leitungsbelastung

Abbrechen

Zurück

Anwenden

Abbildung 10: Konfiguration von Last- und Erzeugungsmodellen auf der Netztopologie in vier Schritten



3. Anpassung der Betriebsgrenzen (optional): Innerhalb des Stresstests können die Grenzwerte für Knotenspannungen, Leitungsbelastungen und Transformatorenbelastungen frei eingestellt werden. Für jeden Grenzwert kann ein Wert für eine Grenzwertverletzung (rot) und eine Warnung (orange) festgelegt werden. Zusätzlich kann ein Limit für den maximalen Spannungsanstieg definiert werden. Dieser Wert wird zur Berechnung des Aufnahmevermögens für zusätzliche Erzeugung (Hosting Capacity) verwendet.
4. Ausführung Stresstest: Innerhalb der Adaptricity-Plattform kann auf einem Netzmodell mit konfigurierten Lasten und Erzeugern per Mausklick die Berechnung für einen Stresstest angestoßen werden. Dazu werden zunächst drei vorkonfigurierte Snapshots verwendet:
 - Maximale Last, keine Erzeugung
 - Keine Last, maximale Erzeugung
 - Maximale Last, maximale Erzeugung

In der Ergebnis-Auswertung werden die Berechnungsergebnisse mit den vorkonfigurierten Snapshots und die eventuellen Verletzungen der eingestellten Betriebsgrenzen angezeigt. Abbildung 11 zeigt die Auswertung des Stresstests für einen Trafokreis im fiktiven Beispielnetz.

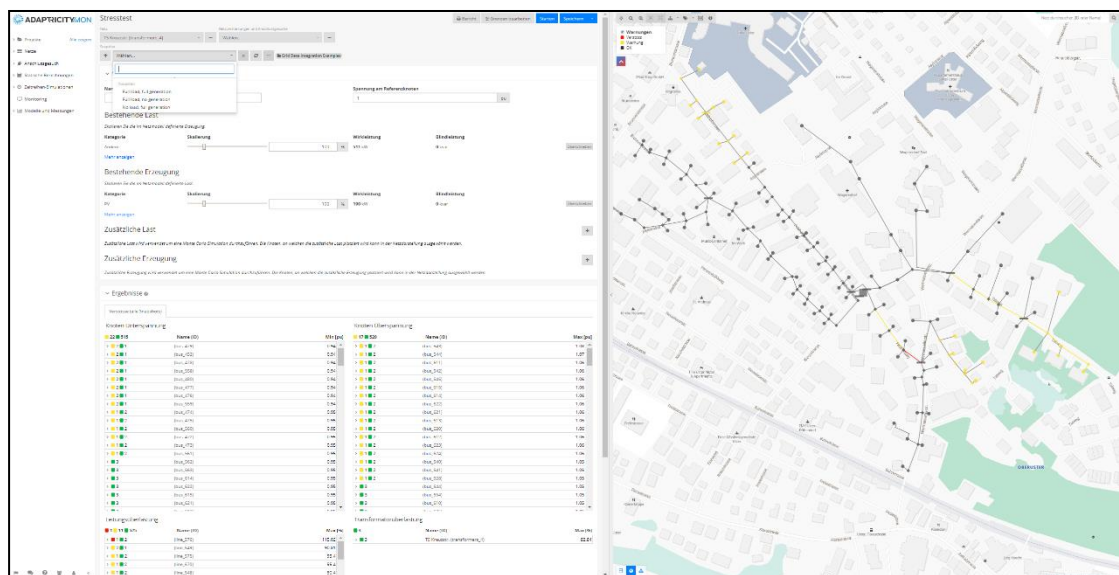


Abbildung 11: Snapshot-Analyse mit Standard-Snapshots und Standard-Betriebsgrenzen

5. Variation der Lasten und Erzeuger (optional): Innerhalb des Stresstests können anhand der existierenden Last- und Erzeugungskonfiguration eigene Snapshots definiert werden. Dies geschieht über eine Skalierung der vorhandenen Last- und Erzeugungsgruppen. Es ist daher möglich, einen definierten Betriebszustand des heutigen Netzes (z.B. Schwachlast) oder die Auswirkungen zukünftiger Entwicklungen (z.B. Lastanstieg) durch einfache Skalierung mit Schiebereglern zu simulieren (siehe Abbildung 11, links oben).

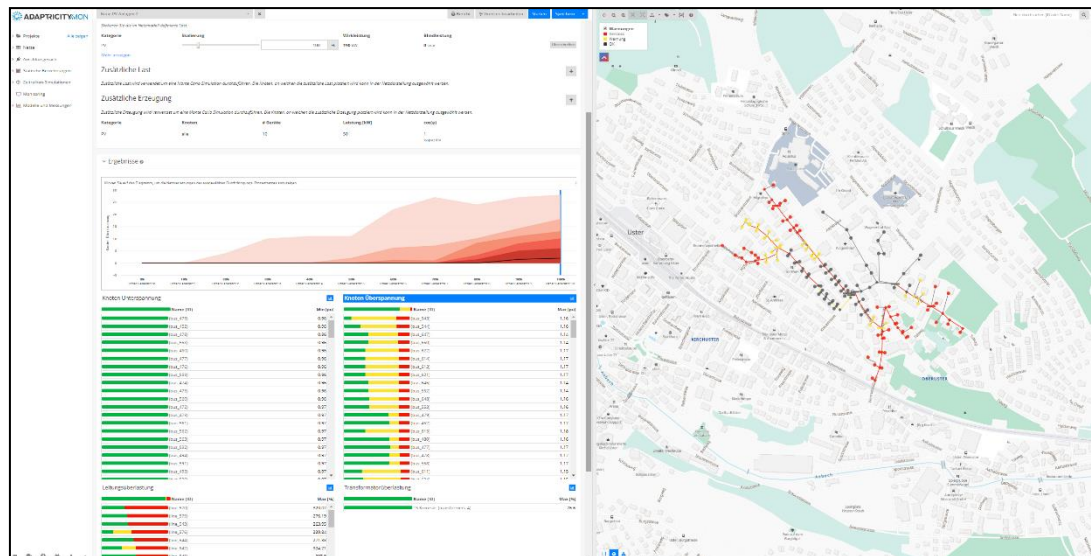


6. Berechnung der Aufnahmekapazität für neue Lasten und Erzeuger (optional): Innerhalb des Stresstests wurde ein Modul für die Berechnung weiterer Aufnahmefähigkeit des Netzes für dezentrale Erzeugung (Hosting Capacity) umgesetzt. Es besteht aus einem Iterationsverfahren basierend auf Intervall-Schachtelung, das die Erzeugungskapazität pro Knoten so einstellt, dass die eingestellten Grenzwerte gerade nicht verletzt werden. Die Berechnung der Aufnahmekapazität ist nicht kumulativ über die Netzknoten und verändert sich mit dem Hinzufügen neuer Lasten und Erzeuger zum Netz.
7. Zukunftsstudie über Monte-Carlo-Simulation (optional): Durch Hinzufügen zusätzlicher Last/Erzeugung können zukünftige Entwicklungen des Netzes simuliert werden. Snapshots, die zusätzliche Last/Erzeugung enthalten, werden als Erweiterte Snapshots bezeichnet. Um zusätzliche Last/Erzeugung hinzuzufügen, werden die betreffenden Knoten im Netz ausgewählt. Danach können die Lasten/Erzeuger im sich öffnenden Dialog konfiguriert werden. Die Auswahl der Knoten kann durch Filtern nach Spannungsebene und/oder Knotentyp zusätzlich eingeschränkt werden. Abbildung 12 zeigt die entsprechende Eingabemaske.

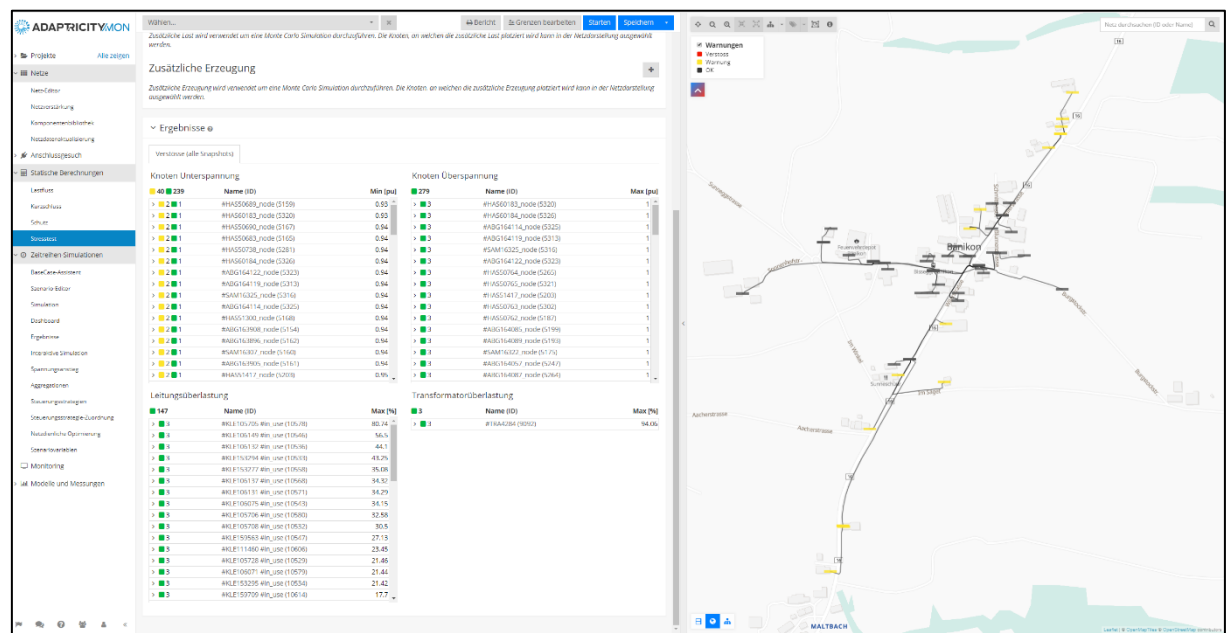
Abbildung 12: Hinzufügen neuer Lasten und Erzeuger für Monte-Carlo-Simulation

Die zusätzlichen Lasten/Erzeuger werden zufällig auf den ausgewählten Knoten verteilt. Diese Randomisierung wird als Monte-Carlo-Simulation bezeichnet. Die Variation stellt sicher, dass weder eine speziell vorteilhafte noch eine speziell unvorteilhafte Platzierung der Anlagen das Ergebnis unrealistisch beeinflusst. Ausgehend vom Fall keiner zusätzlichen Lasten/Erzeuger wird die Anzahl der neuen Lasten/Erzeuger in Schritten von 10% erhöht, bis die definierte Anzahl erreicht ist. Auf diese Weise sieht man die Auswirkung der ausgewählten Anzahl zusätzlicher Lasten/Erzeuger sowie den Prozentsatz, die Probleme im Netz verursachen.

Abbildung 13 zeigt die Ergebnisdarstellung einer Monte-Carlo-Simulation mit neuen Photovoltaikanlagen im betrachteten Netzgebiet. Auf der x-Achse wird die Anzahl zusätzlicher Lasten/Erzeuger von Null (links) bis zur definierten Anzahl (rechts) variiert. Auf der y-Achse wird die Anzahl Verletzungen der Betriebsgrenzen (rot) dargestellt. Die Anzahl zusätzlicher Lasten/Erzeuger wird in Schritten von 10% erhöht. In jedem Schritt werden zusätzliche Lasten/Erzeuger auf den definierten Knoten zufällig verteilt. Daher variiert die Anzahl der Grenzwertverletzungen in den verschiedenen Verteilungen. Diese Variation wird in der Grafik durch die verschiedenen farbigen Bereiche dargestellt. Je dunkler das Rot ist, desto mehr Samples sind enthalten. Die schwarze Linie ist der Median der Verteilung. Durch Klicken auf das Diagramm können die Grenzwertverletzungen eines bestimmten Prozentsatzes auf der Netztopologie visualisiert werden.



Die beispielhafte Anwendung des Schnelltests auf das Netzgebiet Bänikon in Amlikon-Bissegg ist in Abbildung 14 dargestellt.



20/98



3.3 Arbeitspaket 3 – (Technologie-) Plattform für die Prozessanbindung

3.3.1 Systemübersicht

Funktion Das Ziel von Arbeitspaket 3 war der Aufbau einer (Technologie-) Plattform für die Prozessanbindung, um die Flexibilitäten in einem Verteilnetz kosteneffizient erschliessen zu können.

Mittels dieser Plattform sollen alle für die zentrale Optimierung nötigen Daten erfasst und bereitgestellt werden sowie die ermittelten Steuerfahrpläne und Randbedingungen an die dezentralen Empfänger zurückgegeben werden. Im Pilotprojekt lief dies wie folgt ab:

Der Projektpartner EKT spielte täglich seine Erzeugungs- und Lastprognosen in das System ein, von wo aus diese Zeitreihen über ein definiertes Format als Input für die Optimierung an Adaptricity weitergegeben wurden. Nach Abschluss eines Optimierungslaufs übergab Adaptricity der Datendrehscheibe die Steuerbefehle für jede Anlage. Diese wurden von den dezentralen Steuerknoten auf der Datendrehscheibe angefragt und in den lokalen Speicher geladen, wo sie schliesslich von der lokalen Intelligenz ausgeführt wurden.

Gewählter Ansatz für die Umsetzung Der gewählte Ansatz zur Erreichung des übergeordneten Ziels baute auf mehreren Pfeilern auf:

1. Wo immer möglich, Einbezug der bestehenden (zentralen) Infrastruktur wie Energiedatenmanagementsysteme (EDM), Leitsysteme, etc. Dies insbesondere dann, wenn rechenintensive Aufgaben erledigt werden müssen (Optimierungsläufe, etc.)
2. Einsatz von Komponenten aus dem Bereich des „Internet of Things“ (IoT) für die Prozessanbindung
3. Einsatz von Funktechnologie zur Vernetzung der IoT-Komponenten im Verteilnetz

Zwei zentrale Herausforderungen wurden im Vorfeld des Pilotprojekts identifiziert:

1. Die Vernetzung der bestehenden (IT-) Infrastruktur im Energiesektor mit den IoT-Komponenten
2. Die robuste und sichere Datenerfassung und Steuerung über das Funknetzwerk und die IoT-Komponenten

Für den Aufbau der (Technologie-) Plattform mussten mehrere Systemkomponenten neu spezifiziert und entwickelt werden (siehe Abbildung 15):

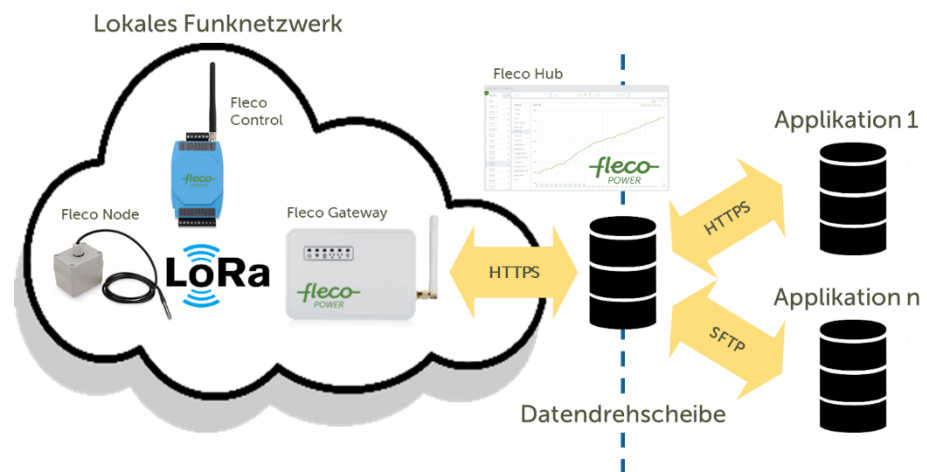
1. Datendrehscheibe (Fleco Hub) als Brücke zwischen der bestehenden IT-Infrastruktur der Akteure im Verteilnetz und der neuen Prozessanbindung durch IoT-Komponenten
2. Lokales Funknetzwerk zur einfachen Vernetzung der IoT-Komponenten im Verteilnetz
3. Fleco Gateway als Brücke zwischen der verfügbaren Kommunikationsinfrastruktur (Mobilfunk, Netzwerk) und dem lokalen Funknetzwerk



	<ol style="list-style-type: none">4. Fleco Control als IoT-Komponente zur Befehlsausgabe an die Betriebs- und Produktionsmittel im Verteilnetz5. Fleco Node als IoT-Komponente zur Datenerfassung im Verteilnetz, insbesondere Verbrauchsdaten ab Smart-Meter
Motivation für den gewählten Ansatz, Abgrenzung vom Stand der Technik	<ul style="list-style-type: none">- Bestehende IT-System in der Energieversorgung verfügen vielfach über die im Pilotprojekt geforderte Funktionalität (Berechnung von Fahrplänen, Optimierungsroutinen), jedoch fehlen Schnittstellen zur Vernetzung der Akteure im Verteilnetz- Konventionelle Fernwirktechnik ist für die Prozessanbindung der relativ kleinen Flexibilitäten im Verteilnetz um Faktoren zu teuer, daher Einsatz von IoT-Komponenten- Erfahrungen aus den Aufbau und Betrieb des Virtuellen Kraftwerks (siehe auch Pilotprojekt „Regelpooling mit Biogasanlagen“) zeigen, dass die kommunikationstechnische Anbindung der Anlagen bzw. die Erschliessung der „letzten Meile“ oftmals der entscheidende Kostentreiber darstellt. Abhilfe soll hier die Erschliessung über ein Funknetzwerk schaffen- Um die Datenerfassung und insbesondere die Steuerung über Funk umsetzen zu können, ist die Aufgabe des Paradigmas der Echtzeitkommunikation unumgänglich. Diese Anforderung stellt ebenfalls einen der grössten Kostentreiber dar und bringt für die Zielanwendungen der Technologie nur wenig Mehrwert. Dies stellt mitunter die grösste Abgrenzung zum Stand der Technik dar, da die technologische Entwicklung im Bereich der Systemtechnik in die entgegengesetzte Richtung läuft
Innovation im Pilotprojekt	<ul style="list-style-type: none">- Die entscheidende Innovation lag in der Adaption von verfügbarer Standardtechnologie zu einer robusten und flexiblen Systemumgebung, welche sich für einen Einsatz im Energiesektor eignet. Möglich wurde dies durch ein detailliertes Verständnis der Anwendungen- Konkret gelangten im Pilotprojekt IoT-Komponenten „ab Stange“ zum Einsatz, wobei die Firmware komplett überarbeitet und teilweise auch neu geschrieben wurde. Desgleichen wurden die serverseitigen Datenbanken und Schnittstellen genau auf die Anforderungen des Pilotprojekts zugeschnitten und in Gänze neu aufgebaut- Eine besondere Herausforderung stellte auch die Prozessanbindung über ein Funknetzwerk dar. Es wurden komplett neue Kommunikationsprotokolle und eine damit einhergehende Fehlerbehandlung erarbeitet. Dank diesen Elementen ist trotz unsicherer Kommunikation und geringen Bandbreiten eine robuste und sichere Prozesssteuerung gewährleistet



Übersicht



Quelle: Fleco Power

Abbildung 15: Übersicht des OptiFlex Systems

3.3.2 Zentrale Datendrehscheibe „Fleco Hub“

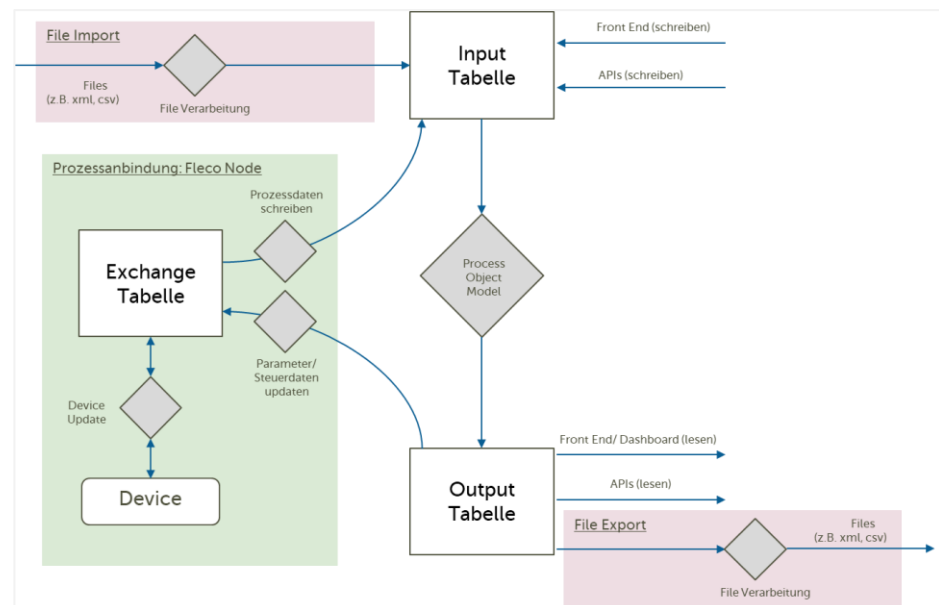
Funktion	<p>Der zentrale Server „Fleco Hub“ wurde als Datendrehscheibe konzipiert. Die wichtigste Funktionalität der Datendrehscheibe ist die Verknüpfung der bestehenden IT-Infrastrukturen der Akteure im Verteilnetz (z.B. VNB, Messdienstleister): Einerseits für den Informationsaustausch untereinander, andererseits für die Kommunikation mit den IoT-Komponenten zur Prozesssteuerung. Die Datendrehscheibe nimmt dadurch eine zentrale Rolle für die sichere und einfache Koordination des Flexibilitätseinsatzes im Verteilnetz ein.</p> <p>Eine weitere Funktionalität der Datendrehscheibe liegt in der Sicherstellung der Durchgängigkeit der Informationen zwischen den Akteuren. Trotz aller Bemühungen um einen standardisierten Datenaustausch im Energiesektor (Stichwort "SDAT") gelangt nach wie vor eine Vielzahl von (Datei-) Formaten zur Anwendung. Die zentrale Datendrehscheibe vereinfacht somit den Informationsaustausch erheblich und trägt somit zu einer kosteneffizienten Abwicklung bei.</p>
Gewählter Ansatz für die Umsetzung	<p>Der gewählte Ansatz umfasste den Aufbau einer projektspezifischen Server- und MySQL-Datenbankinfrastruktur mit Hosting in einem Schweizer Rechenzentrum.</p> <p>Die Datendrehscheibe verfügt über vielfältige Schnittstellen für den Datenaustausch mit allen Akteuren im Verteilnetz. Sie soll kompatibel sein mit allen etablierten Webformaten und mit im SDAT gängigen Dateiaustausch (z.B. Einlesen von CSV-Dateien von einem SFTP Server, Auslesen der Daten über REST API).</p> <p>Die Kommunikation mit den dezentralen Komponenten zur Prozesssteuerung wurde im Pilotprojekt über gängige IT-Standards realisiert und erfolgt nicht über klassische Fernwirkprotokolle (z.B. Modbus oder IEC 60870-5-104). Es wurde für die sichere Datenübertragung der dezentralen Anlagen zum Server zudem „schlanke“ Alternativen zu den gängigen Virtuellen Privaten Netzwerken (VPN) eingesetzt, indem z.B. die Nutzdaten verschlüsselt werden.</p>



Motivation für den gewählten Ansatz, Abgrenzung vom Stand der Technik	<p>Aus Bedenken im Zusammenhang mit dem Datenschutz wurde im Pilotprojekt im Bereich der Datendrehscheibe und der Prozesssteuerung komplett auf Cloud-Lösungen verzichtet. Der für die Datendrehscheibe eigenhändig entwickelte Applikations-Code ist vollständig bekannt und verbleibt in Eigenbesitz, daher ist ein hoher Grad an Datensicherheit gegeben.</p> <p>Die Datendrehscheibe sollte auf einer leistungsfähigen und vor allem gut skalierbaren, modularen Softwarearchitektur aufbauen. Daher wurde komplett auf den Einsatz von klassischen Leitsystemen verzichtet. Letztere sind nicht für die Anbindung und Steuerung von hunderten oder tausenden dezentralen Einheiten ausgelegt.</p> <p>Die gleiche Motivation lag auch dem Verzicht auf klassische Fernwirkkomponenten und einhergehenden IT-Infrastrukturen (Firewalls, etc.) zur Kommunikationsanbindung der dezentralen IoT Komponenten zu Grunde. Als Beispiel sei hier die Anbindung der Aussenstellen über VPN genannt. Bereits im BFE Pilotprojekt „Regelpooling mit Biogasanlagen“ wurde offensichtlich, dass solch aufwändigen Infrastrukturen nur unter hohem (finanziellen) Aufwand skaliert werden können und für Anwendungen im IoT-Bereich nicht angepasst sind.</p>
Innovation im Pilotprojekt	<ul style="list-style-type: none">- Performantes Datenmodell mit Input-, Output- und Exchange-Tabellen (Prozessanbindung).- Objektorientierte Verwaltung der Daten, einfache Zuordnung zwischen Quelle, Besitzer und Anwender der Daten- Der Funktionsumfang der implementierten Anbindungen beinhaltet das Management von Rechten und Zugriffsoptionen für verschiedene Datenquellen, um einen einfachen aber sicheren Datenfluss zu gewährleisten- Prozessanbindung erfolgt über das Internetprotokoll HTTPS, die Clients (IoT-Komponenten) initiieren den Verbindungsaufbau über HTTPS-Requests- Datenschnittstellen für Import und Export von Daten:<ul style="list-style-type: none">o Frei parametrierbarer Fileschnittstelle (z.B. csv, xml)o REST API mit projektspezifischen Endpunkten für einen Austausch von Daten mit der Simulationsumgebung von Adaptricity



Übersicht



Quelle: Fleco Power

Abbildung 16: Übersicht Datendrehscheibe

3.3.3 Dezentrales Funk-Netzwerk

Funktion	Das Funknetzwerk dient der einfachen Vernetzung der dezentralen IoT-Komponenten im Verteilnetz und stellt deren Anbindung an die zentrale Datendrehscheibe sicher.
Gewählter Ansatz für die Umsetzung	Im Pilotprojekt kam eine private Implementierung des Funkstandards „LoRa“ zum Einsatz. Das „Fleco LoRa“ baut damit auf ein patentiertes Übertragungsverfahren der Firma Semtech Corporation auf. Im Pilotprojekt gelangte die Trägerfrequenz 868MHz im sogenannten SRD-Band zur Anwendung.

Die dezentralen IoT-Komponenten bildeten ein sternförmiges Funknetzwerk, jede Aussenstelle funkte ihre Datenpakete zum zentralen Fleco Gateway bzw. holte sich die für sie bestimmten Datenpakete vom Gateway ab. Pro Verteilnetz können je nach Situation auch mehrere Gateways zum Einsatz kommen, wenn z.B. der Empfang trotz der hohen Reichweiten und der guten Gebäude-Durchdringung einmal nicht ausreichen sollte.

Die Übermittlung von Messdaten und Steuerbefehlen zwischen den IoT-Komponenten im Funknetzwerk und der Datendrehscheibe wurde mittels eines schlanken, sicheren Protokolls für die Übertragung von Zeitreihen realisiert. Das Protokoll baute auf der Definition eines flexiblen Zeitreihenformats auf, welches für verschiedene Anwendungen unterschiedliche zeitliche Auflösungen zulässt.

Motivation für den gewählten Ansatz, Abgrenzung vom Stand der Technik	<p>Der Einsatz der Funktechnologie hat zum Ziel, die bisher meist kostenintensive Erschliessung von kleinen Flexibilitäten auf ein annehmbares Kostenniveau zu senken. Ein ganz entscheidender Aspekt für die Wahl des LoRa-Standards war die hohe Gebäudedurchdringung. Die Funksignale reichen selbst in Kellerräume hinein, so dass auf aufwändige Zusatzverkabelungen verzichtet werden kann.</p> <p>Nach anfänglichen Tests hat sich herausgestellt, dass der in der Schweiz z.B. bei Swisscom verfügbare „LoRaWAN“ Standard nicht für die Aufgabenstellungen im</p>
---	---



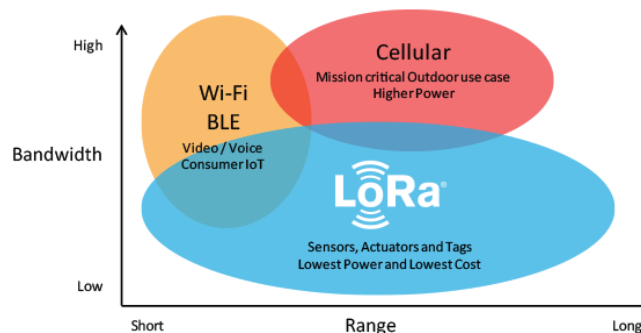
Pilotprojekt eignet und eine private „LoRa“-Implementierung notwendig sein würde. Letztere bietet erheblich mehr Flexibilität in der Gestaltung des Kommunikationsprotokolls, so dass auch höherwertige Steuerfunktionen implementiert werden können. Als grösster Nachteil wurde dabei bewusst in Kauf genommen, dass pro Funknetz jeweils mindestens ein proprietäres Fleco Gateway vorgesehen werden muss und möglicherweise bestehende „LoRaWAN“-Infrastrukturen nicht genutzt werden können.

Der sicheren Datenübertragung in einem Funknetzwerk muss ein besonderes Augenmerk geschenkt werden. Da der „LoRa“ Standard generell starke Verschlüsselungsmechanismen vorsieht, waren im Pilotprojekt keine zusätzlichen Massnahmen notwendig. Für zukünftige Anwendungen ist jedoch denkbar, dass die Nutzdaten noch zusätzlich zwischen Client und Server „end-to-end“ verschlüsselt werden.

Innovation im Pilotprojekt

- Die Innovation im Pilotprojekt lag in der Nutzbarmachung des Low Power Networks (LPN) „LoRa“ für die bi-direktionale Kommunikation und Anlagensteuerung. Dies ermöglichte die Einbindung von Anlagen ohne direkte Verbindung zu anderen Kommunikationskanälen wie z.B. zum Mobilfunknetz.
- Es wurde eine robuste Steuerung über eine Kommunikationsstrecke mit sehr schmaler Bandbreite realisiert. Möglich wurde dies ebenfalls durch die Aufgabe der Echtzeitanforderung und die Nutzung von Kommunikationsprotokollen mit geringem „Overhead“.
- Die Anwendung von robusten Kommunikationsprotokollen auf Basis von Zeitreihen sorgte dafür, dass im Pilotprojekt auch kostengünstige, dafür «unsichere» Funkstrecken mit hohen Latenzzeiten (LoRa) verwendet werden konnten. Dies sowohl zum Empfang von Messdaten wie auch zum Versand von Steuerbefehlen.
- Der Fokus auf Zeitreihen ermöglichte einen Verzicht auf Protokoll-Overheads bei einer gleichzeitigen Steigerung der Datenqualität. Der Trade-off lag erneut in einer Unvereinbarkeit mit Echtzeitkommunikation, welche aber für die Anwendungen nicht benötigt wird.

Übersicht



Quelle: <https://www.semtech.com/lora/why-lora>

Abbildung 17: Einordnung LoRa Funkstandart



3.3.4 Dezentrale Vermittlungsinstanz "Fleco Gateway"

Funktion	Der „Fleco Gateway“ stellt die Verbindung zwischen der zentralen Datendrehscheibe und den dezentralen Sensor- und Steuerknoten im privaten „LoRa“ Funknetzwerk sicher.
Gewählter Ansatz für die Umsetzung	<p>Der Fleco Gateway diente im Pilotprojekt als transparente Vermittlungsinstanz ohne höhere Funktionalität. Er wurde als physikalische Brücke zur Protokollwandlung zwischen dem dezentralen Funknetzwerk und der serverseitigen Kommunikation über Ethernet oder Mobilfunk eingesetzt. Die Nutzdaten werden bei der Protokollwandlung nicht beeinflusst und können somit zwischen Endgerät und Server auch „end-to-end“ verschlüsselt werden.</p> <p>Als Basis für den Fleco Gateway diente im Pilotprojekt eine gut verfügbare, kostengünstige und robuste Standard IoT-Hardware. Die Firmware baute auf einer Linux-Distribution auf und konnte dadurch frei angepasst werden.</p> <p>Weitere Eckdaten zur eingesetzten Hard- und Firmware:</p> <ul style="list-style-type: none">- Zweikanal LoRa-Gateway- Open Source OpenWrt LEDE System- Internet Verbindung via LAN, WiFi, 3G or 4G- 2 x SX1276/SX1278 LoRa Module- Einsatz mit bis zu 300 Knoten
Motivation für den gewählten Ansatz, Abgrenzung vom Stand der Technik	<p>Die Entscheidung zu Gunsten einer privaten „LoRa“ Implementierung erforderte den Einsatz eines proprietären „LoRa“ Gateways, da vorkonfigurierte „LoRaWAN“ Geräte nicht kompatibel sind.</p> <p>Im Pilotprojekt wurde die Funktionalität des Fleco Gateway aber bewusst auf ein Minimum reduziert: So konnten einerseits die Kosten tief gehalten werden, da die Anforderungen an die Leistungsfähigkeit der Hardware im Vergleich zu einem „LoRaWAN“ tauglichen Gateway relativ gering sind. Andererseits mussten die Komponenten dadurch nicht speziell parametrisiert werden, sondern wiesen in allen Funknetzwerken exakt die gleiche Firmware auf.</p> <p>Sieht man vom zusätzlichen Aufwand für die Anpassung der Firmware ab, ergaben sich aus der proprietären Implementierung des Fleco Gateways zahlreiche Vorteile: Wie schon bei der Datendrehscheibe ist der eigenhändig entwickelte Code vollständig bekannt und weist keine „blinden“ Flecken auf. Dies wirkte sich wiederum positiv auf die Datensicherheit aus. Die proprietäre Firmware ermöglichte zudem eine auf die Anwendung zugeschnittene Fehlerbehandlung, z.B. wenn die Verbindung zum Server oder das Funknetzwerk zeitweise gestört war und Datenpakete auf dem Gateway nicht weitergeleitet werden konnten.</p>
Innovation im Pilotprojekt	<p>Durch Implementierung einer proprietären Firmware und die Sicherung der Schnittstellen konnte das Gateway, das ursprünglich für das «Internet of Things» (IoT) konzipiert wurde, sehr sicher und zuverlässig betrieben werden.</p> <p>Die Firmware wurde so konzipiert, dass eine echte bidirektionale Kommunikation über das „LoRa“ Funknetzwerk möglich war. Im Gegensatz zu den allermeisten „LoRaWAN“ Anwendungen wurden über das Funknetzwerk nicht „nur“ Sensordaten vom Client an den Server übermittelt, sondern auch Steuerbefehle</p>

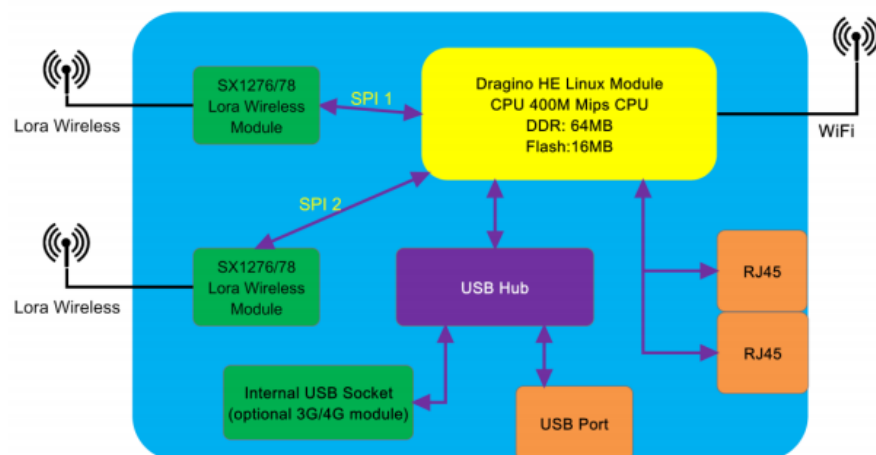


in die Gegenrichtung. Der Fleco Gateway spielte in der Vermittlung der Nutzdaten an die entsprechenden Gegenparteien eine entscheidende Rolle.

In der Firmware wurden zudem wichtige Elemente für die sichere Kommunikation zwischen Client und Server realisiert: Der Verbindungsaufbau erfolgt ausschliesslich vom Client zum Server und nie in umgekehrter Richtung, die Kommunikation erfolgte verschlüsselt über das HTTPS Internetprotokoll.

Der Gateway kann sowohl mittels einer Ethernet Schnittstelle über ein lokales Netzwerk als auch über das Mobilfunkmodul (3G/4G) mit dem Server kommunizieren. Die Erfahrungen im BFE Pilotprojekt „Regelpooling mit Biogasanlagen“ wie auch im aktuellen Pilotprojekt „OptiFlex“ haben gezeigt, dass die von den lokalen Gegebenheiten unabhängige Kommunikation über Mobilfunk weniger störanfällig ist.

Übersicht



Quelle : Dragino

Abbildung 18: Architektur des "Fleco Gateway"



Quelle: Dragino

Abbildung 19: Bild des "Fleco Gateway"



3.3.5 Dezentraler Steuerknoten „Fleco Control“

Funktion	Der dezentrale Steuerknoten „Fleco Control“ dient der Steuerung von dezentralen Betriebs- und Produktionsmitteln im Verteilnetz. Zusätzlich können mit der IoT-Komponente Messdaten und Rückmeldungen aus dem Prozess erfasst werden.
Gewählter Ansatz für die Umsetzung	<p>Der dezentrale Steuerknoten verband sich periodisch mit der zentralen Datendrehscheibe, fragte die für ihn bestimmten Steuerbefehle bzw. Steuerzeitreihen an und lud diese anschliessend in den lokalen Speicher. Zum Ausführungszeitpunkt wurden die entsprechenden Steuerbefehle dann über die eingebauten digitalen und analogen I/Os ausgeführt.</p> <p>Rückmeldungen und Messwerte aus dem Prozess wurden ebenfalls als Zeitreihen im lokalen Speicher abgelegt und nach erfolgtem Verbindungsaufbau periodisch an den Server übermittelt.</p> <p>Als Basis für die Fleco Control diente im Pilotprojekt eine gut verfügbare, kostengünstige und robuste Standard IoT-Hardware. Die Firmware der Komponente wurde komplett projektspezifisch ausgeführt.</p> <p>Die Eckdaten zur eingesetzten Hardware sind:</p> <ul style="list-style-type: none">- STM32L072CZT6 Mikroprozessor- SX1276/78 “LoRa” Wireless Chip- Proprietäres “LoRa” Protokoll- 3 x Digital Input- 3 x Digital Output- 2 x Relais Output- 2 x 0~20mA Analog Input- 2 x 0~30V Analog Input
Motivation für den gewählten Ansatz, Abgrenzung vom Stand der Technik	<p>Der kosteneffizienten Steuerung von kleinen dezentralen Flexibilitäten kam im Pilotprojekt eine zentrale Rolle zu. Es war daher entscheidend, dass die Kosten für die Anbindung dieser Flexibilitäten so niedrig wie möglich gehalten werden konnten. Insbesondere dann, wenn noch zusätzliche Hardwarekomponenten eingebaut werden mussten.</p> <p>Der gewählte Ansatz setzte daher auf kostengünstige und doch robuste IoT-Hardware, welche durch die sehr hohen Stückzahlen gegenüber konventioneller Fernwirktechnik einen enormen Kostenvorteil aufweisen.</p> <p>Wichtig war bei diesem Ansatz, dass alle rechenintensiven Aufgabenstellungen an die zentrale Serverinfrastruktur delegiert werden konnten. Ebenso wurde im Steuerknoten weder ein lokales Logikmodul noch Regelkreise implementiert. Dies senkt die Anforderungen an die Performance der dezentralen Hardware und macht den Einsatz von einfachster IoT-Hardware erst möglich.</p>
Innovation im Pilotprojekt	Die Standard-IoT Komponente wurden durch eine proprietäre Implementierung der Firmware für einen Einsatz im Energiesektor „gehärtet“. Konkret wurde folgende Funktionalität ergänzt:



- Proprietäres „LoRa“
- Implementierung der notwendigen Kommunikationsprotokolle zur Übermittlung von Nutzdaten im Zeitreihenformat
- Lokale Datenspeicherung
- Lokale Fehlerbehandlung, z.B. bei Kommunikationsunterbruch
- Gesicherter Verbindungsaufbau, Anmelde- und Identifikationsroutinen zu Gateway und Server

Eine wichtige Innovation stellte zudem die Zeitsynchronisation ab Datendrehseife dar. Die Herausforderung bestand darin, trotz der sehr grossen Latenzzeiten der Funkstrecke(n) eine genaue Synchronisation zwischen Steuerknoten und Server etablieren zu können. Diese ist unbedingt erforderlich, damit der Prozess sicher gesteuert werden kann

Übersicht



Quelle: Dragino

Abbildung 20: Bild des Steuerknotens „Fleco Control“

3.3.6 Dezentraler Sensorknoten „Fleco Node“

Funktion Der dezentrale Sensorknoten „Fleco Node “ dient der Datenerfassung im Prozess, insbesondere von Zählerdaten ab Smart-Meter.

Gewählter Ansatz für die Umsetzung Der dezentrale Sensorknoten las über einen optischen Lesekopf periodisch den Zählerstand eines angeschlossenen Smart-Meters aus. Der ermittelte Wert wurde anschliessend in einem Zeitreihenformat im lokalen Speicher zwischengespeichert.

Ebenfalls periodisch verband sich der Sensorknoten dann mit der zentralen Datendrehseife und übermittelte die gespeicherten Zeitreihen mit den Zählerdaten (bzw. anderen Messwerten) an den Server.

Als Basis für den Fleco Node diente im Pilotprojekt eine gut verfügbare, kostengünstige und robuste Standard IoT-Hardware, die über eine Batterie gespeist wird. Zurzeit ist erfahrungsgemäss eine Batterielaufzeit von ca. drei bis vier Monaten möglich, bei länger dauernden Messungen steht ein Fleco Node mit



Netzspeisung zur Verfügung. Die Firmware der Komponente wurde komplett projektspezifisch ausgeführt.

Die Eckdaten zur eingesetzten Hardware sind:

- STM32L072CZT6 Mikroprozessor
- SX1276/78 "LoRa" Wireless Chip
- Proprietäres "LoRa" Protokoll
- I2C, LPUSART1, USB
- 18 x Digital I/Os
- 2 x 12bit ADC; 1 x 12bit DAC

Motivation für den
gewählten
Ansatz,
Abgrenzung vom
Stand der
Technik

Der Zugriff auf Messdaten von bestehenden Messmitteln ist zentral für eine kostengünstige Vermarktung von kleinen Flexibilität. Leider ist es auch mit heutigen Smart-Meter Infrastrukturen nicht möglich, dass Drittparteien diese Messdaten in nahe Echtzeit zur Verfügung gestellt bekommen.

Deshalb wurde für das Pilotprojekt der Ansatz gewählt, wo nötig und sinnvoll die Smart-Meter über die optische Schnittstelle direkt auszulesen. Dies parallel zum hoheitlichen Messdienstleister, ohne jedoch dessen Zugriff negativ zu beeinflussen.

Innovation im
Pilotprojekt

Eine wichtige Innovation stellte die Auslesung von Smart-Meter über die optische Schnittstelle mittels des batteriebetriebenen Sensorknotens dar. Dank der autarken Stromversorgung und der Anbindung über das „LoRa“ Funknetzwerk konnten so die Zählerdaten selbst aus einem Kellerraum hinaus direkt an die Datendrehscheibe übermittelt werden.

Die Installation des Sensorknotens am Smart-Meter erfolgte komplett nach dem „plug and play“ Ansatz und war auch für Laien möglich, da weder Kabel verbunden noch eine zusätzliche Stromversorgung angeschlossen werden mussten.

Übersicht



Quelle : Dragino

Abbildung 21: Bild des Sensorknotens „Fleco Node“



3.4 Arbeitspaket 4 – Prädiktive Netzsimulation und Optimierung

3.4.1 Zielsetzungen des Arbeitspakets

Ziel des Arbeitspaketes war die Entwicklung einer prädiktiven Day-Ahead-Netzsimulation im Niederspannungsnetz mit der Berechnung von optimierten Stelleingriffen für steuerbare dezentrale Erzeuger. Dabei war der Grundgedanke, auf Basis einer aggregierten Prognose für das gesamte Verteilnetzgebiet und der anlagenscharfen Historie über Smart-Meter-Daten eine disaggregierte Prognose auf der Ebene einzelner Netzknoten zu berechnen. Zusammen mit einer Lastflussrechnung wird somit eine Prognose des Netzzustands über den folgenden Tag ermöglicht, welcher in einer Optimierung verwendet wird. Die Stelleingriffe der Optimierung werden als Fahrplan wieder an die einzelnen steuerbaren Anlagen zurückgespielt.

3.4.2 Status quo, Lücken und Bedarf für Innovation

Fahrplanoptimierung ist in der aktuellen Praxis der Strombranche ein hauptsächlich marktorientierter Ansatz. Für verschiedene Anwendungsfälle kann es vorteilhaft sein, das Residuallastprofil einer Gruppe von Kunden (inkl. Erzeugungsanlagen) so zu beeinflussen, dass der finanzielle Erlös für den Versorger oder Aggregator maximiert wird. Dazu gehören u.a. der vermehrte Energiebezug in Schwachlast-Zeiten bei niedrigen Preisen sowie die Vermeidung von Ausgleichsenergie durch die Vermeidung von Fahrplanabweichungen einer Bilanzgruppe. Zu den netzdienlichen Anwendungsfällen gehört zunächst die Reduktion der monatlichen Lastspitze, was Netzentgelte des Vorlieger-Netzbetreibers vermeidet, da diese vorwiegend über einen monatlichen Leistungspreis erhoben werden.

Die genannten Anwendungsfälle haben gemeinsam, dass sie kein Modell des Verteilnetzes benötigen und eine Betrachtung auf Ebene der aggregierten Leistungsbilanz ausreichend ist. Das dahinter liegende mathematische Problem lässt sich in der Regel mit linearen oder quadratischen Optimierungsverfahren lösen. Am Markt existiert eine Vielzahl von etablierten Software-Systemen, die solche Funktionalitäten bieten.

Dagegen ist die Optimierung von Bezugs- oder Einspeiseprofilen zur Vermeidung von Netzengpässen auf den unteren Verteilnetzebenen eine relativ neue Fragestellung, für die noch keine Standard-Tools existieren. Durch die Nichtlinearität der Lastflussgleichungen und die häufig fehlenden Messwerte ist eine differenzierte Steuerung von Lasten und Erzeugern basierend auf dem aktuellen Netzzustand noch nicht in der industriellen Praxis angekommen. Das vorliegende Projekt adressiert diese Lücke.

3.4.3 Adaptricity.Mon als Grundlage

Die Entwicklung des OptiFlex-Systems basiert auf dem Produkt Adaptricity.Mon, welches bereits vor dem Projekt in einer ersten Version entwickelt wurde und eine Smart-Meter-basierte Netzsimulation bei täglicher, automatisierter Aktualisierung der Daten ermöglicht. Während der Projektlaufzeit wurden zahlreiche Ergänzungen von Funktionalitäten in Adaptricity.Mon vorgenommen, welche auch im Projekt OptiFlex genutzt wurden. Adaptricity.Mon wird aktuell in mehreren Pilotprojekten von Verteilnetzbetreibern evaluiert und ein erster Voll-RollOut bei mindestens einem mittelgrossen Netzbetreiber ist für 2020 fest eingeplant.

3.4.4 Anpassung am Arbeitspaket

Gemäss dem ursprünglichen Projektplan war ein Unterauftrag an die Firma embotech geplant, um einen externen, auf das Problem angepassten Optimierungs-Solver an die Adaptricity-Plattform anzubinden. In der Phase der Detailspezifikation in den ersten Projektmonaten hat sich allerdings herausgestellt, dass die Erstellung eines solchen Solvers im vorliegenden Projekt aus mehreren Gründen überdimensioniert gewesen wäre:



- Die Anzahl der zu erwartenden steuerbaren Anlagen pro Niederspannungsnetz ist in einer ersten Phase der Erprobung, auch bei einem kommerziellen Einsatz-Szenario, relativ gering. Es wird in der aktuellen Situation von maximal 5 Anlagen pro NS-Netz ausgegangen, bei denen sich aufgrund ihrer Grösse eine aktive Steuerung anbietet. Dies bedeutet auch, dass sich die Anzahl der Optimierungsvariablen in einem überschaubaren Bereich bewegt.
- Die heutigen Photovoltaikanlagen orientieren sich häufig an einer stufenweisen Abregelung in den Schritten 100%, 60%, 30% und 0%, die ursprünglich aus dem deutschen Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) stammen. Dadurch wird ein Optimierungsproblem in mathematischer Hinsicht zu einem Mixed-Integer-Problem, das zwar bei grossen Anzahlen von Optimierungsvariablen schwierig zu lösen ist, aber bei kleinen Anzahlen wie im vorliegenden Projekt einfach heuristisch gelöst werden kann.
- Die Day-Ahead-Prognose weist eine begrenzte Genauigkeit auf, sodass mit Intraday-Abweichungen gerechnet und Stelleingriffe entsprechend konservativer dimensioniert werden müssen. Dies stellt die Vorteile einer exakten, mathematisch optimalen Lösung des Problems wiederum in Frage.

Daher wurde von der ursprünglichen Idee zur Erstellung eines spezialisierten Optimierungssolvers Abstand genommen und ein vereinfachter, heuristischer Optimierungsansatz durch Adaptricity implementiert. Die freiwerdenden Ressourcen wurden für die konzeptionelle Erweiterung des Schnelltests und andere kleinere Verbesserungen genutzt, welche das Marktpotential der Lösung und die Einsetzbarkeit für Verteilnetzbetreiber erhöhen.

3.4.5 Technische Umsetzung, Prozesskette

Die technische Umsetzung des OptiFlex-Systems basiert auf der Erstellung eines neuen Software-Moduls in Adaptricity.Mon, das die entsprechenden Erweiterungen inkl. der prädiktiven Netzsimulation und Berechnung der Stelleingriffe beinhaltet.

Das Software-Modul besteht aus den folgenden Komponenten:

1. Konfiguration der REST-Endpoints, hinter denen die Daten hinterlegt sind: Hierbei handelt es sich um die URLs zu den entsprechenden Datenquellen, die auf der Datendrehscheibe nach der abgestimmten Spezifikation vorhanden sein müssen. Abbildung 22 zeigt einen Screenshot der Benutzeroberfläche.



Projekteinstellungen

Monitoring Netzdatenintegration **Optiflex**

URL	Authentifizierung	Benutzername	Passwort
Optiflex-Cases			
<input type="checkbox"/> Abfrage-API verwenden			
Datenabruf-URL	Kein	Benutzername	Passwort
Netz			
<input type="checkbox"/> Abfrage-API verwenden			
Datenabruf-URL	Kein	Benutzername	Passwort
Vorhersage der nicht steuerbaren Last (Wirkleistung)			
<input type="checkbox"/> Abfrage-API verwenden			
Datenabruf-URL	Kein	Benutzername	Passwort
Vorhersage der nicht steuerbaren Erzeugung (Wirkleistung)			
<input type="checkbox"/> Abfrage-API verwenden			
Datenabruf-URL	Kein	Benutzername	Passwort
Referenzknoten-Vorhersage			
<input type="checkbox"/> Abfrage-API verwenden			
Datenabruf-URL	Kein	Benutzername	Passwort
Vorhersage steuerbarer Erzeugung (Wirkleistung)			
<input type="checkbox"/> Abfrage-API verwenden			
Datenabruf-URL	Kein	Benutzername	Passwort
Historien-Metadaten			
<input type="checkbox"/> Abfrage-API verwenden			
Datenabruf-URL	Kein	Benutzername	Passwort
Historische Referenzknoten Messungen			
<input type="checkbox"/> Abfrage-API verwenden			
Datenabruf-URL	Kein	Benutzername	Passwort
Historische SmartMeter Messungen			
<input type="checkbox"/> Abfrage-API verwenden			
Datenabruf-URL	Kein	Benutzername	Passwort
Upload des errechneten Leistungsprofils des Kraftwerks			
SFTP Host Name	Pfad	Benutzername	Passwort

Abbrechen **Speichern**

Abbildung 22: Konfigurationsoberfläche für die auf REST-Endpoints hinterlegten Datenquellen

2. Spezifikation der API-Routen und Backend-seitige Implementation des Datenimports: Damit die in Abbildung 22 konfigurierten URLs die relevanten Daten im richtigen Format bereitstellen, muss die Erstellung der REST-Endpoints nach einer formalen Spezifikation erfolgen. Die von Fleco Power entwickelte Datendrehscheibe hat dabei die Aufgabe, kontinuierliche Datenexporte aus den Quellsystemen und die Konversion in das benötigte Format sicherzustellen. Dazu wurde eine Spezifikation mithilfe des Open-Source-Frameworks Swagger (<https://swagger.io/>) erstellt.



Optiflex Data API (Non-Polling Version) (ofx)

GET /mock/optiflex/grid Send the grid model for a given caseID.
Making a request to this endpoint will return the XML grid model data.

Parameters

Name	Description
caseID * required string (query)	A caseID from the response of the cases endpoint, specifying a grid area.

Responses

Response content type: application/xml

Code	Description
200	The grid model data is sent successfully. The grid is represented by an XML structure conforming to the Adaptricity grid schema.
404	No grid area with the provided caseID could be found.
500	An internal error occurred while retrieving the grid model.

GET /mock/optiflex/cases Retrieve the Optiflex case definitions.

GET /mock/optiflex/ncactiveloadprediction Send the non-controllable active load prediction data for the customer/timeseries identified by the request parameter 'id' and for the time given by the 'startTimestampUTC' and 'endTimestampUTC' query parameters.

GET /mock/optiflex/ncactivegenerationprediction Send the non-controllable active generation prediction data for the customer/timeseries identified by the request parameter 'id' and for the time given by the 'startTimestampUTC' and 'endTimestampUTC' query parameters.

GET /mock/optiflex/slackbusprediction Send the slack bus voltage prediction data for the customer/timeseries identified by the request parameter 'id' and for the time given by the 'startTimestampUTC' and 'endTimestampUTC' query parameters.

POST /mock/optiflex/controllableactivegenerationprediction Send the prediction data for controllable active generation for the customer/timeseries identified by the request parameter 'id' and for the time given by the 'startTimestampUTC' and 'endTimestampUTC' query parameters.

POST /mock/optiflex/historymetadata Retrieve the time range of available historical SmartMeter and slack bus measurements.

POST /mock/optiflex/smartmetershistory Send the historical SmartMeter data for the given Smart Meter IDs in the request body and for the time given by the 'startTimestampUTC' and 'endTimestampUTC' query parameters.

POST /mock/optiflex/slackbushistory Send the historical slack bus measurements for the slack bus IDs given in the request body and for the time given by the 'startTimestampUTC' and 'endTimestampUTC' query parameters.

Abbildung 23: Spezifikation der REST-Endpoints für das OptiFlex-System im Framework Swagger

3. OptiFlex-Version des BaseCase-Assistenten: Dies ist eine Erweiterung des in der Adaptricity-Plattform vorhandenen BaseCase-Assistenten (BCA), der für das Aufsetzen von neuen Zeitreihen- und Monitoring-Simulationen verwendet wird. Basierend auf den Datenquellen, die in der o.g. Konfigurationsoberfläche hinterlegt werden, wurde ein so genannter OptiFlex-Case erstellt, der auf der Ebene eines einzelnen Niederspannungsnetzes funktioniert. Abbildung 24 zeigt die Einstiegsseite des BCA mit den konfigurierten Trafokreisen aus Amlikon-Bissegg.

BaseCase-Assistent

Dieser Assistent führt Sie durch die Schritte zum Importieren Ihrer Daten in Adaptricity.Mon und zum Erstellen eines Planning- oder Monitoring-BaseCase.

☐ Planning-BaseCase ☐ Monitoring-BaseCase ☒ Optiflex-Case

Holzhof

Monitoring Daten

Holzhof

Bänikon
Fimmelsberg
Hofen
Holzhof
Hub
Hünikon

02-10-2019 00:00

☒ Automatisch aktualisieren

Monitoring-Frequenz 1 days Monitoring-Zeit 00:00

Gemessene Knoten-Nennspannung 0.23 kV

Daten laden

Monitoring-Scenario automatisch erzeugen Assistent starten Abbrechen

Abbildung 24: Konfigurationsoberfläche für die auf REST-Endpoints hinterlegten Datenquellen



4. Konfiguration der netzdienlichen Optimierung: Die Parameter der netzdienlichen Optimierung, wie z.B. die obere Grenze der Knotenspannungen in per-unit, wurden in einer Konfigurationsoberfläche nach den Nutzerbedürfnissen eingestellt (Abbildung 25). Es sind Default-Werte hinterlegt, die eine schnelle Konfiguration erlauben.

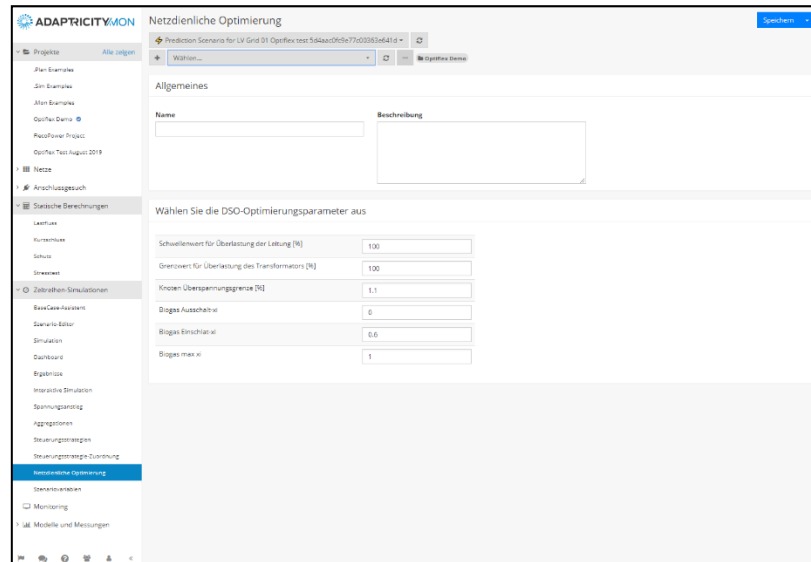


Abbildung 25: Konfigurationsoberfläche für die netzdienliche Optimierung

5. Dashboard zur Anzeige der Simulations- und Optimierungsergebnisse im laufenden Betrieb: Die Ergebnisse der Smart-Meter-basierten Monitoring-Simulation über die historischen Daten bis zum aktuellen Zeitpunkt sowie die Prognose über den folgenden Tag (blau hinterlegt) wurden in einem Dashboard dargestellt, das einen schnellen Überblick über die zugrunde liegenden Grenzwertverletzungen (Spannungen, Leitungsbelastungen, Transformatorbelastungen) über den Prognosehorizont, den Eingriff des Optimierers sowie die Zusammenhänge mit der Netztopologie erlaubt. Abbildung 26 zeigt einen Screenshot dieses Dashboards.

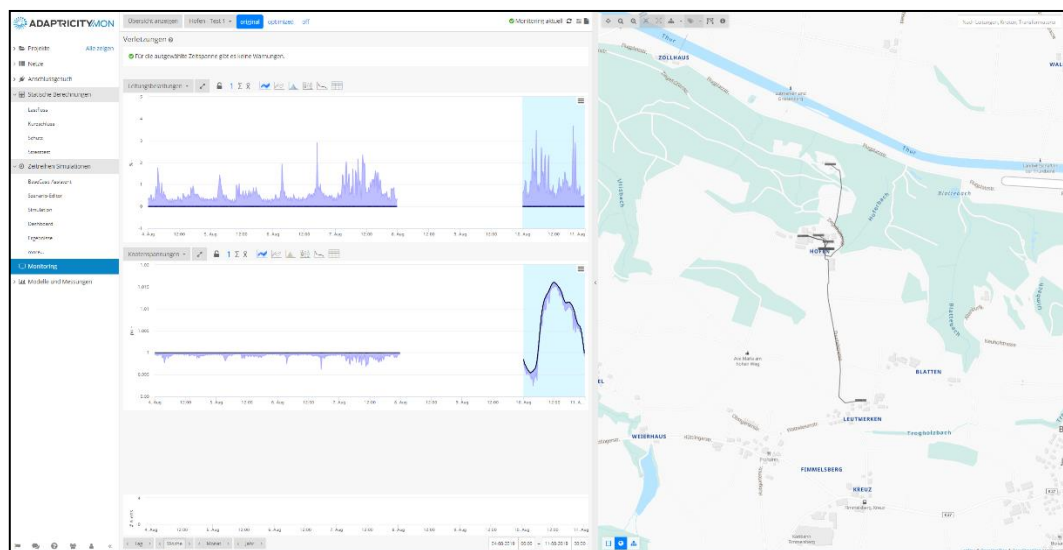


Abbildung 26: OptiFlex-Dashboard zur Anzeige der Simulations- und Optimierungsergebnisse (Historie und Prädiktion)



Der Prozessablauf des OptiFlex-Systems im laufenden Betrieb ergibt sich wie folgt:

1. Die Smart-Meter- und Messdaten des jeweils letzten Tages werden integriert und das Simulationsszenario wird um einen Tag nachgeführt (day-after-Simulation).
2. Die aggregierten Prognosen des Netzbetreibers werden in die Plattform geladen und auf die einzelnen Anlagen disaggregiert.
3. Mithilfe dieser disaggregierten Prognosen wird eine Day-Ahead-Simulation nach dem gleichen Schema wie die Day-After-Simulation durchgeführt. Auftretende Grenzverletzungen (Spannungsbänder, Komponentenüberlastungen) werden detektiert.
4. Die Zeitschritte mit Grenzverletzungen werden an Optimierungs-Solver übertragen. Dort wird eine netzdienliche Sollwert-Vorgabe errechnet. Der angepasste Fahrplan wird von der Adaptricity-Plattform in die Fleco Power-Datendrehscheibe zurückgespielt.

3.4.6 Resultate am Beispiel Amlikon-Bissegg (Graphische Darstellung der Ergebnisse)

Im Folgenden werden einige beispielhafte Netzsimulationen inkl. der jeweiligen Prädiktion dargestellt. Leider zeigte sich anhand der Simulationen, dass Konsistenzprobleme innerhalb der verschiedenen Datenquellen dazu führten, dass im Projektrahmen keine zufriedenstellenden Optimierungsergebnisse erzielbar waren. Die Gründe dafür werden im Verlauf dieser Sektion diskutiert.

Im Einzelnen werden die folgenden Netzgebiete dargestellt: Bänikon (Abbildung 27), Fimmelsberg (Abbildung 28), Hofen (Abbildung 29), Holzhof (Abbildung 30), Hub (Abbildung 31), Hünikon (Abbildung 32). Alle Netze sind radial.

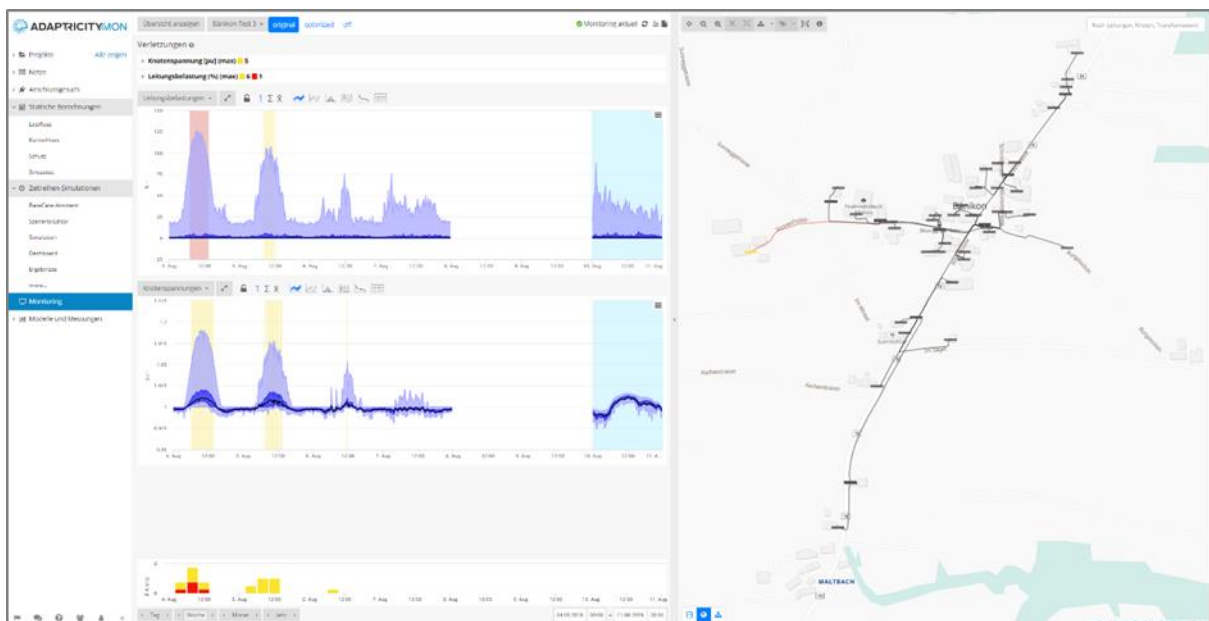


Abbildung 27: Beispielhafte Simulation des Netzgebietes Bänikon (Grenzwertverletzungen nur im simulierten Szenario)



Abbildung 28: Beispielhafte Ergebnisse aus dem Netzgebiet Fimmelsberg (Grenzwertverletzungen nur im simulierten Szenario)

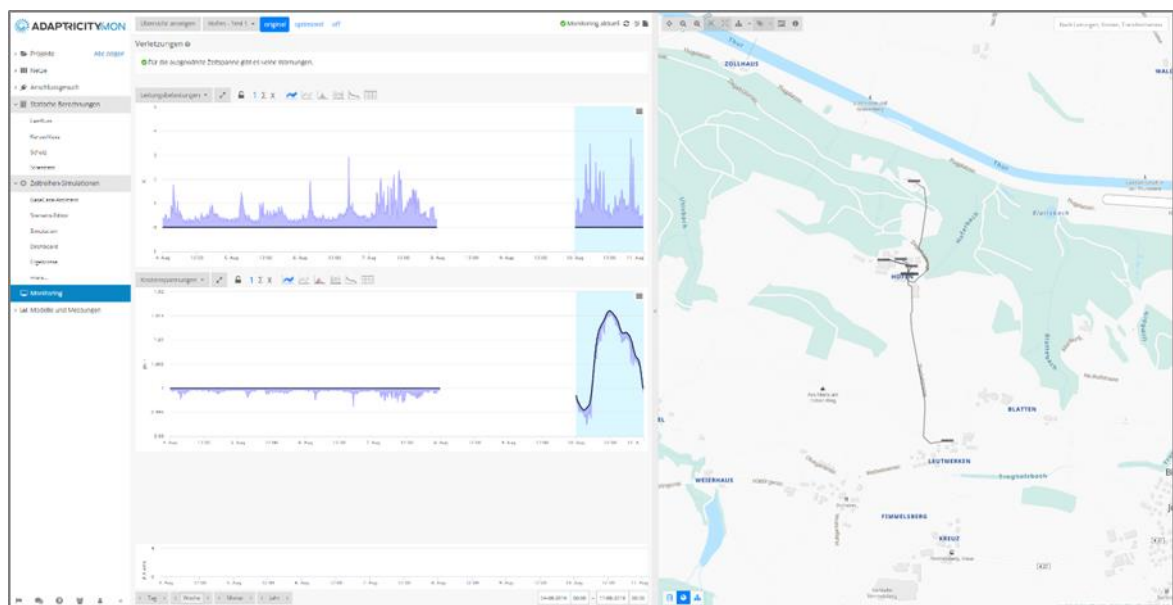


Abbildung 29: Beispielhafte Ergebnisse aus dem Netzgebiet Hofen (Grenzwertverletzungen nur im simulierten Szenario)

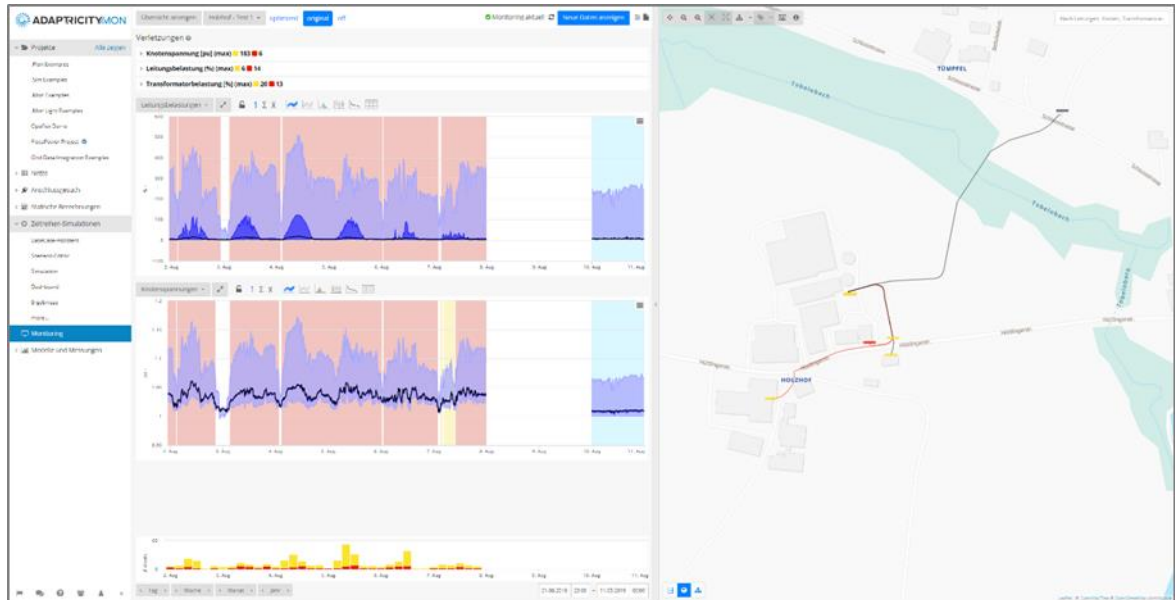


Abbildung 30: Beispielhafte Ergebnisse aus dem Netzgebiet Holzhof (Grenzwertverletzungen nur im simulierten Szenario)

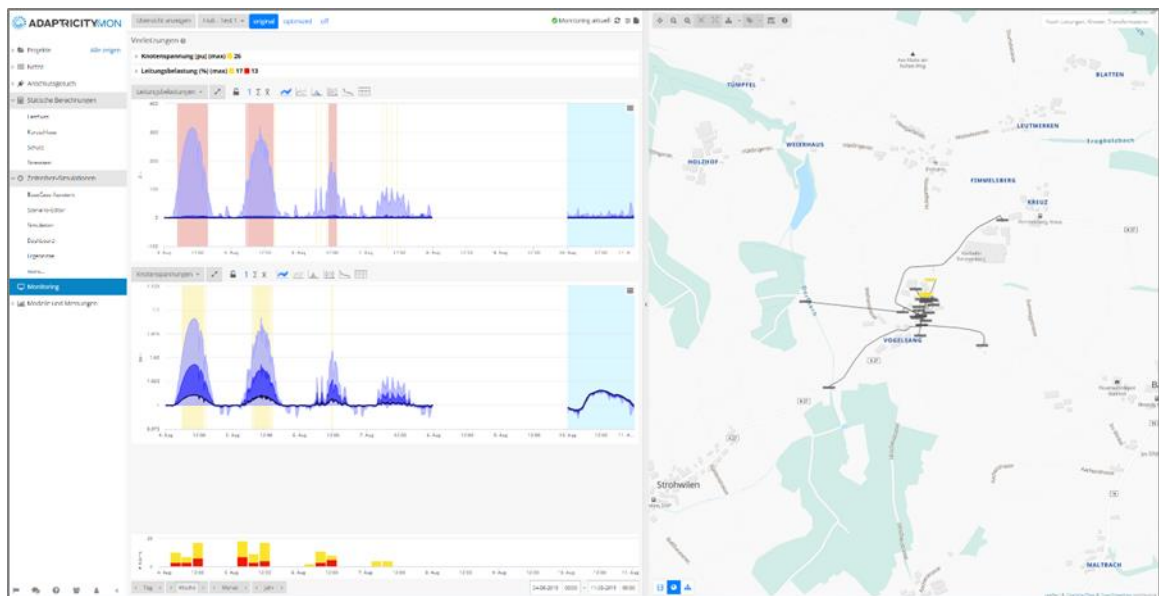


Abbildung 31: Beispielhafte Ergebnisse aus dem Netzgebiet Hub (Grenzwertverletzungen nur im simulierten Szenario)

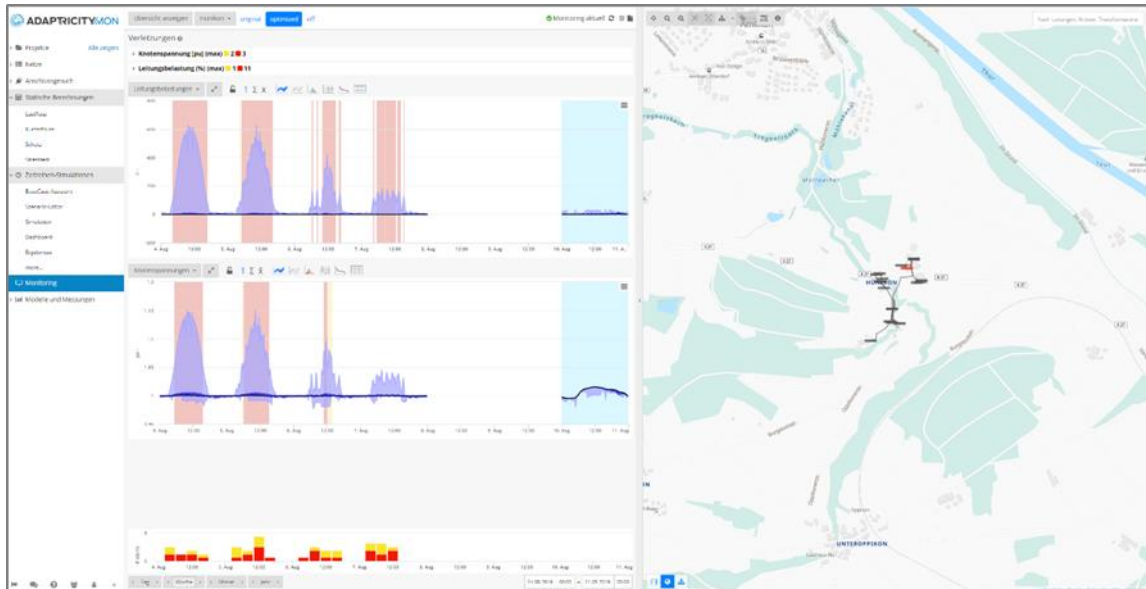


Abbildung 32: Beispielhafte Ergebnisse aus dem Netzgebiet Hünikon (Grenzwertverletzungen nur im simulierten Szenario)

Die Ergebnisse zeigen teilweise deutliche Grenzwertverletzungen in den historischen Simulationen, die in der Realität nicht beobachtbar sind. Dafür sind Inkonsistenzen zwischen den auf Netzknoten zugeordneten Zeitreihendaten sowie den Netzmodellparametern erforderlich, die sich leider im Projektrahmen nicht klären liessen. Im Einzelnen kommen folgende Unsicherheitsfaktoren zum Tragen:

- Zuordnung zwischen Zählpunkt und Netzanschluss: Da dieses Mapping nicht verfügbar war, wurden die Smart-Meter-Daten anhand der geografischen Nähe zwischen den geocodierten Adress-Koordinaten der Zählpunkte und der Koordinaten des jeweiligen Hausanschlusses auf die Netzknoten zugeordnet. Dabei ergibt sich die Unschärfe, dass die Adress-Koordinate aufgrund des Geocodings u.U. zu einem Netzknoten benachbart ist, an dem die entsprechende Anlage aber nicht angeschlossen ist.
- Netzmodellparameter im GIS: Die elektrischen Parameter des Netzmodells wurden durch eine Anreicherung des Datenmodells aus dem GIS durch die Verschneidung mit einer Betriebsmittelbibliothek ermittelt. Hierbei können falsch zugeordnete Kabeltypen dazu führen, dass z.B. die maximale Strombelastung nicht richtig abgebildet wird.
- Spannungsmessung: Da eine reale Spannungsmessung nur im Netzgebiet Holzhof installiert wurde und alle anderen Netzgebiete mit der Annahme einer konstanten Nominalspannung (100%) berechnet wurden, weichen die simulierten Spannungsverläufe von den realen Verläufen ab.

Weiterhin ist anhand der prognostizierten Zeiträume (in hellblau) ersichtlich, dass die Prognose der Zeitreihen eine teilweise deutlich andere Form hat als die realisierten historischen Daten. Dies deutet darauf hin, dass der verwendete Disaggregationsansatz zusammen mit der erzielten Prognosequalität dazu führen kann, dass unrealistische Werte prognostiziert werden. Vor allem liegt dies an der folgenden Vorgehensweise zur Erzielung der Disaggregation:

- Die Summenleistungszeitreihe des gesamten Verteilnetzgebietes, für welches eine Prognose vorliegt, wird mit der Summenleistungszeitreihe des einzelnen Trafokreises ins



Verhältnis gesetzt und anhand historischer Daten in regelmässigen Abständen nachkalibriert.

- Die aggregierte Prognose der Summenleistung wird mithilfe dieses Teilverhältnisses auf das einzelne Verteilnetz disaggregiert.
- Um eine Prognose der einzelnen Zeitreihen der Endkunden bzw. Erzeugungsanlagen zu ermitteln, wird die unmittelbare Historie der vergangenen Tage durch eine Skalierung mit der Leistungsprognose auf Ebene des Trafokreises gewonnen.

Es zeigt sich, dass dieser verwendete Ansatz zusammen mit der im Projekt verwendeten Prognosen nicht in der Lage war, stabile, anlagenscharf disaggregierte Einzelprognosen zu erstellen. Dies lag u.a. an den inhärenten Unsicherheiten des Disaggregationsansatzes als auch an einer Diskrepanz zwischen der gesamten Menge der prognostizierten Leistungsanteile mit den gemessenen Leistungsanteilen. Die Gründe für letztere Diskrepanzen konnten im Projektrahmen nicht abschliessend ermittelt werden.

Es wurde im Projekt intensiv daran gearbeitet, diese nicht zufriedenstellenden Ergebnisse durch eine Überarbeitung der Datengrundlage und weitere Simulationen zu verbessern. Dazu wurde innerhalb einer technischen Sitzung mit EKT versucht, den Ungereimtheiten in der Datenlage auf den Grund zu gehen. Im Nachgang wurden die durch EKT zur Verfügung gestellten GIS-Pläne des Netzgebietes durch Adaptricity-Projektingenieure im Detail analysiert und mit den zur Berechnung genutzten Netzmodellen verglichen. Dabei konnten keine Fehlerquellen eindeutig identifiziert werden. Die dargestellten Grafiken dienen daher lediglich zur Dokumentation der Art der erzielten Ergebnisse, welche auch aus Sicht von Adaptricity kein realistisches Abbild der Vorgänge in den Niederspannungsnetzen von Amlikon-Bissegg darstellen.

Festzuhalten ist die Problematik, dass das OptiFlex-System Informationen aus den drei Teilbereichen Netzdokumentation/Netzplanung, Zählerdatenmanagement und Energiedatenprognose miteinander verschneidet und die Inkonsistenzen durch das Zusammenspiel dieser drei verschiedenen Datenquellen zustande kommen. Dies führte dazu, dass im Projektrahmen keine Herstellung einer konsistenten, bereinigten Datenlage für das Verteilnetz Amlikon-Bissegg erreicht werden konnte.

Im Fall des Arealnetzes Schloss Herdern lag die Problematik in notwendigen starken Vereinfachungen aufgrund der Datenlage und dem Fehlen von Spannungsmessungen, die Simulation hat jedoch im Grundsatz verwertbare Ergebnisse geliefert. Diese sind im Kapitel 3.7.4.2 im Zusammenhang mit den im Netz durchgeführten Feldtests dargestellt.

3.4.7 Diskussion der Herausforderungen bzgl. Datenverfügbarkeit und -konsistenz

Generell lässt sich feststellen, dass die Anforderungen des OptiFlex-Systems an die Verfügbarkeit, Qualität und Konsistenz der zugrunde liegenden Daten des Netzbetreibers relativ hoch sind. Dies liegt vor allem an den folgenden Zusammenhängen:

- Das GIS des Netzbetreibers muss es erlauben, Netzmodelle auf Niederspannungsebene zu exportieren, welche in einer Lastflussrechnung verwendet werden können.
- Das Netzgebiet muss flächendeckend mit Smart-Metern ausgestattet sein. Ein lediglich partieller Roll-Out von Smart-Metern würde dazu führen, dass Leistungsportionen, die im NS-Netz erzeugt oder verbraucht werden, nicht korrekt in der Lastflussrechnung abgebildet werden und die Ergebnisse bzgl. Knotenspannungen und Betriebsmittelauslastungen verfälscht werden.
- Die Smart-Meter-Zählpunkte müssen auf das Netzmodell zugeordnet werden können, d.h. es muss bekannt sein, an welchem Knoten des Netzmodells welcher Zähler angeschlossen ist



- Am Transformator muss eine Spannungsmessung verfügbar sein, um das Lastflussmodell über seinen Referenzknoten (Slack-Bus) auf das entsprechende Spannungsniveau pro Zeitschritt einzustellen.
- Die Prognose des Netzzustands benötigt eine aggregierte Prognose des Netzbetreibers zur Last und Erzeugung im Netzgebiet, die zusammen mit den historischen Smart-Meter-Daten auf einzelne Anlagen disaggregiert werden kann.

Beim Aufsetzen der OptiFlex-Cases mit den Netzmodellen im Projektgebiet Amlikon-Bissegg zeigten sich verschiedene Herausforderungen, da die o.g. Punkte in der spezifischen Datenlage des Netzbetreibers nicht oder nur teilweise erfüllt waren. Dies führte im Projekt zu manuellem Zuordnungs-, -Analyse- und Bereinigungsaufwand sowie zu verbleibenden Inkonsistenzen, deren Ursprung sich nicht abschliessen klären liess.

Zur Verbesserung dieser Situation können aus den Erfahrungen des Projekts folgende Handlungsempfehlungen abgeleitet werden:

- Netzbetreiber sollen angehalten werden, ihr GIS so zu führen, dass eine direkte Rechenfähigkeit der Netzmodelle gegeben ist. Besondere Aufmerksamkeit ist der topologischen Verknüpfung der Netzelemente (statt reiner geografischer Dokumentation) sowie der korrekten Abbildung der Interna (Detailschemata) zu widmen. Weiterhin müssen die Typen der Netzelemente (Kabeltypen etc.) bekannt sein und es muss eine Liste der elektrischen Parameter (Impedanzen, Querkapazitäten, Maximalströme, ...) für Kabel und Transformatoren vorliegen. Dies hat oberste Priorität, da sonst alle grossflächigen Ansätze zur Netzberechnung (wie z.B. auch der Schnelltest) nicht eingesetzt werden können.
- Die ID des Anschlusspunktes (z.B. HAS-Nummer) sollte im ERP-System in den Stammdaten des Kunden oder des Zählers hinterlegt sein, damit kein fehleranfälliges geografisches Matching der Lasten und Erzeuger auf die Netztopologie durchgeführt werden muss.
- Für den Zweck des Schnelltests sollte eine Kundenliste vorhanden sein, welche Erzeugungsanlagen mit ihren installierten Leistungen und Verbraucher mit ihren jeweiligen Jahresverbräuchen enthalten.
- Bei allen Zeitreihen und Prognosen muss klar sein, auf welche Bilanzhülle sich diese beziehen, ob Erzeugung und Verbrauch separat ausgewiesen werden und ob es nicht erfasste Anlagen gibt. An den Trafostationen sollten Messgeräte installiert sein (mindestens Spannung, besser noch inkl. Wirk- und Blindleistung, um eine Plausibilisierung zu ermöglichen).
- Es sollte möglich sein, Exporte aus den Datenquellen des Netzbetreibers periodisch und automatisiert auf einen FTP-Server hochzuladen. Eine Verbesserung stellt die direkte Anbindung über REST-APIs dar, die aber momentan nur wenige Netzbetreiber unterstützen.

Wenn diese Bedingungen erfüllt sind, lässt sich Smart-Meter-basiertes Monitoring bzw. das OptiFlex-System mit überschaubarem Aufwand aufsetzen. Es ist somit entscheidend für den kommerziell erfolgreichen Einsatz solcher Systeme, dass diese Vorarbeiten mit Vorlaufzeit angestossen werden.



3.4.8 Überlegungen zur betrieblichen Sicherheit der mit dem OptiFlex-System gesteuerten Netzgebiete

Anhand der durchgeführten Simulationen wird deutlich, dass die sichere Vermeidung von Grenzwertverletzungen in den durch das OptiFlex-System gesteuerten Trafokreisen stark davon abhängig ist, dass kontinuierlich Daten mit guter Qualität automatisiert in das System übernommen werden können. Die im Projekt gesammelten Erfahrungen deuten darauf hin, dass die netzdienliche Anpassung von Anlagenfahrplänen nur dann als alleinige Massnahme zur Vermeidung von Grenzwertverletzungen vorgenommen werden sollte, wenn dies sichergestellt werden kann. Ebenso ist der Effekt von Day-Ahead-Prognosefehlern zu beachten. Abhilfe gegenüber einer nur unzureichenden Vermeidung von Grenzwertverletzungen kann durch ergänzende, dezentrale Fail-Safe-Regelungen (z.B. eine stufenlose Abregelung einer PV-Anlage bei beginnender Überspannung) geschaffen werden.

3.4.9 Ausblick: Weiterentwicklung und Anwendung der aufgebauten Tools

Der unmittelbare Bedarf der Verteilnetzbetreiber für Flexibilitätseinsatz im Niederspannungsnetz ist in der gegenwärtigen Situation in der Schweiz noch begrenzt. Daher ist eine breite Vermarktung des OptiFlex-Systems direkt nach dem Projektende noch nicht zu erwarten, allerdings wird der Bedarf für flexible Ressourcen stetig zunehmen.

Dabei ist zu beachten, dass Smart-Meter-basiertes, simulationsgestütztes Monitoring der Niederspannungs-Ebene eine Grundvoraussetzung und damit ein geeigneter Einstieg für die Nutzung des OptiFlex-Systems ist. Die in Adaptricity.Mon genutzten Datenquellen stellen eine Untermenge der für OptiFlex genutzten Datenquellen dar, deshalb ist in dieser Hinsicht eine direkte Synergie gegeben. Über den Weg des Monitorings wird somit eine schrittweise Überführung des OptiFlex-Systems in die Praxis der Netzbetreiber über die nächsten Jahre perspektivisch ermöglicht. Die im Projekt erzielten Learnings bzgl. Datenqualität und Konsistenz bei der automatisierten Verschneidung zu einem stimmigen Gesamtbild liefern wichtige Informationen zu den Möglichkeiten, Grenzen und Fallstricken von derartigen Steuer- und Regelsystemen.



3.5 Arbeitspaket 5 – Messungen Verteilnetz

3.5.1 Zielsetzungen des Arbeitspakets

Für das Pilotprojekt wurden bewusst Verteilnetze ausgewählt, welche bereits einen nahezu vollständigen Roll-out von Smart-Metern durchgeführt haben. Damit stehen hochaufgelöste Daten zu Stromverbrauch und -erzeugung in Zusammenarbeit mit dem Messdienstleister zur Verfügung (vgl. Kapitel 3.1).

Zusätzlich zu den Leistungswerten werden als Grundlage der Simulationen Informationen zur Spannung in den betrachteten Niederspannungsnetzen benötigt. Konkret wird die Messung des Referenzknotens (Slack Bus) als Referenz für die Lastflussberechnungen benötigt. Dieser sollte idealerweise direkt am Trafo zwischen der Mittelspannung und der Niederspannung gemessen werden.

Zielsetzung in der Planung des Projekts war es, möglichst mit bestehenden Messungen zu arbeiten und diese wenn nötig über eine bei EKT vorhandene Plattform zur Messung der Spannungsqualität um zusätzliche Messpunkte zu erweitern.

3.5.2 Status quo, Lücken und Bedarf für Innovation

Bei den vertieften Abklärungen im Projektverlauf wurde klar, dass die für die Feldstudie ausgewählten Niederspannungsnetze allesamt nicht über eine bestehende Spannungsmessung in den Trafostationen verfügen. Gleichzeitig ergaben Offertanfragen bei Anbietern, dass eine Messung der Spannung in der Trafostation mit herkömmlicher Technik Kosten von ca. 7'000 – 9'000 CHF pro Messpunkt verursachen würde. Dies hätte sowohl das im Projekt vorgesehene Umsetzungsbudget überstiegen, als auch eine Abweichung vom Konzept einer Umsetzung mit kosteneffizienten, wenn möglich bereits vorhandenen Betriebsmitteln bedeutet.

Eine vertiefte Auseinandersetzung mit den angebotenen Messgeräten und den Anforderungen der Simulation hat gezeigt, dass die angebotenen Klasse-A Spannungs-/Strom-Messgeräte, welche normalerweise für Analysen der Netzqualität nach EN50160 verwendet werden, sowohl bei der zeitlichen Auflösung als auch der Messtoleranz bei weitem leistungsfähiger sind, als dies für die Simulation nötig ist. Es zeigte sich, dass eine Messung von Spannungswerten über handelsübliche Smart-Meter auf Niederspannungsseite in räumlicher Nähe zur Trafostation ausreichend war, um für die Simulation die Spannungswerte im Trafo zu approximieren. Damit sollte grundsätzlich in den meisten Fällen eine Messung dieses wichtigen Werts über die vorhandenen Betriebsmittel möglich sein.

Im Fokus-Verteilnetz Amlikon-Bissegg bestand die zusätzliche Schwierigkeit, dass die installierten Smart-Meter der Marke Eschelon über relativ wenig internen Speicher verfügen und aufgrund der Kodierung der optischen Schnittstelle nicht mit der Hardware Fleco Node ausgelesen werden können. Da die gesetzlichen Anforderungen für die lokale Speicherung von Verbrauchswerten dazu führen, dass der in diesem Fall limitierte interne Speicher vollständig für die Bereitstellung von hoheitlichen Verbrauchswerten belegt ist, konnten die installierten Smart-Meter in Amlikon-Bissegg nicht für die Spannungsmessung verwendet werden. Dies sollte aber in anderen Verteilnetzen mit Smart-Metern anderer Marken bzw. mit mehr internem Speicher kein Problem darstellen.

3.5.3 Technische Umsetzung, Prozesskette

Als Lösung dieses Problems konnte in Zusammenarbeit mit dem Messdienstleister SWiBi ein zusätzlicher, identischer Smart-Meter für die Spannungsmessungen konfiguriert werden. Dieser wurde exemplarisch im Niederspannungsnetz Holzhof im Verteilnetz Amlikon-Bissegg installiert. Die Installation erfolgte in einem Hausanschlusskasten, welcher sich räumlich sehr nahe beim relevanten



Trafo befindet. Dadurch entsprechen die gemessenen Spannungswerte mit grosser Genauigkeit denen in der Trafostation.

Der Smart-Meter lieferte seine Messdaten im gleichen Zeitintervall und über die gleiche Kommunikationsstrecke wie die weiteren Verbrauchsdaten des Verteilernetzes. Die Datenübergabe erfolgte in einem separaten File via FTP und wurde über einen Importer in die Datendrehscheibe übernommen. Von da standen die Spannungsdaten der Firma Adaptricity via API für die Simulation zur Verfügung.

3.5.4 Ergebnisse

Die Verwendung eines Smart-Meters für die Spannungsmessung hat sich als gangbarer Weg herausgestellt. Mithilfe des installierten Smart-Meters konnten sowohl das Konzept validiert als auch Messdaten für die Simulation bereitgestellt werden.

Im Projektverlauf begann sich zum Zeitpunkt der Installation dieser ersten Spannungsmessung abzuzeichnen, dass die Genauigkeit der Simulationsergebnisse aufgrund von Inkonsistenzen bei der Datengrundlage der Modelle zu gering sein würde, als dass eine signifikante Verbesserung durch eine flächendeckende Spannungsmessung möglich gewesen wäre. Es wurde deshalb entschieden, die erfolgte Installation als Demonstration zu nutzen und auf weitere Spannungsmessungen zu verzichten.

In Zukunft sollten idealerweise die standardmässig verbauten Smart-Meter für diese Aufgabe genutzt werden. Ob dies technisch möglich ist, muss im Einzelfall geprüft werden. Sinnvoll wäre eine Berücksichtigung bei Überlegungen zu anstehenden Smart-Meter Roll-outs. Dies könnte auch auf regulatorischem Weg vorgeschrieben werden, um eine höhere Sichtbarkeit der Spannungsqualität in den Niederspannungsnetzen zu fördern. Konkret müsste vorgeschrieben werden, dass analog zu den Verbrauchswerten auch gemessene Spannungswerte der Smart-Meter lokal gespeichert, an den Messdienstleister übertragen und in die Datenbanken eingepflegt werden.



3.6 Arbeitspaket 6 – Erschliessung Flexibilität

3.6.1 Zielsetzungen des Arbeitspakets

Im Arbeitspaket 6 wurden die in den Verteilnetzen verfügbaren flexiblen Anlagen identifiziert, die technischen Anforderungen für die Anbindung an das Steuersystem definiert und die Anlagenbesitzer für eine Teilnahme am Forschungsprojekt gewonnen. Anschliessend wurden die nötigen Steuergeräte vor Ort installiert und in Betrieb genommen.

Der Fokus des Projekts lag auf Anlagen zur Stromerzeugung, wobei konkret Biogas- und Photovoltaikanlagen eingebunden wurden. Darüber hinaus konnte ein Batteriespeicher und eine Ladestation für die Elektromobilität angesteuert werden. Die Ansteuerung von weiteren Stromverbrauchern (z.B. Boilern, Wärmepumpen, Wasserpumpen, etc.) war explizit nicht Teil der Zielsetzung.

3.6.2 Status quo, Lücken und Bedarf für Innovation

Dezentrale Stromerzeuger und -verbraucher verfügen ab einer gewissen Leistung in den meisten Fällen über eine Anlagensteuerung. Dies kann entweder eine Steuerung innerhalb der einzelnen Komponente wie eines Inverters selber sein oder alternativ eine übergeordnete Steuerung, welche alle Teile einer Anlage koordiniert steuert.

Diese Anlagen sind grundsätzlich auf eine auf die lokalen Gegebenheiten optimierte Betriebsweise ausgelegt. Die Bedürfnisse der vorgelagerten Systeme sind im lokalen Betrieb nicht bekannt und es bestehen auch keine Anreize, diese zu berücksichtigen.

Eine Ausnahme ist die Rundsteuerung, welche bei grösseren Stromverbrauchern wie Boilern eine einfache Steuerung über Signale ermöglicht, die direkt über das Stromnetz übertragen werden. Mit dieser bewährten Funktionalität können Gruppen von Geräten nach einem Zeitplan ein- und ausgeschaltet werden, was Netzbetreibern bereits heute ein gutes Mass an Laststeuerung ermöglicht. Die Technologie ist allerdings dahingehend limitiert, dass nur ganze Anlagenklassen und nicht einzelne Anlagen angesteuert werden können und sich die Signale im Normalfall auf einfache Ein/Aus-Kommandos beschränken. Ausbauten sind in der Regel trotz der einfachen technischen Umsetzung mit hohen Kosten verbunden und erfordern nach der aktuellen Gesetzgebung die Zustimmung des Anlagenbesitzers (vgl. Kapitel 3.8.1).

Die im Rahmen dieses Projekts vorgeschlagene Lösung ist ein kosteneffizientes Steuergerät, welches der einzelnen Anlage Signale übermitteln kann, welche die Berücksichtigung von Anforderungen der übergeordneten Netzebenen ermöglicht. So kann Anlagenflexibilität, die für die lokale Optimierung Entscheidend für den Erfolg des Systems sind die Möglichkeiten, Anlagen individuell anzusprechen, komplexere Befehle als nur «Ein/Aus» zu übermitteln und die Befehlsfolgen schnell und ohne grossen Aufwand anpassen zu können. Explizit nicht nötig ist eine Steuerung im zeitlichen Raster von Minuten oder sogar Sekunden oder eine ständige Echtzeit-Kommunikation mit den Anlagen. Diese Anforderungen treiben die Kosten massiv, bringen aber in den untersuchten Flexibilitätsanwendungen wenig Vorteile. Die Gründe dafür sind:

- (1) Bei netzdienlichen Anwendungen ist es der Anspruch des Systems, mithilfe von vorhandenen Betriebsmitteln und Prognosen des Netzzustands für den nächsten Tag eine Entlastung der Verteilnetze zu ermöglichen. Der Optimierungshorizont beträgt im Minimum eine Stunde, typischerweise aber eher einen halben Tag. Eine Echtzeit-Optimierung wird nicht angestrebt. Wie in Kapitel 3.4.7 und 0 beschrieben, ist die Leistung des Systems von der Qualität der Netzmodelle und der laufend gelieferten Messdaten und Prognosen abhängig. Grenzwertverletzungen können so reduziert, aber nicht ganz ausgeschlossen werden. Die Betriebssicherheit des Netzes wird in allen Fällen durch die lokalen Sicherheitsmechanismen



wie den Netzschutz oder dezentrale Fail-Safe-Regelungen garantiert. Eine Erweiterung des Systems um eine Echtzeit-Kommunikation würde an dieser Arbeitsteilung nichts ändern, die zusätzlichen Kosten brächten daher keinen Mehrwert.

- (2) In der Energiebranche sind heute 15-minütige Zeitraster Standard. Diese kommen bei marktdienlichen Anwendungen, wie z.B. der Reduktion von Ausgleichsenergiekosten, generell zum Einsatz. Von Smart-Metern erfasste Messwerte stehen ebenfalls nur in dieser Auflösung zur Verfügung und Abrechnungen erfolgen über viertelstündliche Durchschnittswerte. Die Nutzung dieser zeitlichen Auflösung garantiert damit eine Durchgängigkeit der Systeme, vom Energiedatenmanagement der Energieversorger, über die SDAT Prozesse bis hin zur Leittechnik und der im Projekt gewählten Internet of Things Architektur. Eine höhere zeitliche Auflösung in der Steuerung würde gewisse Vorteile bringen (z.B. das Fahren von feiner aufgelösten Rampen). Diese Vorteile würden aber auf Kosten der Durchgängigkeit der Systeme erkaufte und wären aufgrund der Abrechnungskonzepte finanziell nicht lohnend.
- (3) Systemdienliche Anwendungen sind mit dem vorliegenden System grundsätzlich für die Tertiärregelenergie denkbar. Eine Herausforderung sind die hohen Anforderungen von Swissgrid an das Echtzeit-Monitoring, welche heute noch nicht erfüllt werden. Tertiär Abrufe erfolgen dagegen in 15-Minuten Rastern und mit genug Vorlaufzeit, um über die gewählten Kommunikationswege übermittelt werden zu können. Einer Nutzung des Systems für Sekundär- oder Primärregelenergie stehen deutlich mehr Anforderungen von Swissgrid entgegen, weshalb eine Verfeinerung des zeitlichen Rasters alleine für diese Anwendungen wenig bewirken würde.

3.6.3 Umsetzung des Arbeitspakets

Die für die Steuerung der Anlagen zum Einsatz kommende Infrastruktur ist im Detail in Kapitel 3.3 beschrieben. Die Einbindung der Anlagen erfolgte in drei Schritten, wobei sich gezeigt hat, dass die administrativen Aufwände in den meisten Fällen weitaus grösser waren als die technischen.

Schritte der Einbindung:

- 1) Identifikation der geeigneten Anlagen in Zusammenarbeit mit dem Verteilnetzbetreiber
- 2) Ansprache der Anlagenbesitzer und Überzeugung zur Teilnahme
- 3) Installation und Inbetriebnahme des Steuergeräts

Im Folgenden sind zu den drei Schritten die wichtigsten Eckpunkte und Lernerfahrungen aus dem Projekt beschrieben.

1) Identifikation der geeigneten Anlagen in Zusammenarbeit mit dem Verteilnetzbetreiber

Die Verteilnetzbetreiber verfügen in den meisten Fällen über eine genaue Sicht auf die in ihrem Netz installierten Produktionsanlagen. Bei Haushaltsstromverbrauchern ist der Informationsgrad meist geringer, allerdings war dies in dem vorliegenden Projekt aufgrund der Zielsetzung unproblematisch.

Ein entscheidender Punkt in der Zusammenarbeit zwischen Aggregator und Verteilnetzbetreiber ist die Regelung aller datenschutzrechtlichen Hintergründe. Da der netzdienliche Einsatz von Flexibilität in den Aufgabenbereich des Verteilnetzbetreibers fällt, ist eine Ansprache von Anlagenbetreibern in diesem Zusammenhang auch in Zusammenarbeit mit einer Drittpartei als zulässig und nach unserer Erfahrung von den Anlagenbetreibern als verständlich einzustufen.

Es zeigte sich im Projektverlauf, dass die Anzahl der verfügbaren Anlagen (vor allem im Bereich der Photovoltaik) deutlich grösser war als die Zahl, die im Projektrahmen eingebunden werden konnte.



Der Fokus wurde deshalb bei der Ansprache der Anlagenbesitzer auf die grösseren installierten Leistungen gelegt. Im weiteren Verlauf wurde die Auswahl anhand der technischen Einbindbarkeit und des Interesses der Anlagenbesitzer an einer Teilnahme getroffen.

2) Ansprache der Anlagenbesitzer und Überzeugung zur Teilnahme

Als entscheidender Erfolgsfaktor in der Ansprache der Anlagenbetreiber hat sich die Unterstützung durch die Verteilnetzbetreiber erwiesen. Konkret wurden die ausgewählten Anlagen in einem ersten Schritt über einen offiziellen Brief über das Projekt informiert und um eine Teilnahme gebeten. In einem zweiten Schritt wurden Detailfragen und die Umsetzung in einem Telefongespräch geklärt. Auf diese Weise konnten bei den telefonisch angefragten Anlagenbetreibern ausnahmslos alle von einer Teilnahme überzeugt werden. Herausfordernd war in einzelnen Fällen die telefonische Erreichbarkeit der Anlagenbetreiber, da aus Datenschutzgründen nur Festnetznummern zur Verfügung standen. Einzelne Anlagenbesitzer konnten tatsächlich nicht innerhalb von nützlicher Frist kontaktiert werden, was aber aufgrund der hohen Zahl von verfügbaren Anlagen kein Problem darstellte.

3) Installation und Inbetriebnahme des Steuergeräts

Für die ausgewählten Anlagen wurden in einem dritten Schritt Informationen zu den relevanten Anlagenkomponenten erhoben und die Einbindung ins System geplant. Anschliessend wurden die Anlagen durch die Installation und Inbetriebnahme der Steuerbox an das Steuersystem der Fleco Power angeschlossen.

In der folgenden Tabelle sind Details zu den Anforderungen und der Umsetzung für jede der vier im Projekt eingebundenen Technologien aufgeführt.

Technologie	Beschreibung
Biogas	<p>Die im Projekt eingebundenen Biogasanlagen sind beide bereits Teil des Virtuellen Kraftwerks der Fleco Power AG, mit welchem Regelenergie für Swissgrid bereitgestellt wird. Das Virtuelle Kraftwerk erlaubt es, über die gleiche Anbindung zusätzlich eine Fahrplansteuerung nach den im Projekt OptiFlex gewählten Konzepten durchzuführen. Deshalb wurde entschieden, die Ansteuerung der Biogasanlagen über die bestehende Technik umzusetzen.</p> <p>Eine Ansteuerung über den neu entwickelten Steuerknoten „Fleco Control“ wäre ohne weiteres möglich, da auch im heutigen Betrieb die Kommunikation mit der Anlagensteuerung über wenige analoge Signale erfolgt (Leistung erhöhen, Leistung reduzieren).</p>
Photovoltaik	<p>Die Ansteuerung der Photovoltaikanlagen erfolgt nach dem Ansatz der „EEG-Kontakte“, welche in Deutschland regulatorisch zur Abregelung von Photovoltaikanlagen gefordert sind und daher von den meisten Steuerungsbauern implementiert sind. Dabei geben an die übergeordnete Steuerung der Anlage (z.B. Solarlog, SMA Clustercontroller) übermittelte digitale Signale den Grad der Wirkleistungseinspeisung vor.</p> <p>Die Anlagen wurden über zwei potentialfreie Relais gesteuert, mit welchen eine Wirkleistungseinspeisung von 100%, 60%, 30% und 0% parametrierbar werden konnte. In Tabelle 1 ist die Parametrierung der Signale dargestellt, Abbildung 33 zeigt die zugehörige Kanaleinstellung in einer „SolarLog“ Steuerung.</p>



RO 1	RO2	Wirkleistungseinspeisung der PVA
0	0	100% (Defaultzustand/Autobetrieb)
1	0	60%
0	1	30%
1	1	0%

Tabelle 1: Parametrierung der Wirkleistungseinspeisung

Digitaleingang	D_IN_1	D_IN_2	D_IN_3	D_IN_4	Leistung in %
Stufe 1	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	100
Stufe 2	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	60
Stufe 3	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	30
Stufe 4	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	0

Abbildung 33: Kanaleinstellungen für Leistungsreduzierung (SolarLog)

Indem der Autobetrieb mit 100% Wirkleistungseinspeisung im Fall ohne Signale gewählt wird, kann sichergestellt werden, dass ein Komplettausfall des Systems keinen negativen Einfluss auf die Anlage hat.

Umfangreich untersucht wurde die Möglichkeit einer Absteuerung von Anlagen, welche nicht über eine übergeordnete Steuerung verfügen. Dies wäre vor allem bei kleineren Bestandsanlagen von Vorteil, welche in vielen Fällen über keine solche Steuerung verfügen. Es gibt auch Fälle von Anlagen mit älteren Steuerungen, bei denen die Abregelung über „EEG-Kontakte“ noch nicht implementiert ist. Geprüft wurden dabei vor allem die Möglichkeit einer direkten Kommunikation mit den Inverter oder die Unterbrechung der Einspeisung über z.B. einen Schalter im Stromkreis.

Bei der Untersuchung hat sich gezeigt, dass eine solche Steuerung in bestimmten Fällen technisch möglich, aber in jedem Fall mit Zusatzinvestitionen verbunden ist (z.B. Schalter, Kommunikationskarten für Inverter). Zusätzlich birgt eine plötzliche Trennung der Anlage vom Netz, wie sie durch die Aktivierung eines Schalters im Stromkreis verursacht wird, zumindest theoretisch das Risiko eines negativen Einflusses auf die Anlage. Dies ist bei einer Schaltung durch die vom Hersteller selber bereitgestellte Steuerung nahezu ausgeschlossen. Damit wäre es sehr schwierig, Anlagenbesitzer von einer Umsetzung der Flexibilitätssteuerung über eine dieser Lösungen zu überzeugen. Für eine sinnvolle Einbindung einer PV Anlage mit der entwickelten Lösung muss daher zwingend eine übergeordnete Steuerung vorhanden sein.

Ladestation für Elektroautos

Die im Projekt angesteuerte Ladestation verfügte über ein Gateway, welches die im vorigen Absatz beschriebene Funktion der übergeordneten Steuerung übernahm. Konkret konnte mit der Übermittlung eines Signals über ein potentialfreies Relais zwischen einem Hochtarif- und einem Niedertarif-Modus geschaltet werden. Für beide Modi konnte in der Steuerung der Maximalwert



	des Ladestroms festgelegt werden, wodurch sich eine Ladebegrenzung oder ein kompletter Stopp der Ladung im „Niedertarif-Modus“ realisieren liess.
Batteriespeicher	Der angesteuerte Batteriespeicher verfügte über eine Steuersoftware, welche über einen FTP-File Import direkt an das System von Fleco Power gekoppelt werden konnte. Damit entfiel der Bedarf für physische Steuerungshardware, der Fahrplan konnte direkt als csv File zwischen den IT Systemen ausgetauscht werden.

3.6.4 Ergebnisse

Insgesamt wurden für die Teilnahme im Projekt 104 Anlagen geprüft, von denen 27 aufgrund der Eigenschaften und der Lage ausgewählt und angeschrieben wurden. Die Anlagenbetreiber wurden anschliessend telefonisch kontaktiert und es konnten 16 von einer Teilnahme überzeugt werden. Dies obwohl die Entscheidung, das Verteilnetz Birwinken zugunsten der Anwendungsfälle Elektromobilität/Batteriespeicher zurückzustellen, im Lauf der Ansprache erfolgte und einige Anlagenbetreiber daher nicht telefonisch kontaktiert wurden.

Von den 16 Anlagen, welche von einer Teilnahme überzeugt werden konnten, befanden sich 12 in den verbleibenden Verteilnetzgebieten Amlikon-Bissegg und Schloss Herdern. In der nachfolgenden technischen Detailprüfung zeigte sich, dass aufgrund der technischen Gegebenheiten (v.a. der installierten übergeordneten Steuerung) von diesen Anlagen 7 tatsächlich eingebunden werden konnten. Die Einbindung dieser Anlagen konnte erfolgreich umgesetzt werden.

Da konsequent die grössten und technisch am besten geeigneten Anlagen im Fokus standen, konnten so mit den 7% der in den beiden Verteilnetzen verfügbaren Anlagen, welche eingebunden wurden, fast 50% der verfügbaren Gesamtleistung in das OptiFlex System aufgenommen werden. Die Situation, dass ein derartig grosser Anteil der installierten Leistung von derartig wenigen Anlagen bereitgestellt wird, ist aufgrund der zwei installierten Biogasanlagen und der grossen PV Anlage relativ speziell. In Verteilnetzen ohne grosse „Ankeranlagen“ könnte es zu einem Hindernis für das Ausrollen des OptiFlex Systems werden, wenn z.B. aufgrund von fehlenden übergeordneten Steuerungen viele Anlagen nicht kosteneffizient eingebunden werden können.

Der Ablauf der Ansprache („Funnel“) nach Anzahl und Gesamtleistung ist in Abbildung 34 dargestellt.

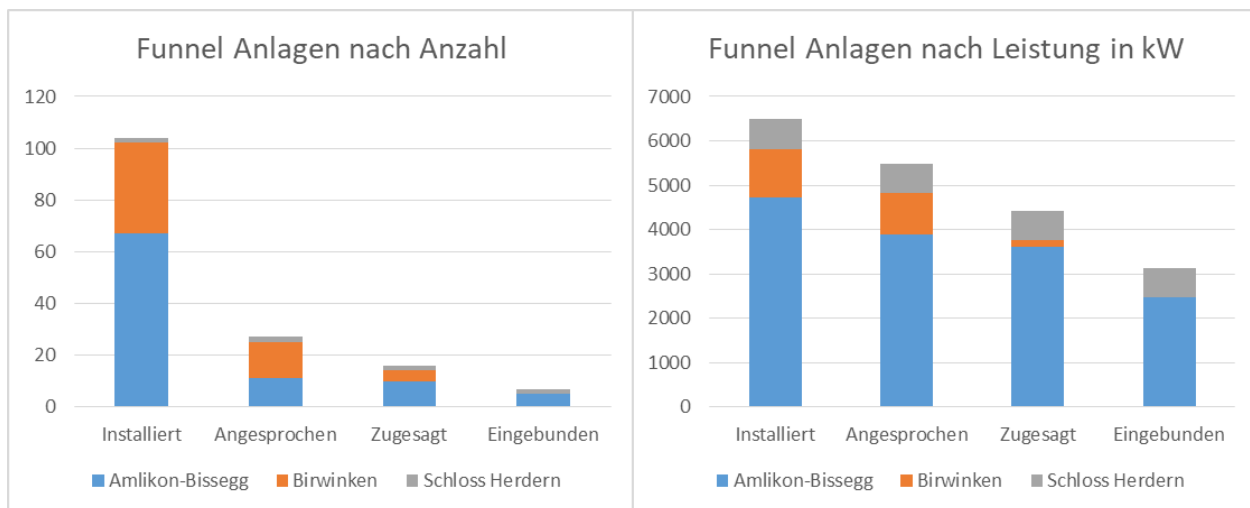


Abbildung 34: Ablauf der Ansprache der Anlagen (nach Anzahl und Gesamtleistung)



Dazu kamen noch die Ladeinfrastruktur für die Elektromobilität und der Batteriespeicher, bei denen die Anlagenbesitzer separat über das Kickstart Accelerator Programm¹ akquiriert wurden.

Eine Übersicht der im Projekt eingebundenen Anlagen ist in der folgenden Tabelle dargestellt. Aus Datenschutzgründen sind die Angaben zu den Anlagen in den Verteilnetzen in anonymisierter Form wiedergegeben.

Anlage	Technologie	Leistung	Standort	Einbindung
1	Biogas	500 kW	Amlikon-Bissegg	Virtuelles Kraftwerk Fleco Power AG
2	Biogas	300 kW	Schloss Herdern	Virtuelles Kraftwerk Fleco Power AG
3	Photovoltaik	261 kWp	Amlikon-Bissegg	Steuerknoten „Fleco Control“
4	Photovoltaik	151 kWp	Amlikon-Bissegg	Steuerknoten „Fleco Control“
5	Photovoltaik	362 kWp	Amlikon-Bissegg	Steuerknoten „Fleco Control“
6	Photovoltaik	1196 kWp	Amlikon-Bissegg	Virtuelles Kraftwerk Fleco Power AG
7	Photovoltaik	373 kWp	Schloss Herdern	Steuerknoten „Fleco Control“
8	Ladestation für Elektromobilität	16 A	Zürich	Steuerknoten „Fleco Control“
9	Batteriespeicher	280 kVA/96 kWh	Dübendorf	Digitale Einbindung

Tabelle 2: Übersicht der im Projekt eingebundenen Anlagen

¹ Kickstart Accelerator ist eine Innovationsplattform, welche die Lücke zwischen Start-ups, Unternehmen, Städten, Stiftungen und Universitäten schließt, um Innovationen zu beschleunigen. Jedes Jahr bringt Kickstart rund 100 solcher Unternehmer in die Schweiz, um mit Schlüsselpersonen für Proofs of Concept (PoC), Pilotprojekte und andere Innovationspartnerschaften zusammenzuarbeiten. Kickstart ist ein Spin-off des Impact Hub Zürich und wurde 2015 von digitalschweizland initiiert. (<https://kickstart-innovation.com/about/>)



3.7 Arbeitspaket 7 – Feldstudie

3.7.1 Zielsetzungen des Arbeitspakets

Ziel des Arbeitspakets 7 war es, die in den verschiedenen Bereichen erarbeiteten Teillösungen zu einer durchgängigen Prozesskette zu verbinden und diese im Feld auf ihre Praxistauglichkeit zu prüfen. Der Betrieb sollte dabei bereits soweit wie möglich vollautomatisch laufen.

Der Feldtest verfolgte dabei zwei Hauptziele:

- 1) Schliessung der kompletten Prozesskette und Funktionstest über einen längeren Zeitraum
- 2) Nachweis, dass eine netzdienliche Steuerung von dezentraler Anlagenflexibilität über das System möglich ist

Für die Feldstudien wurden die Verteilnetze Amlikon-Bissegg und Schloss Herdern ausgewählt, in welchen Photovoltaikanlagen und Biogasanlagen für die Einbindung zur Verfügung standen. Zusätzlich konnten Anwendungsfälle mit den Technologien Elektromobilität und stationären Batteriespeichern über Kooperationen mit einem Energieversorger und einer Forschungseinrichtung unter Feldbedingungen getestet werden.

Das nachfolgenden Kapitel 3.7.2 gibt eine Übersicht über die Ergebnisse der verschiedenen Anwendungsfälle, welche in den beiden Verteilnetzen und mit den beiden weiteren Anlagentechnologien getestet wurden. Der Fragestellung der Priorisierung von Flexibilitätseinsätzen ist das Kapitel 3.7.3 gewidmet. Anschliessend werden in Kapitel 3.7.4 die verschiedenen Anwendungsfälle der Feldstudien im Detail vorgestellt.

3.7.2 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die Feldstudie konnte über alle gewählten Anwendungsfälle hinweg erfolgreich durchgeführt werden und hat gezeigt, dass das Konzept eines netzdienlichen Einsatzes von dezentralen Anlagen über eine kosteneffiziente, fahrplanbasierte Ansteuerung umsetzbar ist.

Die Schliessung der Infrastrukturkette von Smart-Meter Messdaten, Prognosewerten, Day-Ahead Simulationen, Anlagenfahrplänen hin zur Anlagensteuerung konnte demonstriert werden. Wie in der Planung des Projekts erwartet, hat sich dabei das Konzept einer flexibel parametrierbaren Datenschnittstelle als Schnittstelle zwischen den Datenströmen sehr bewährt. Ein vollautomatischer Betrieb ist möglich und wurde demonstriert. Innerhalb der einzelnen Anwendungsfälle kamen teilweise noch manuelle Arbeitsschritte dazu, bedingt durch den Forschungscharakter des Pilotprojekts mit wechselnden Anforderungen und dem Test von verschiedenen Ansätzen.

Die Frage, ob sich dezentrale Anlagen für eine belastbare Bereitstellung von netzdienlicher Flexibilität eignen, kann in zweierlei Hinsicht positiv beantwortet werden. Zum einen hat sich gezeigt, dass die im Feld eingesetzten Anlagen auch im Dauerbetrieb mit hoher Verlässlichkeit arbeiten und dass die Kommunikationsverbindungen in nahezu allen Situationen ausreichen, um die Fahrplansteuerung durchzuführen. Zum anderen konnte für die Anwendung der Netzentlastung anhand von konkreten Messwerten im Netz gezeigt werden, dass die gewünschten Effekte der Flexibilitätssteuerung erzielt werden können.

Diese positiven Erfahrungen legen die Basis, um in einem nächsten Schritt aus dem Pilotbetrieb in eine breitere Anwendung überzugehen. Im Fall des Verteilnetzes Amlikon-Bissegg ist dies bereits der Fall, da sich der Netzbetreiber entschieden hat, die erfolgreiche Lastspitzensenkung in einen Jahresbetrieb zu überführen. Die im Projekt geschaffenen Grundlagen und die durchgeführte Informationsarbeit sollen als Plattform dienen, um die breite Umsetzung anzustossen.



3.7.3 Erfahrungen zur Priorisierung von Flexibilitätseinsätzen

Ein Thema, welches in der Vorstudie «Ausgestaltung eines lokalen Flexibilitätsmarktes zur kosteneffizienten Integration von dezentralen Erzeugungseinheiten ins Verteilnetz» in grossem Detaillierungsgrad bearbeitet wurde, ist die Priorisierung verschiedener Einsatzmöglichkeiten von Flexibilität untereinander. Diese Fragestellung ist vor allem dann von grosser Relevanz, wenn sich mögliche Flexibilitätsdienstleistungen, welche eine Anlage gleichzeitig erbringen könnte, ausschliessen. Besonders ausgeprägt treten diese Fragestellungen bei Biogasanlagen und Batterien auf, da diese über grosse Flexibilität in der Erhöhung- bzw. Senkung der Einspeisung verfügen und unterschiedliche Anwendungen zum gleichen Zeitpunkt gegensätzliche Anforderungen stellen können.

Im Rahmen der Vorstudie wurde ein Ansatz entwickelt, bei dem über Ertragsfunktionen jeder Flexibilitätsanwendung zu jedem Zeitpunkt ein (finanzieller) Wert gegeben wird. Über eine Heuristik kann so die zur Verfügung stehende Flexibilität – unter Berücksichtigung der für die verschiedenen Anwendungen notwendigen Reservierungszeiträume und Randbedingungen – optimal verteilt werden.

Ziel der Feldstudie war es unter anderem, die in der Vorstudie erarbeiteten Ansätze in der Praxis zu erproben. Aufgrund der Tatsache, dass pro Feldversuch nur bestimmte Flexibilitätsanwendungen zum Einsatz kamen, war dies nicht in vollem Umfang möglich. Die wichtigsten Aspekte dieser Konzepte gelangten dabei jedoch zur Anwendung.

Konkret war dies bei der Lastspitzensenkung mit der Biogasanlage im Verteilnetz Amlikon-Bissegg (Kapitel 3.7.4.1) der Fall. Die Anwendung erfordert eine Steigerung der Leistung der Biogasanlage zu festgelegten Zeiten. Gleichzeitig ist die Anlage über das Virtuelle Kraftwerk der Fleco Power AG jederzeit in die Tertiär-Regelenergievermarktung eingebunden. Es wäre also theoretisch ein negativer Regelenergieabruf zu einem Zeitpunkt möglich, an dem die Biogasanlage aktiv hochgefahren wurde um die Lastspitze zu brechen.

Um eine solche gegenläufige Fahrweise der Biogasanlage zu verhindern muss gemäss der erarbeiteten Methodik zuerst anhand der Ertragsfunktion bestimmt werden, welche der beiden Anwendungen zu jedem Zeitpunkt der Testperiode die höhere Priorität erhalten sollte. Dabei ergab sich wie unten im Detail beschrieben ein knapper, aber dennoch deutlicher und zeitlich konstanter Vorteil einer Nutzung der Flexibilität für die Lastspitzensenkung. Auf Basis dieser Erkenntnis wurde die Parametrierung innerhalb des virtuellen Kraftwerks so angepasst, dass die Biogasanlage bei negativen Regelenergieabwürfen nur angesteuert würde, wenn die Flexibilität aller anderen teilnehmenden Anlagen ausgeschöpft ist. Da dies in der Praxis kaum der Fall ist, konnte so eine klare Priorisierung für die Anwendung der Lastspitzensenkung sichergestellt werden.

Die Ertragsfunktion stellen sich für die relevanten Zeitpunkte sehr einfach dar. Die Wertigkeit der Lastspitzensenkung entspricht den Kosten, welche der Verteilnetzbetreiber seinem Vorlieferanten für die verursachte maximale Lastspitze vergüten muss. Sie lagen im konkreten Fall bei ca. 10 CHF/kW/Monat. Wie in der Vorstudie wird hier der gesamte Wert betrachtet, welcher durch die Flexibilitätssteuerung erzielt wird und die Aufteilung auf die verschiedenen Akteure ausgeblendet. Um die Lastspitze für den Monat verlässlich zu senken, muss die Biogasanlage jeden Wochentag an 2-3 Stunden laufen. Um eine Lastspitzensenkung von 1 kW für einen Monat zu erzielen, muss von der Biogasanlage damit eine Energiemenge von ca. 50 kWh erbracht werden. Die auf die Energiemenge gerechnete Ertragsfunktion der Lastspitzensenkung ist damit eine Konstante mit dem Wert von 20 Rp./kWh².

Für die Wertigkeit der Flexibilität in der Regelenergievermarktung ist der ebenfalls konstante Arbeitspreis entscheidend, welcher dem Anlagebetreiber bei einem Regelenergieabruf pro abgeregelter kWh bezahlt wird. Der Wert wird vom Anlagebetreiber selber festgelegt und

² Gerechnet als 10 CHF/kW geteilt durch 50 kWh/kW.



berücksichtigt seine Opportunitätskosten, wie beispielsweise entgangene Erlöse in der Einspeisevergütung. Im Fall einer Biogasanlage mit ausreichend grossem Gasspeicher (kein Gasverlust im Falle eines Produktionsunterbruchs) beträgt der Arbeitspreis ca. 10-15 Rp./kWh.

Der Priorisierungsansatz hat sich somit – in vereinfachter Form – auch in der Praxis bewährt.

3.7.4 Detaillierte Anwendungsfälle

3.7.4.1. Feldtest im Verteilnetz Amlikon-Bissegg

Hintergrund

Die Gemeinde Amlikon-Bissegg ist schweizweit eines der führenden Netzgebiete, was den Zubau von Erneuerbaren Energien betrifft. Die Gemeinde bezieht bereits heute über 50% des Jahresstromverbrauchs aus lokal erzeugter Erneuerbarer Energie und wurde dafür 2017 mit dem Thurgauer Energiepreis ausgezeichnet. Im Netzgebiet sind über 4.5 MWp Photovoltaikleistung sowie eine Biogasanlage mit 500 kW installiert. Das Verteilnetz wurde vom Projektkonsortium bereits in einer Vorstudie zum vorliegenden Projekt untersucht und bietet damit für die Durchführung eines Feldtests die idealen Voraussetzungen.



Abbildung 35: Verteilnetz Amlikon-Bissegg

Zielsetzungen des Feldtests

Im Feldtest im Verteilnetz Amlikon-Bissegg wurden zwei Zielsetzungen verfolgt:

- a) Netzdienlicher Einsatz der Biogasanlage zur Entlastung der Netzinfrastruktur (Lastspitzensenkung)
- b) Test der Leistungsfähigkeit und Stabilität der dezentralen Steuerknoten und der Kommunikationsstrecken im Dauerbetrieb

Umsetzung und Ergebnisse Teilziel netzdienlicher Einsatz Biogasanlage

Die Biogasanlage Holzhof im Verteilnetz Amlikon-Bissegg ist für den netzdienlichen Einsatz zur Senkung der Netzbelastung gut geeignet, da im Normalbetrieb positive Flexibilität für eine Erhöhung der Einspeisung vorhanden ist.

Die Anlage war während dem Projektverlauf auf einem Leistungsstand von 500 kW, wobei ein Aggregat mit 250 kW in das Virtuelle Kraftwerk der Fleco Power eingebunden war und damit für die Steuerung zur Verfügung stand. Die Anlage wurde parallel zum Projektverlauf auf insgesamt 750 kW



ausgebaut, wobei der Ausbau im laufenden Betrieb stattfand und nur einen geringen Einfluss auf die Testmöglichkeiten hatte.

Die positive Flexibilität im Betrieb des angesteuerten 250 kW Aggregats ergibt sich daraus, dass die Gasproduktion der Biogasanlage je nach Jahreszeit unterhalb des Niveaus liegt, welches für einen kontinuierlichen Vollastbetrieb nötig wäre. Der Anlagenbetreiber fährt seine Anlage daher auf dem minimal nötigen Teillastniveau (60% bzw. 160 kW) und sammelt das überschüssige Gas im Gasspeicher. Dieses kann innerhalb von einigen Vollastfenstern den Tag hindurch abgefahren werden, wobei die Rate der Gasproduktion die Dauer dieser täglichen Fenster vorgibt (ca. 3 – 10 h im Projektzeitraum). Die Betriebsweise ist beispielhaft in Abbildung 37 dargestellt.



Abbildung 36: Biogasanlage Holzhof (Quelle: Holzhof.ch)

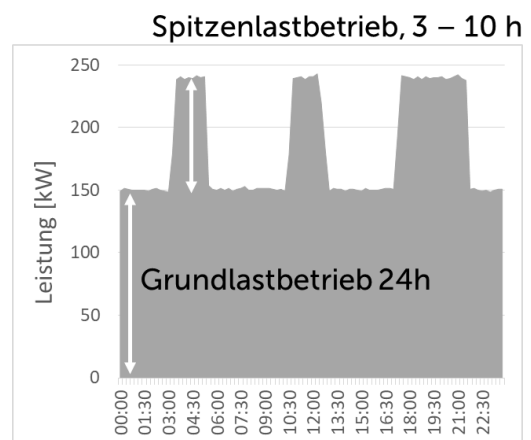


Abbildung 37: Betriebsweise des angesteuerten Aggregats

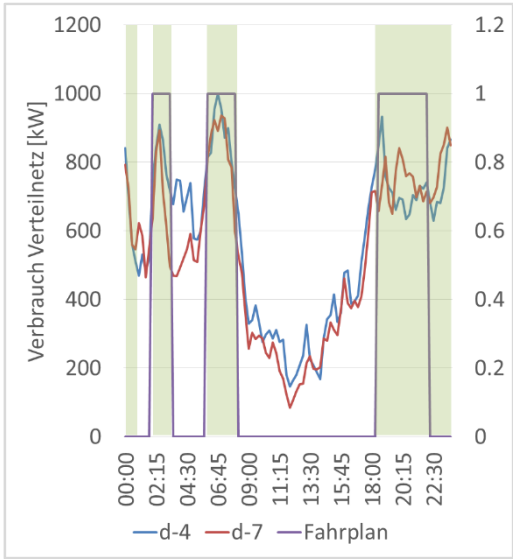
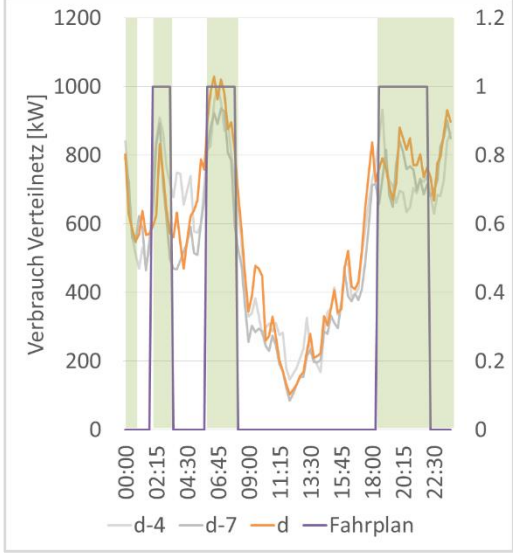
Die Spitzenlastfenster konnten im Projekt grundsätzlich über den Tag hinweg frei verteilt werden, solange der Gasspeicher nicht an seine Kapazitätsgrenze stiess. Die Steuerung erfolgte über einen Fahrplan, welcher der Anlagensteuerung die Zeiten vorgab, zu denen aus dem Grundlastbetrieb in den Spitzenlastbetrieb gewechselt werden sollte.

Zur Erstellung des Fahrplans wurde vom Anlagenbetreiber laufend die tägliche Dauer der Spitzenlastfenster übermittelt. Diese Information leitete er von der aktuellen Gasproduktion und dem Gasspeichervolumen ab. Zur Verteilung der verfügbaren Spitzenlaststunden wurde basierend auf dem Verbrauch des Vortages, welcher mit Hilfe der Smart-Meter Messdaten bestimmt werden konnte, eine Lastprognose für den nächsten Tag erstellt. Die Vollaststunden wurden über den Tag hindurch so verteilt, dass die Zeiten der maximalen Stromproduktion der Anlage mit den Zeiten des maximalen Stromverbrauchs im Verteilnetz zusammenfielen. Dabei wurden die Limitationen des Gasspeichers berücksichtigt und es wurden maximal 3-4 Spitzenlastblöcke gewählt, damit die Anlage nicht in zu kurzen Zeiträumen schalten musste. Der Prozess der Fahrplanerstellung ist für einen Beispieltag im Oktober 2018 in den folgenden Abbildungen dargestellt.



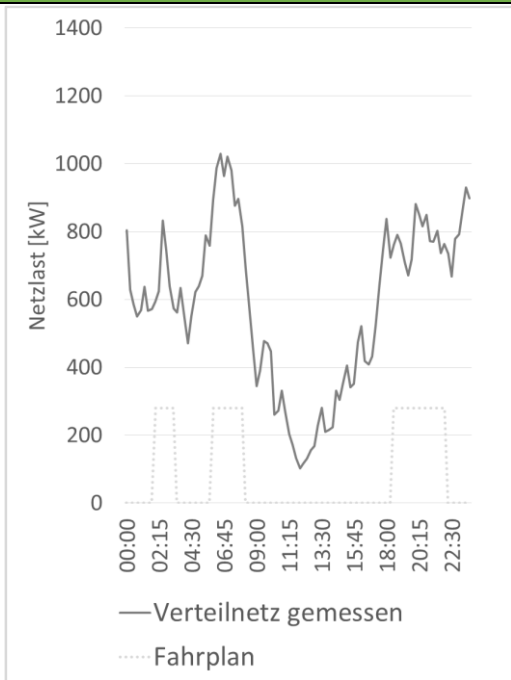
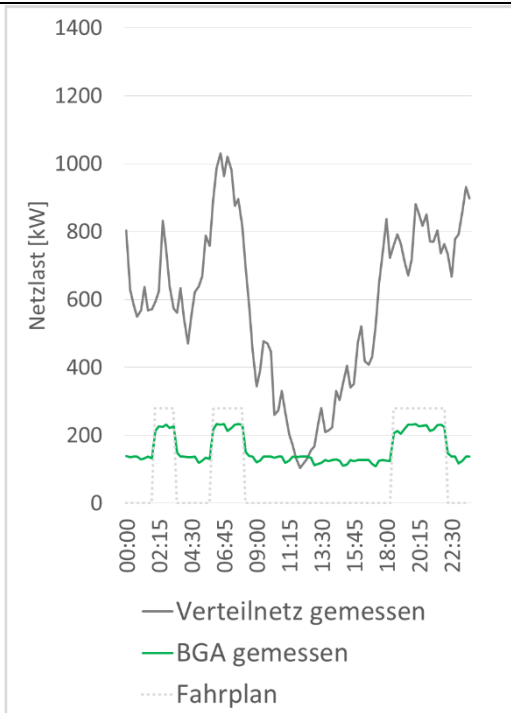
Darstellung	Beschreibung
<div data-bbox="272 483 786 1039"></div> <div data-bbox="368 1048 695 1075">Abbildung 38: Lastgänge Verteilnetz</div>	<p>Die Basis für die Lastprognose bildete der Summenlastgang des Verteilnetzes, welcher jeden Morgen durch den Messdienstleister als Datei auf dem FTP Server von Fleco Power abgelegt wurde. Die Messdaten wurden in die Datendrehscheibe importiert und standen für die Verarbeitung zur Verfügung.</p> <p>Da jeweils nur die Daten des Vortages zur Verfügung standen, ergab sich eine Verschiebung von mindestens 48 Stunden zum Tag der Prognose („d“). Zur Verbesserung der Prognose wurde neben dem Vortag („d-2“) auch der letzte gleiche Wochentag („d-7“) berücksichtigt.</p> <p>Falls der Prognosetag ein Montag war, wurde der vorhergehende Arbeitstag gewählt. In diesem Fall war dies der Donnerstag, („d-4“), da die Prognose mit manueller Überprüfung am Freitag durchgeführt wurde.</p>
<div data-bbox="272 1144 786 1700"></div> <div data-bbox="292 1709 770 1733">Abbildung 39: Identifizierte Zeitfenster der Spitzenlast</div>	<p>Auf Basis der historischen Lastgänge wurden die Zeitfenster der Spitzenlasten im Verteilnetz bestimmt, zu denen eine Unterstützung des Verteilnetzes durch die Biogasanlage sinnvoll war.</p> <p>Diese zeigen sich im vorliegenden Beispiel in der Nacht (Boilerspitze), in den Morgenstunden (Arbeitsbeginn Industrie) und in den Abendstunden (Haushaltsverbrauch). Deutlich zeigt sich der im Verteilnetz Amlikon-Bissegg selbst in den Herbstmonaten sehr starke Einfluss der PV Stromproduktion. In den Mittagsstunden ist der Strombezug des Verteilnetzes minimal, die Abendspitze wird durch das Auslaufen der PV Produktion beeinflusst.</p>



 <p>Abbildung 40: Fahrplan der Biogasanlage</p>	<p>Der Fahrplan für die Biogasanlage wurde so gewählt, dass in den identifizierten Hochlastzeiten die Spitzenlast der Biogasanlage abgerufen werden konnte (Fahrplan-Wert 1). Dabei wurden die verfügbaren Spitzenlaststunden für den Tag berücksichtigt, welche periodisch durch den Anlagenbetreiber kommuniziert wurden. Für den vorliegenden Oktobertag waren dies 8 Stunden.</p> <p>Es zeigt sich in diesem Beispiel der Fall, dass die Volllaststunden nicht ausreichen, um während der gesamten Spitzenlaststunden zu produzieren. Es wurde deshalb eine Priorisierung vorgenommen, wobei die Laststunden in den späten Abendstunden und frühen Morgenstunden auf Basis von Erfahrungswerten depriorisiert wurden.</p>
 <p>Abbildung 41: Vergleich effektiver Lastgang Verteilnetz</p>	<p>Ein Vergleich mit dem effektiven Lastgang am Prognosetag („d“) zeigt, dass die Lastspitzen gut zu den prognostizierten Lastfenstern passen und die Methodik der Fahrplanerstellung für diesen Beispielfall gut funktioniert hat.</p> <p>Deutlich sichtbar werden auch die Nachtspitzen, welche nicht durch eine Spitzenlastproduktion aufgefangen werden konnten. Dies zeigt die Anforderung, dass genug positive Flexibilität zur Verfügung stehen muss, um ein permanentes Eingreifen zu ermöglichen.</p>

Die Ergebnisse der durchgeführten Fahrplansteuerung konnten anhand der Smart-Meter Messdaten ausgewertet werden, wodurch sowohl für den Verbrauch des Verteilnetzes als auch die Produktion der Biogasanlage die Messdaten aus einer Hand vom Messdienstleister bezogen werden konnten. Dies stärkte das Vertrauen aller Beteiligten in die Resultate der Auswertung. Für den im vorherigen Abschnitt beschriebenen exemplarischen Oktobertag ist die Herleitung der Ergebnisse nachfolgend im Detail beschrieben.



Darstellung	Beschreibung
<div><p>— Verteilnetz gemessen Fahrplan</p></div> <p>Abbildung 42: Lastgang Verteilnetz und Fahrplan</p>	<p>Der Startpunkt der Berechnung waren der gemessene Summenlastgang des Verteilnetzes sowie der Fahrplan, welcher an die Biogasanlage übermittelt wurde (vgl. Abbildung 40 und Abbildung 41).</p>
<div><p>— Verteilnetz gemessen — BGA gemessen Fahrplan</p></div> <p>Abbildung 43: Produktion Biogasanlage (BGA)</p>	<p>Die effektive Stromproduktion der Biogasanlage wurde ebenfalls über einen Smart-Meter gemessen und war in der Datenlieferung des Messdienstleisters enthalten.</p> <p>Wie in Abbildung 43 sichtbar wird, folgte die Biogasanlage an diesem Beispieltag genau dem Fahrplan und hat in den vorgegebenen Spitzenlastfenstern die Leistung von 160 kW auf 250 kW erhöht.</p>

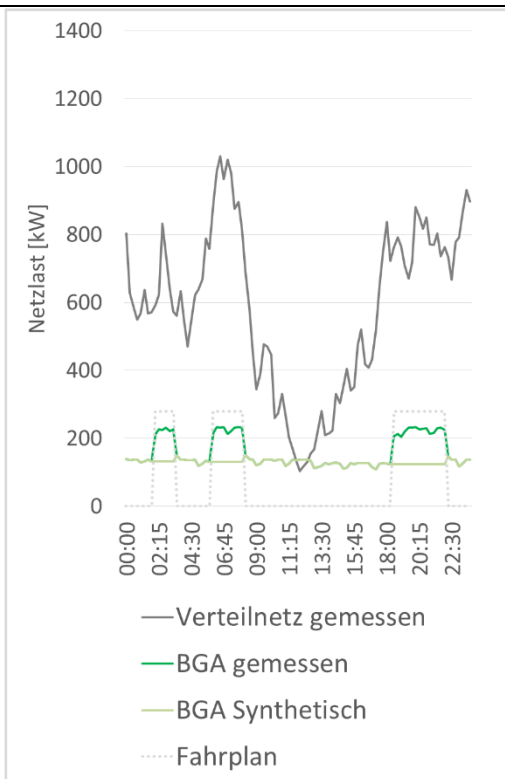


Abbildung 44: Produktion BGA ohne Steuereingriff

Um die durch den Steuereingriff hervorgerufene Leistungsanpassung ermitteln zu können, musste ein „synthetischer“ Lastgang definiert werden. Dieser legte fest, welches Verhalten von der Anlage erwartet worden wäre, hätte zu diesem Zeitpunkt kein Steuereingriff stattgefunden.

Im Fall einer Biogasanlage mit sehr konstanter Stromproduktion wurde dafür der letzte Leistungswert vor dem Steuereingriff für die Dauer der Steuerung konstant gehalten.

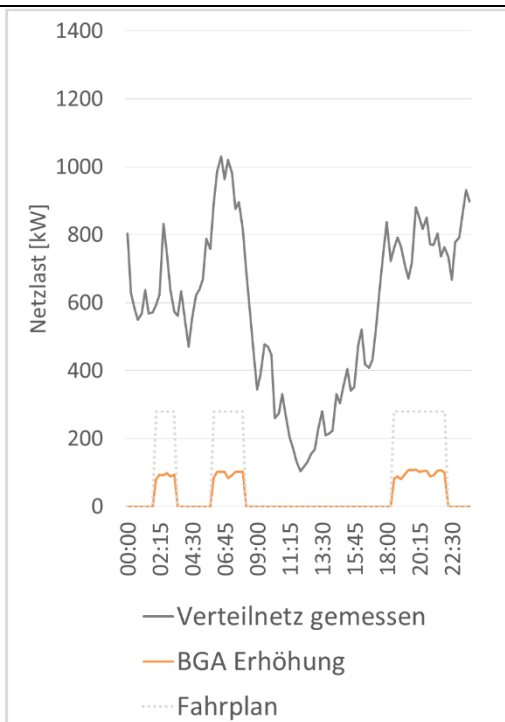


Abbildung 45: Leistungserhöhung BGA durch Steuereingriff

Die Differenz zwischen der gemessenen Leistung und dem „synthetischen“ Lastgang ergab die tatsächliche, durch den Steuereingriff ausgelöste Leistungserhöhung.

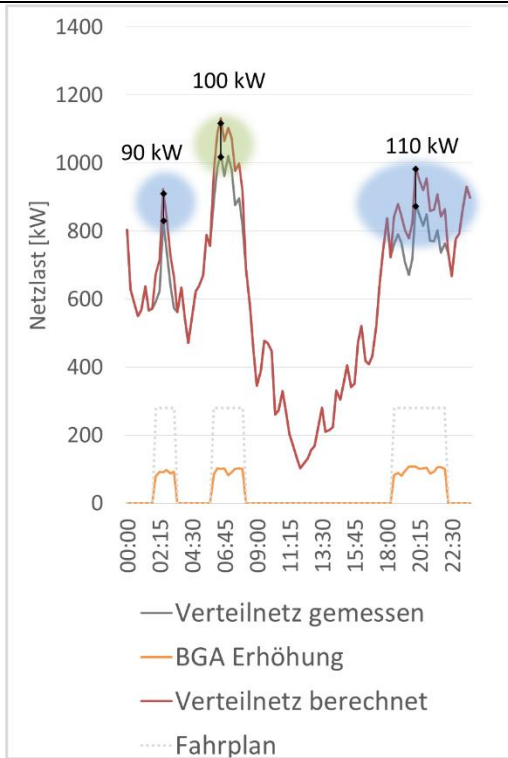


Abbildung 46: Lastspitzensenkung durch Steuereingriff

Die durch die Leistungserhöhung produzierte Energie hätte ohne den Steuereingriff von ausserhalb des Verteilnetzes bezogen werden müssen, was zu einer höheren Netzlast in diesen Zeiträumen geführt hätte.

Die Netzlast des Verteilnetzes ohne Steuereingriff konnte daher berechnet werden, indem zur gemessenen Netzlast die Leistungserhöhung der Biogasanlage hinzugezählt wurde.

Speziell relevant war in jeder Periode die Reduktion der Netzlast zum Zeitpunkt der maximalen Lastspitze. Diese betrug an dem gezeigten Beispieltag 100 kW, was eine Reduktion von ca. 10% ausmachte.

Die Feldstudie zur Lastspitzensenkung wurde im Zeitraum von Mitte September bis Mitte November 2018 durchgeführt. Die durch die Anlagensteuerung erreichte Reduktion der Netzlast zum Zeitpunkt der Spitzenlast wurde für jeden Tag bestimmt. Die Ergebnisse sind in Tabelle 4 dargestellt. Die jeweiligen effektiven Lastspitzen nach der Steuerung finden sich in Tabelle 3.

		Mo	Di	Mi	Do	Fr	Sa	So
Sep	38	1008	1079	974	858	938	829	800
	39	1252	986	1144	1048	1023	932	897
Okt	40	998	1018	983	1124	1205	817	761
	41	940	1013	1048	1028	1010	883	914
	42	936	1013	1247	999	926	930	1087
	43	1030	1129	1259	1076	1221	1068	1168
	44	1155	1237	1223	1170	1132	981	988
Nov	45	1130	1372	1187	1084	1134	1058	1143
	46	1200	1162	1243	1284	1320	1252	1186
	47	1523	1414	1576	1516	1528	1287	1296
	48	1523						

Tabelle 3: Tägliche Spitzenlast des Verteilnetzes in kW

		Mo	Di	Mi	Do	Fr	Sa	So
Sep	38	0	0	90	82	91	0	0
	39	0	98	96	92	82	0	0
Okt	40	74	93	83	83	87	0	0
	41	80	0	0	0	0	0	0
	42	102	104	0	93	66	0	0
	43	102	88	0	34	0	0	0
	44	50	100	94	97	0	0	0
Nov	45	77	0	95	97	56	0	0
	46	65	94	90	0	0	0	0
	47	0	0	0	0	0	0	0
	48	0	0	0	0	0	0	0

Tabelle 4: Tägliche Reduktion der Spitzenlast in kW

Das Resultat der Feldstudie wurde von allen Parteien sehr positiv aufgenommen. Zum einen konnte trotz des Einsatzes eines einzigen Aggregats die Spitzenlast im Verteilnetz an 70% der Tage im Messzeitraum signifikant reduziert werden (Wochentage KW 38 bis 46). An den Tagen, an welchen eine Reduktion erreicht wurde, konnte die Netzlast im Mittel um 85 kW gesenkt werden. Dies entspricht einer Senkung von ca. 5 - 8%. Durch eine Einbindung von mehreren Anlagen könnte die Belastbarkeit der Lösung und der Umfang der Reduktion noch weiter gesenkt werden.



Umsetzung und Ergebnisse Teilziel „Test dezentrale Steuerknoten“

Die Steuergeräte wurden wie in Kapitel 3.6 beschrieben bei vier Photovoltaikanlagen und einer Ladestation für Elektroautos installiert und in Betrieb genommen. Dabei wurde jeweils die übergeordnete Steuerung so konfiguriert, dass über die angesteuerten Relais eine stufenweise Drosselung der Wirkleistungseinspeisung bzw. des Ladestroms realisiert werden konnte. Durch die Anbindung der Steuergeräte an die Plattform von Fleco Power konnte die Verfügbarkeit der Geräte aufgezeichnet und ausgewertet werden. Die Uptime für die fünf Steuerknoten „Fleco Control“ ist in Abbildung 47 dargestellt. Dabei zeigt ein Wert von 1, dass das Gerät zu dieser Zeit in Betrieb war und Daten empfangen bzw. gesendet hat.

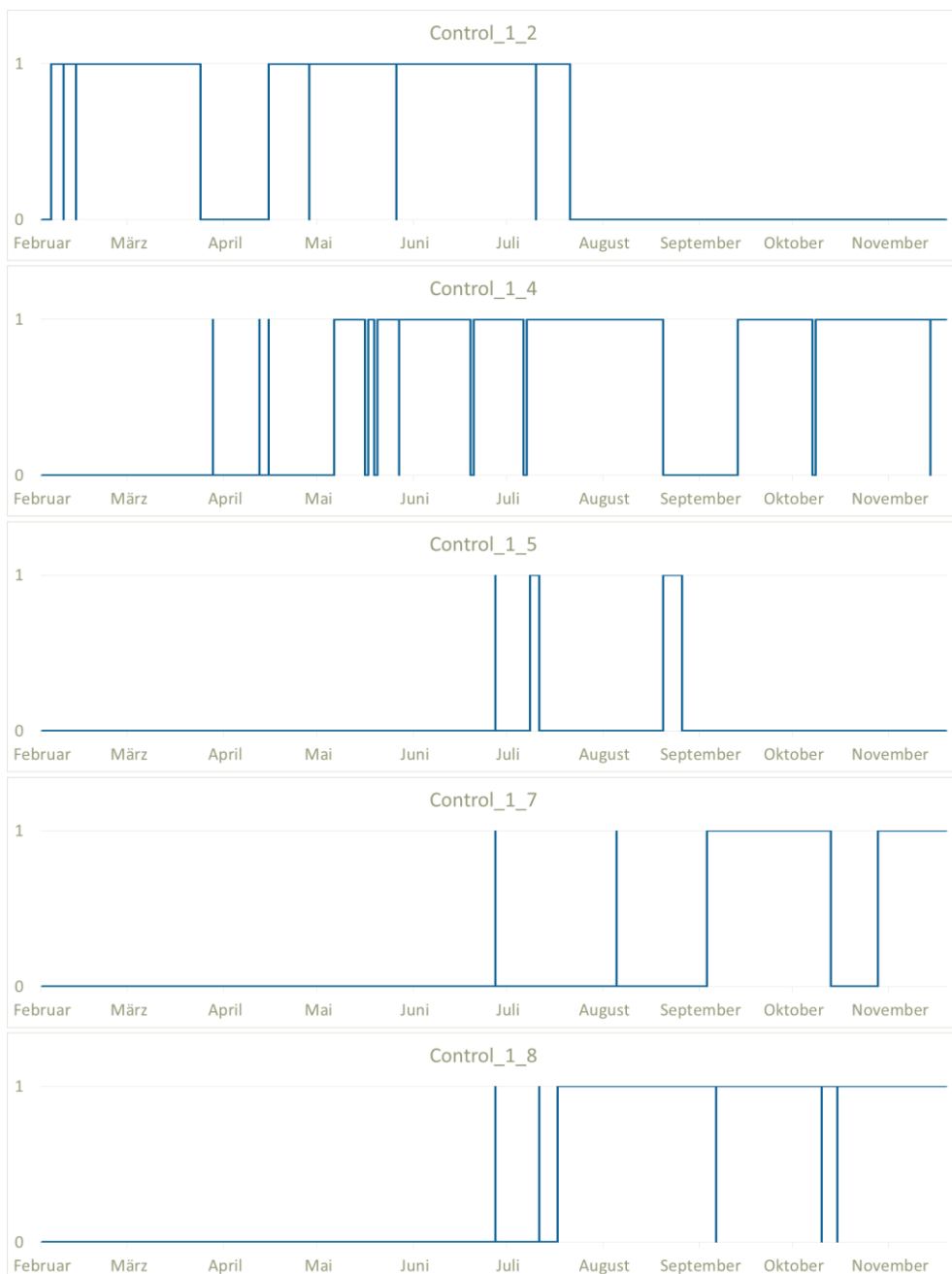


Abbildung 47: Uptime der Steuerknoten „Fleco Control“ in den Feldtests



Die Geräte wurden zu unterschiedlichen Zeiten installiert, einzelne kurzzeitige Online-Zeiten sind Artefakte aus den Vorab-Tests. Im Fall von Störungen konnten die Geräte in einzelnen Fällen unter Mithilfe der Anlagenbetreiber neu gestartet werden. In anderen Fällen wurde die Verbindung bei einem Ausfall nach einiger Zeit von selbst wieder hergestellt.

Es zeigt sich, dass von den fünf installierten Geräten vier über einen längeren Zeitraum erfolgreich betrieben werden konnten, wobei in fast allen Fällen einzelne, teilweise längere Betriebsunterbrüche erfolgten. Im Fall von Control_1_2 kam es nach mehrmonatigem Betrieb zu einem Unterbruch, welcher nicht mehr behoben wurde. Das Gerät Control_1_5 konnte nicht in einen erfolgreichen Betriebsmodus wechseln. Nach einem kurzen Betrieb ging es in einen permanenten Betriebsunterbruch über.

Insgesamt wurde die Zielsetzung einer Verfügbarkeitsklasse 3 (Verfügbarkeit von 99.9%) zwar deutlich verfehlt, ein Betrieb der Geräte konnte aber auch im Feld über mehrere Monate erfolgreich aufrechterhalten werden. Damit ist das Konzept einer Verwendung von kosteneffizienter Internet-of-Things Hardware für Steuerungsaufgaben im Feld grundsätzlich validiert. Gleichzeitig hat sich gezeigt, dass die vorliegende Lösung für einen breitflächigen Roll-out noch nicht stabil genug ist und einer weiteren Optimierung bedarf.

Im Verlauf des Feldtests wurden drei Hauptprobleme identifiziert, welche für die meisten Probleme im Betrieb der Steuerknoten verantwortlich sind:

a) Unzureichende Anpassungsmöglichkeiten bei der Firmware

Nicht alle Aspekte der Gerätesoftware können individuell angepasst werden. Dadurch verbleibt eine Abhängigkeit von Routinen und Mechanismen, welche teilweise nicht ins letzte Detail verifiziert werden können. Dies kann in Einzelfällen zu ungewolltem Kommunikationsverhalten oder sogar zu permanenten Kommunikationsunterbrüchen führen.

b) Probleme mit dem lokalen Netzwerk

Bei der Nutzung von lokalen Netzwerkverbindungen kam es in mehreren Fällen zu Problemen z.B. durch eine einfache Änderung eines WLAN Passwortes durch den Nutzer vor Ort. Diese Probleme können durch einen konsequenten Einsatz von Mobilfunk für die Anbindung der Gateways umgangen werden.

c) Einfrieren der Gerätesoftware

Vereinzelt kam es zum „Einfrieren“ der Software auf den Steuerknoten und den Gateways. Während die Gateways über eine Restart-Automatik verfügen, ist bei den Steuerknoten keine solche Absicherung implementiert. Dieses Problem könnte z.B. über ein zusätzliches Zeit-Relais gelöst werden, welches von den Geräten ein periodisches Signal („Heartbeat“) erhält. Wenn sich die Geräte aufhängen und das Signal ausbleibt, initiiert das Relais einen Neustart.



3.7.4.2. Feldtest Schloss Herdern

Hintergrund

Das Verteilnetz Schloss Herdern nimmt als Arealnetz für das Projekt eine spannende Position ein, da es durch die klaren räumlichen Dimensionen gut überblickbar ist und die lokale Stromproduktion gegenüber dem Verbrauch sehr hohe Werte annehmen kann. Im Verteilnetz sind drei Produktionsanlage installiert. Zum einen eine Biogasanlage mit zwei baugleichen 150 kW Aggregaten, zum anderen zwei Photovoltaikanlagen auf 4 Gebäuden mit zusammen 373 kWp. Ein Plan des Verteilnetzes ist in Abbildung 48 dargestellt.



Abbildung 48: Verteilnetz Schloss Herdern

Der Betrieb der Anlagen im Verteilnetz ist auf eine möglichst grosse Autarkie im Strom- und Wärmeverbrauch ausgelegt. Im Falle eines Blackouts ist die Biogasanlage in der Lage, eine Notversorgung des östlichen Teils des Arealnetzes Schloss Herdern zu gewährleisten. Dazu verfügt das System über eine unterbrechungsfreie Stromversorgung, welche die Steuerung der Biogasanlage auch bei Stromausfall aktiv hält und den Übergang in den Notstrom-Modus ermöglicht. Um die Stromversorgung im lokalen Netz wieder aufbauen zu können, sind Lasten im Umfang der Minimalproduktion der Biogasanlage nötig. Neben den Verbrauchern im Arealnetz können diese von der Anlage selber über Hilfsbetriebe wie z.B. Rührwerke gestellt werden.

Die Biogasanlage ist über das Virtuelle Kraftwerk der Fleco Power AG in das OptiFlex System eingebunden. Die Photovoltaikanlage wurde über einen Steuerknoten „Fleco Control“ steuerbar gemacht.

Zielsetzungen des Feldtests

In der Feldstudie im Verteilnetz Schloss Herdern wurden die folgenden Zielsetzungen verfolgt:

- a) Test der Leistungsfähigkeit und Stabilität der dezentralen Steuerknoten in der Steuerung der Photovoltaikanlage
- b) Test des Zusammenspiels der Technologien Photovoltaik und Biogas in der Steuerung
- c) Vertiefung der Aussage zu den Einflüssen der Anlagensteuerung auf das Verteilnetz über Simulationen



Umsetzung

Um die Leistungsfähigkeit der Steuerhardware und des Zusammenspiels der Produktionstechnologien zu testen wurden für beide Anlagen aufeinander abgestimmte Fahrpläne festgelegt.

Im Fall der Photovoltaikanlage gibt der Fahrplan die für jede Viertelstunde zulässige maximale Einspeisung an. Diese ist definiert als der Anteil der momentanen Produktion, welche von den Wechselrichtern ins Netz eingespeisen werden darf. Aufgrund der Parametrierung der Steuerung der Photovoltaikanlage stehen die Niveaus 100%, 60%, 30% und 0% zur Verfügung.

Die Biogasanlage verfügt über eine Sollwertsteuerung, bei der direkt das Produktionsniveau in Prozent der installierten Leistung vorgegeben werden kann. Aufgrund des minimalen Teillast-Niveaus der beiden Blockheizkraftwerke (BHKW) von 60% (90 kW) kann der Sollwert wie in Tabelle 5 dargestellt zwischen 100% - 60% sowie zwischen 50% - 30% stufenlos vorgegeben werden, darunter ist nur eine Vollabschaltung möglich.

Vorgabe Sollwert	Leistung BHKW 1 [kW]	Leistung BHKW 2 [kW]	Leistung total [kW]
100%	150	150	300
bis			
60%	90	90	180
50%	150	0	150
bis			
30%	90	0	90
0%	0	0	0

Tabelle 5: Mögliche Produktionsniveaus der Biogasanlage

Für den Test wurde der Dienstag, 19.11.2019 in der Zeit zwischen 13:00 und 17:00 gewählt. Aufgrund des Nachmittagstermins und des Winterhalbjahrs konnte die volle Abregelung der PV Anlage mehrfach über einen längeren Zeitraum vorgenommen werden, ohne dass die dadurch verlorene Energieproduktion zu gross wurde. Dies ist in den Gesprächen mit Anlagenbetreibern immer wieder als kritischer Punkt genannt worden. Im Fall der Biogasanlage ist die Abregelung unproblematisch, da aufgrund des Gasspeichers die Produktion zu einem späteren Zeitpunkt nachgeholt werden kann.

Der gewählte Fahrplan sieht eine Absenkung der Biogasproduktion in drei Stufen vor (100%, 50%, 0%), welche jeweils für eine Stunde gehalten werden. Auf jedem Produktionsniveau wird die Einspeisung der Photovoltaikanlage ebenfalls in vier Stufen reduziert (100%, 60%, 30%, 0%), welche jeweils für eine Viertelstunde gehalten werden. In diesem Zeitraster können die Smart-Meter Messungen des Verteilnetzes, welche in 15-Minuten Intervallen vorliegen, als Erfolgskontrolle für die Feldtests genutzt werden. Zwischen den drei Absenkungsläufen wurden die Fahrplanniveaus jeweils für 30 Minuten konstant gehalten, um der Biogasanlage Zeit zum Einschwingen zu geben. Der Fahrplan der beiden Anlagen ist in Abbildung 49 dargestellt.

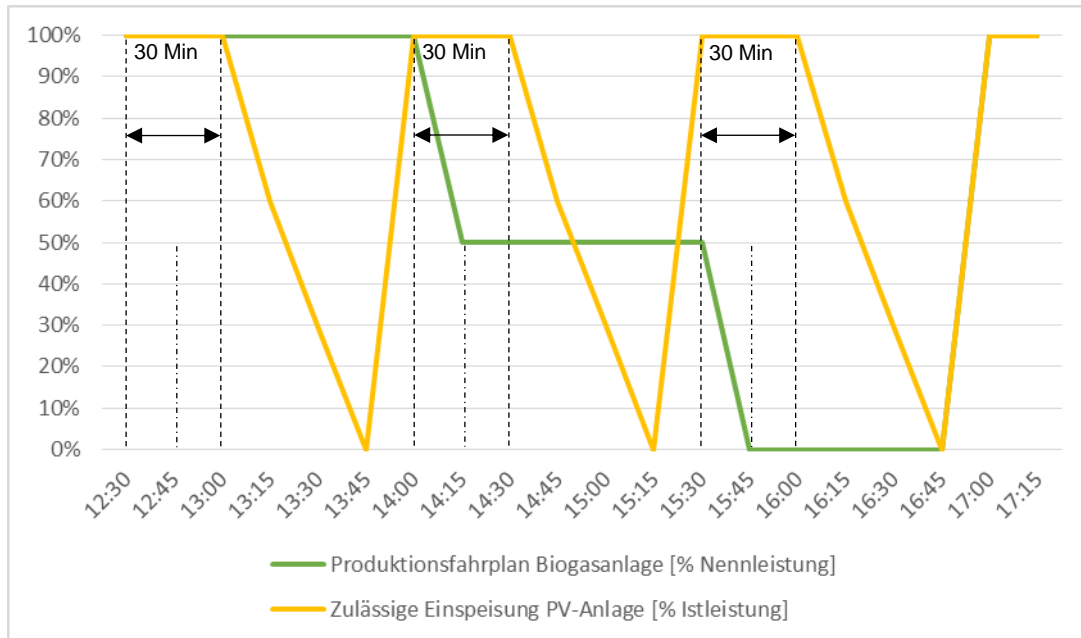


Abbildung 49: Fahrpläne für den Feldtest Schloss Herdern

Ergebnisse

Die Steuerung der Biogasanlage hat im Feldtest problemlos funktioniert, die vorgegebenen Produktionsniveaus wurden jeweils innerhalb von wenigen Minuten erreicht und konstant gehalten. In Abbildung 50 ist die Nettoeinspeisung der beiden BHKWs dargestellt, wie sie vom Messdienstleister anhand des Lastgangzählers gemessen wurde. Die Differenz zur Bruttoproduktion der Aggregate ist im Verbrauch der Biogasanlage begründet, wie beispielsweise den Rührwerken und Pumpen.

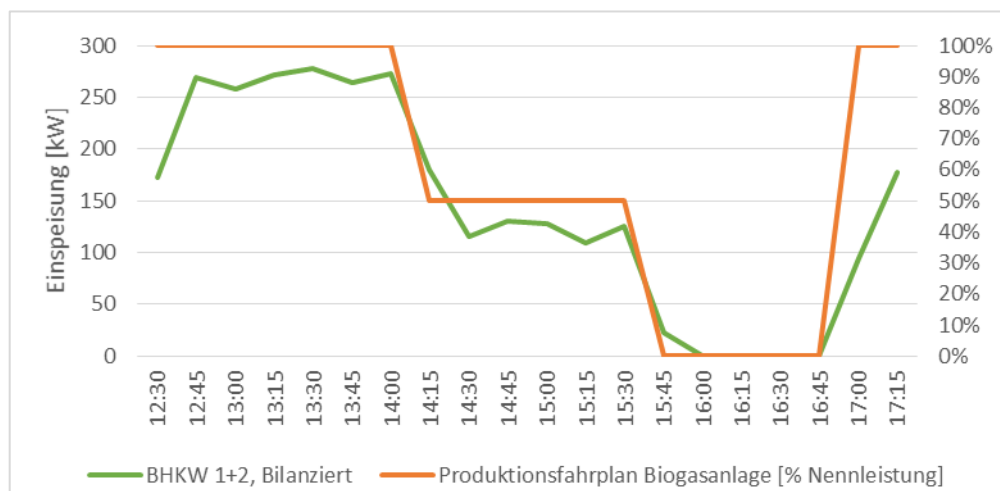


Abbildung 50: Resultate Feldtest Biogasanlage



Die Messwerte belegen, dass der vorgegebene Fahrplan von der Biogasanlage sehr genau eingehalten werden konnte.

Die Steuerung der Photovoltaikanlage über die Prozesskette Fahrplan – Datendrehscheibe – Steuerknoten konnte im Feldversuch ebenfalls erfolgreich demonstriert werden. Die Steuerhardware war während des gesamten Feldversuchs kontinuierlich online und die Umwandlung der Fahrpläne in Steuersignale sowie die Kommunikation mit der Anlagensteuerung funktionierten problemlos. Dies obwohl der lokale Mobilfunkempfang vor Ort schwach und durch häufige Aussetzer geprägt ist. Dies zeigt die Vorteile des gewählten Ansatzes einer fahrplanbasierten Steuerung, welche ohne Echtzeitkommunikation auskommt und so Verbindungsunterbrüche tolerieren kann.

Im Vergleich zur Biogasanlage ist die Validierung der Tests über die Messergebnisse weniger klar, da die von der Steuerung vorgegebenen Produktionseinschränkungen sich mit wetterbedingten Produktionsschwankungen überlagern. Trotz dieser Schwierigkeit zeigen die in Abbildung 51 gezeigten Messergebnisse den Einfluss der Steuerung auf die Einspeisung der Produktionsanlage deutlich.

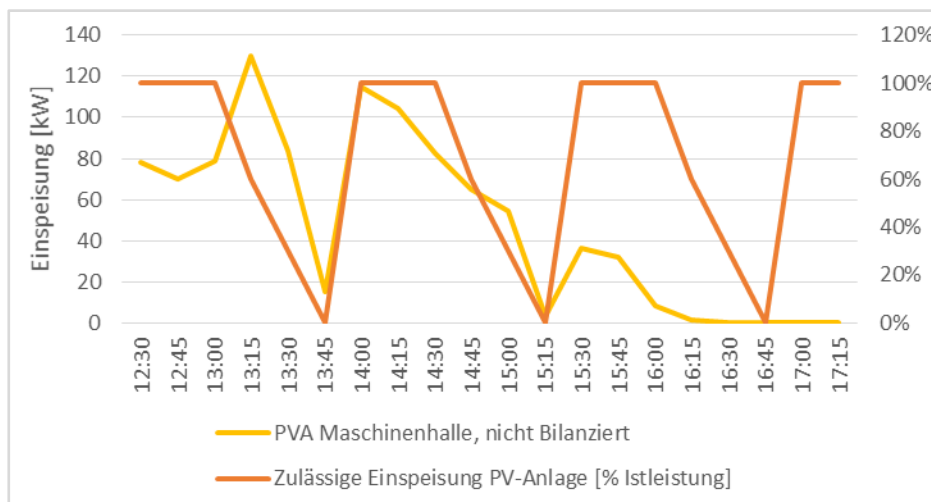


Abbildung 51: Resultate Feldtest Photovoltaikanlage

Aus den Messwerten lässt sich das Profil zurückrechnen, welches die Anlage ohne Steuereingriffe eingespiessen hätte. Dabei wurde für die Zeiträume mit kompletter Abregelung der Wert der vorherigen Viertelstunde konstant gehalten. In diesen Abschnitten gemessene Produktion ist auf Verschiebungen zwischen den Steuer- und Messzeitfenster bzw. auf Übergangseffekte zurückzuführen ist. Das Resultat ist in Abbildung 52 gezeigt.

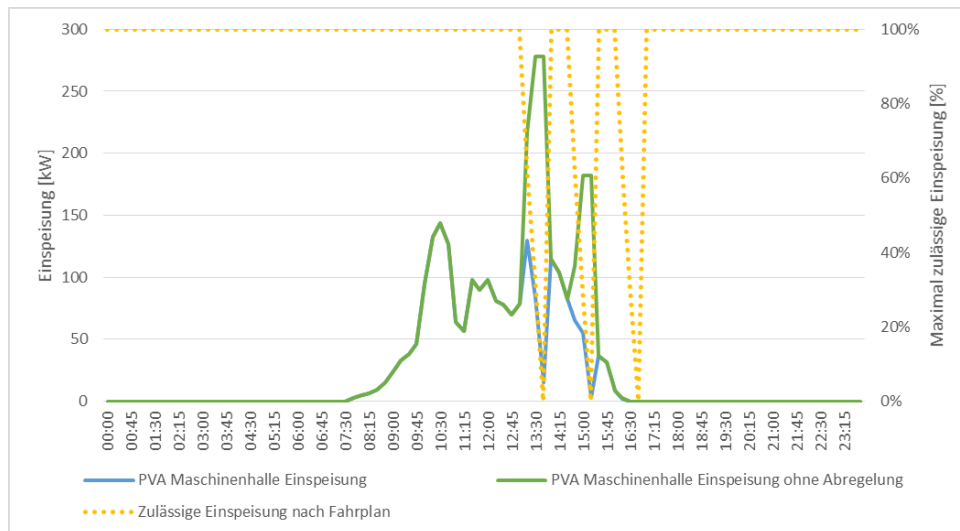


Abbildung 52: Berechnetes Profil der Einspeisung ohne Abregelung

Vergleich mit Simulationsergebnissen

Das Arealnetz Schloss Herdern wurde von Adaptricity als Simulationsmodell aufgebaut. Das Netzmodell, welches die Grundlage der Simulation bildet, ist in Abbildung 53 als schematische Ansicht dargestellt.

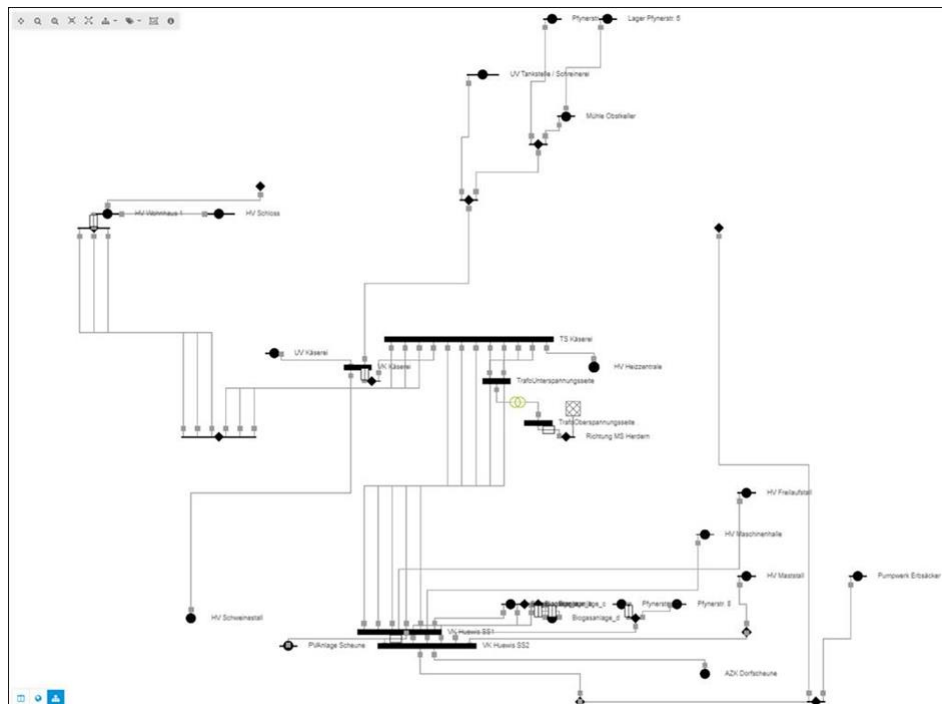


Abbildung 53: Netzmodell Arealnetz Schloss Herdern



Grundlage der Simulation bilden die Messwerte der Lasten und der Stromerzeugung im Arealnetz. Diese werden über die installierten Smart-Meter gemessen und stehen über die Datendrehscheibe für die Simulation zur Verfügung. Da die Messdaten im Arealnetz stark aggregiert vorliegen und keine Spannungsmessung erfolgt, wurden für die Simulation einige Vereinfachungen vorgenommen:

- Slackbus wurde auf permanent 1 p.u. gesetzt
- Nachbau des Netzmodells auf Basis von vorliegenden Netzplänen
- Die Last ist aggregiert an der Trafostation (Busbar TS Käserei) angesetzt, es gibt keine Lastverteilung im Netz

Die Messreihen der Lasten und Produktion für den Tag des Feldversuchs sind in Abbildung 54 ersichtlich. Dabei ist jeweils ein Bezug von der höheren Netzebene positiv dargestellt, eine Rückspeisung negativ. Hervorzuheben ist die Tatsache, dass die Biogasanlage in den Morgenstunden des 19.11.2019 unabhängig von der späteren Steuerung im Feldversuch einige Stillstandsstunden hatte.

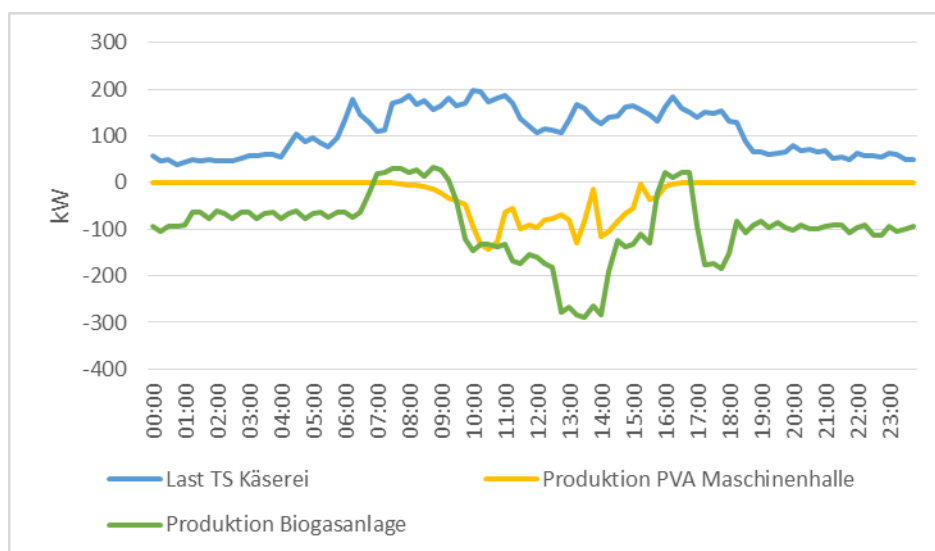


Abbildung 54: Gemessene Last und Produktion am Tag des Feldversuchs

Die Residuallast, welche als Summe von Last und Produktion von der höheren Netzebene bezogen bzw. zurückgespeist wird, ist in Abbildung 55 dargestellt. Klar ersichtlich ist der grosse Einfluss der Produktion der Biogasanlage, da diese im Vergleich zum Verbrauch im Arealnetz eine hohe Nennleistung besitzt. Sobald die Anlage abgestellt wird, geht die Residuallast sofort in den positiven Bereich über.

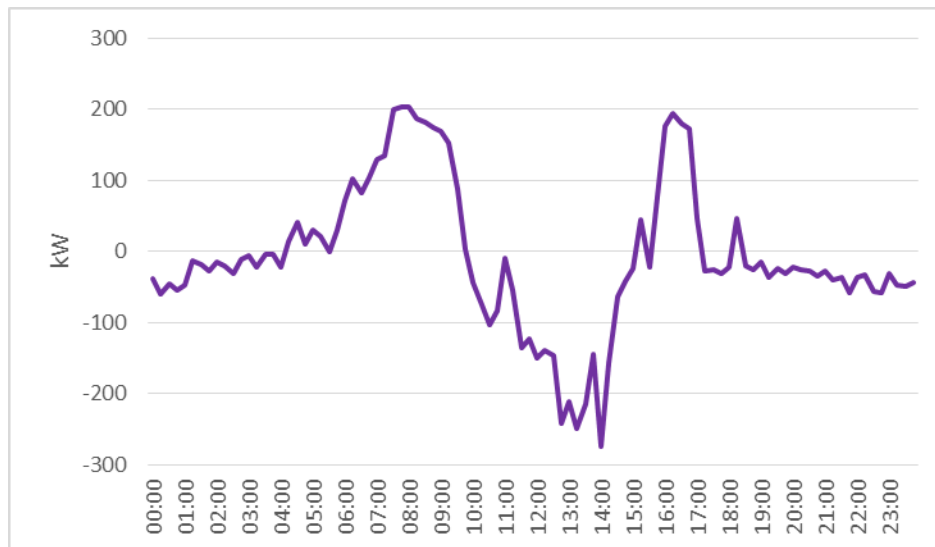


Abbildung 55: Residuallast des Arealnetzes am Versuchstag

Als Resultat der Simulationen ergeben sich zum einen die Spannungsniveaus an den verschiedenen Knoten im Netzgebiet, von welchen die wohl 4 kritischsten³ in Abbildung 56 exemplarisch gezeigt werden. Das Spannungsniveau hängt dabei direkt an Residuallast, die beiden Zeitfenster mit Bezug sind deutlich sichtbar. Insgesamt liegen die Spannungsabweichungen mit maximal 4% deutlich unter den geforderten Grenzwerten, was auf den guten Ausbaustandard des Verteilnetzes und der Übergabe zur höheren Netzebene hinweist. Dies obwohl die simulierten Spannungen aufgrund der fehlenden Lastverteilung im Netz eher als zu hoch einzustufen sind.



Abbildung 56: Spannungsniveaus an den relevanten Knoten

³ Ungeachtet der genauen Lastverteilung im Netz, deren Information in der Simulation fehlte. In der Realität (mit Lastverteilung) können Unterspannungen extremer ausfallen.



Neben der Spannungsqualität erlaubt die Simulation Aussagen zur Belastung der Leitungen im Arealnetz. Die Resultate der Berechnungen sind in Abbildung 57 gezeigt. Wie bei der Spannung ist bei den Ergebnissen aufgrund der Vereinfachungen beim Netzmodell und der Lastverteilung mit Abweichungen zur Realität zu rechnen. Da eine verteilte Last in Zeiten von Produktionsüberschuss die Leitungen entlastet, sind diese Ergebnisse in den meisten Fällen als eher konservativ anzusehen.

Es zeigt sich, dass selbst in Zeiten der maximalen Produktion über Mittag die Leitungsbelastung im moderaten Bereich liegt.

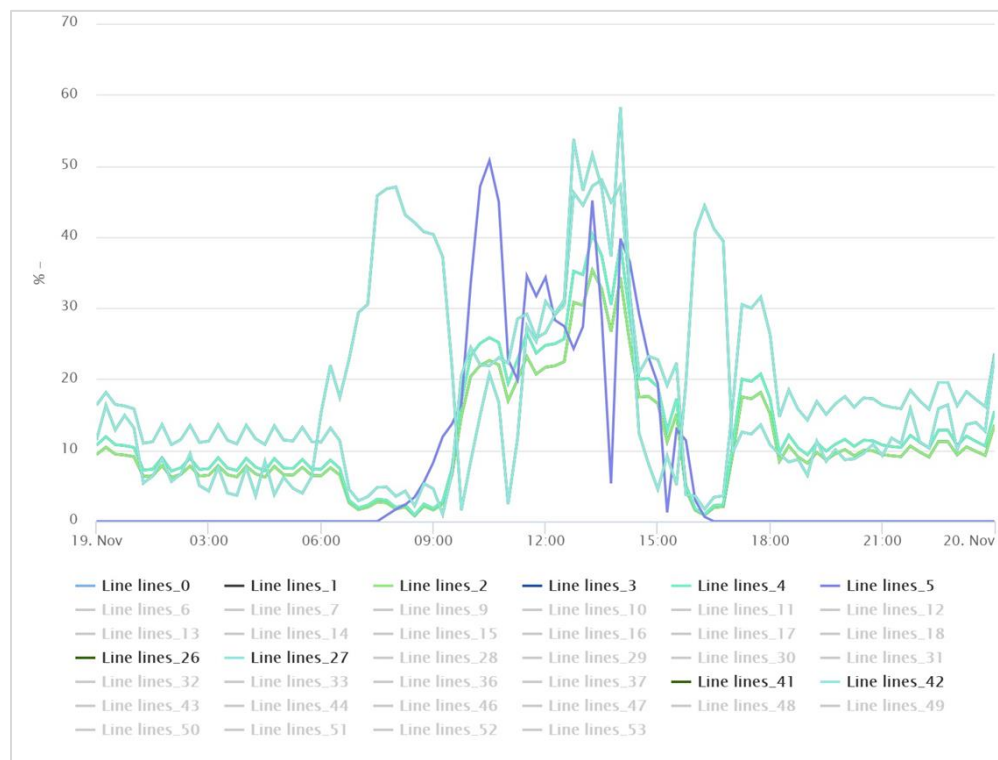


Abbildung 57: Leitungsbelastungen



3.7.4.3. Anwendungsfall Ladung von Elektromobilität

Hintergrund

In vielen der Gespräche, welche im Rahmen des Projekts mit Netzbetreibern und Energieversorgern geführt wurden, hat sich gezeigt, dass die Elektromobilität von den verschiedenen dezentralen Technologien auf das meiste Interesse stösst. Als Grund wurde vor allem genannt, dass bei der Elektromobilität realistische Szenarien bestehen, bei denen eine grosse Zahl von Nutzern sehr plötzlich auf die neue Technologie umsteigt und innerhalb von kurzer Zeit Ladeinfrastruktur zugebaut werden muss. Dies hätte grossen Einfluss vor allem auf städtische Verteilnetze, da durch die hohe Leistungsdichte Netzüberlastungen und Probleme mit der Spannungsqualität zu erwarten wären.

Aufgrund des grossen Speichers und der langen Zeit, welche meist für das Aufladen zur Verfügung steht (Anstecken am Abend, Batterie muss erst am Morgen voll sein), sind Elektroautos prädestiniert, um diese Probleme über eine flexible Nutzung der Anlagen zu lösen. Es scheint essenziell, dass die Ladezeitpunkte vom momentanen Zustand des Verteilnetzes beeinflusst werden, und nicht allein anhand eines zufälligen Einsteckzeitpunkts gewählt sind. Ladestationen haben Schnittstellen für ein solches Lademanagement, diese werden heute aber meist nicht zentral gesteuert. Eine Ansteuerung über z.B. das Leitsystem des Netzbetreibers ist die Voraussetzung, um die Flexibilität von Elektroautos für kurzfristige Massnahmen zur Netzstabilisierung (netzdienliche Steuerung) nutzbar zu machen.

Ein Test der entwickelten Plattform und Konzepte mit Elektromobilität war aus diesen Gründen für das Projekt wichtig. Eine solche Möglichkeit ergab sich aufgrund der Teilnahme von Fleco Power am Start-up Programm Kickstart Accelerator, welches Jungfirmen mit etablierten Partnern vernetzt. Durch das Programm kam der Kontakt mit dem Energieversorger ewz zustande. ewz verfügt am Standort Pfingstweidstrasse in Zürich über Testinfrastruktur für die Elektromobilität, welche für einen Feldtest des Systems ideal geeignet war. Gleichzeitig bestand von Seiten ewz ebenfalls das Interesse, die Technologie-Plattform im Praxistest zu erleben.

Zielsetzung

Ziel des Feldtests war es, die im Projekt OptiFlex entwickelte Plattform zu nutzen, um eine netzdienliche Steuerung von Ladestationen direkt aus dem Leitsystem von ewz aus zu ermöglichen. Entscheidend war dabei die Nutzung der vorhandenen Infrastruktur (Ladestation, Steuerung) ohne teure lokale Anpassungen, was der Situation im Feld entspricht. Eine besondere Schwierigkeit lag in der Position der Ladeinfrastruktur innerhalb einer Tiefgarage.

Umsetzung

Im Rahmen des Feldtests wurde die gesamte OptiFlex Plattform eingesetzt.

Die Steuerung erfolgte auf Basis von Fahrplänen, welche vom Leitsystem von ewz per SFTP an die Datendrehscheibe von Fleco Power übertragen wurde. Die Fahrpläne wurden anfangs so gewählt, dass die Ladeleistung in Zeiten hoher Netznutzung begrenzt wurde, beispielsweise in den frühen Abendstunden. Im späteren Verlauf des Feldtests wurden Abregelungszeitpunkte während der Arbeitszeiten gewählt, um vor Ort eine Kontrolle der Schaltzustände und der Reaktion der Elektroautos zu ermöglichen. Im langfristigen Betrieb des Systems sollten Fahrpläne automatisch vom Leitsystem auf Basis von Prognosen der Netzbelastung erstellt werden. Diese kann analog zum OptiFlex-System day-ahead erfolgen, oder rollierend mit einer Vorlaufzeit von ca. 30 Minuten.



Auf Basis der von ewz übertragenen Fahrpläne wurden von der Datendrehscheibe Steuerfahrpläne für das Steuergerät erstellt und über das Gateway per LoRa Funkverbindung an das Steuergerät übertragen. Auf Basis der Steuerfahrpläne wurde ein Relais des Steuergeräts geschaltet, welches fest mit der übergeordneten Steuerung der Ladestation verdrahtet war. Wie in Kapitel 3.6 beschrieben, wurde durch diesen Input zwischen den Hoch- und Niedertarif Funktionen der Steuerung hin- und hergeschaltet. Die Funktion ist grundsätzlich dafür gedacht, ein Laden in günstigeren Niedertarifzeiten durch ein Zeitsignal zu aktivieren. Für jeden Zustand kann der Ladestrom einzeln eingestellt werden. So konnten in zwei separaten Versuchen eine langsame Ladung (zugelassener Ladestrom auf Minimum) und ein Ladungsstopp (zugelassener Ladestrom unter Mindestanforderung für Ladung des Autos) umgesetzt werden. Indem das Lademanagement über diese vorhandene Funktion der übergeordneten Steuerung gelöst wurde, konnte die Umsetzung ohne teure Anpassungen an der Steuerung erfolgen. Dies entspricht der Philosophie der OptiFlex-Lösung, Flexibilitätssteuerung kosteneffizient unter Einsatz der vorhandenen Betriebsmittel zu ermöglichen.

Die Erfolgskontrolle erfolgte, indem mit dem Lesekopfs des Fleco Node laufend die Verbrauchswerte des Smart-Meters ausgelesen wurden. Die Systemkonfiguration für den Feldtest ist in Abbildung 58 dargestellt.

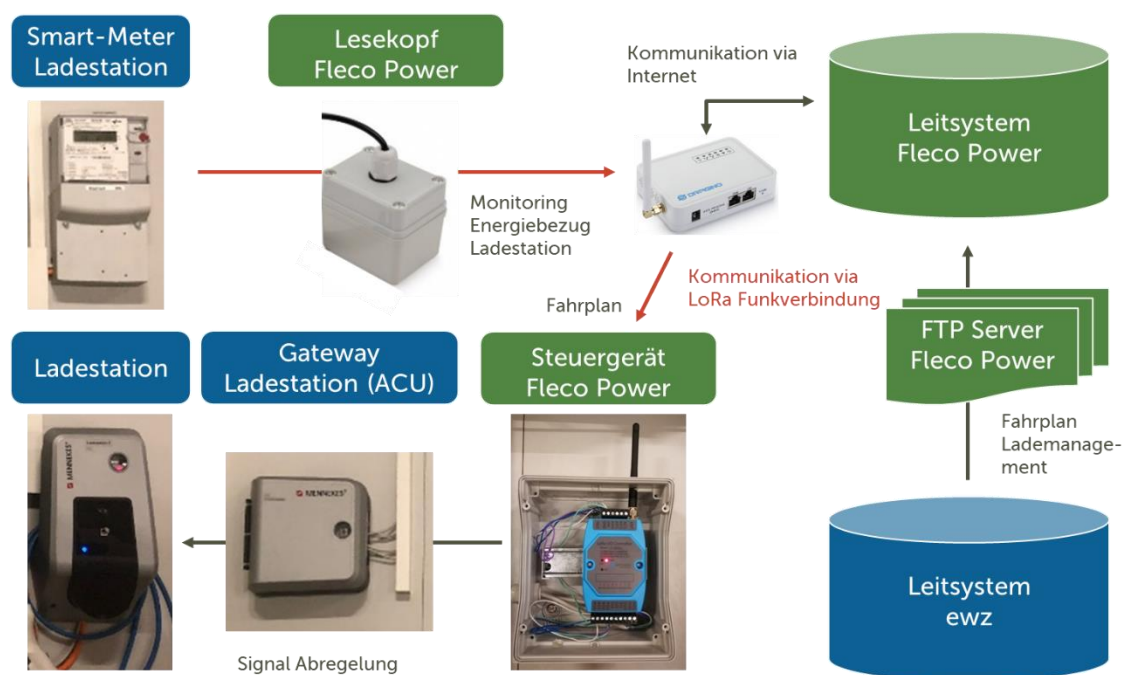


Abbildung 58: System für das Lademanagement von Elektromobilität

Die Tests wurden mit einem VW e-up, einem Renault Zoe und einem Opel Ampera durchgeführt.



Ergebnisse

Exemplarisch für die Resultate der Feldstudie sind in Abbildung 59 die Ergebnisse einer Ladungsbegrenzung und eines Ladestopps für einen Renault Zoe dargestellt. Im oberen Schaubild findet sich jeweils der Fahrplan, welcher an die Ladestation übergeben wurde. Ein 0 V Signal bedeutet eine Ladung im Hochtarifmodus, was einer völligen Freigabe der Ladung entspricht. Das 12 V Signal stellt auf den Niedertarifmodus um, was je nach eingestelltem zugelassenem Ladestrom eine Verlangsamung oder einen Stopp der Ladung bedeutet.

Im unteren Schaubild ist der Zählerstand am Smart-Meter der Ladestation dargestellt. Dieser wird jeweils alle 15 Minuten auf ganze kWh aktualisiert. Die Ladegeschwindigkeit des Autos kann anhand dieses Zählerstands abgeschätzt werden.



Abbildung 59: Resultate der Ladesteuerung

Die Ergebnisse des Feldtests waren positiv und haben gezeigt, dass über die OptiFlex Plattform die netzdienliche Steuerung von Ladeinfrastruktur für Elektroautos direkt aus dem Leitsystem eines Energieversorgers einfach möglich ist.



3.7.4.4. Batteriespeicher – Kooperation Empa NEST

Hintergrund

Neben der Elektromobilität sind netzgekoppelte Batteriespeicher ein weiteres Thema, welches Verteilnetzbetreiber in Gesprächen wiederholt als wichtigen Entwicklungsbereich genannt haben. Grund dafür ist die hohe Flexibilität und Geschwindigkeit, welche eine solche Installation bereitstellen kann und die hohe Zahl von parallelen Anwendungsfällen, die vorstellbar sind. Eingesetzt werden solche Speicher heute schon für die Reduktion von Lastspitzen und zur Erbringung von Regelernergie. Eine Einbindung von Batteriespeichern in das System für eine dezentrale Flexibilitätssteuerung war deshalb erklärtes Ziel des Projekts.

Die grössten Herausforderungen für die Technologie sind nach wie vor wirtschaftlicher Natur, da die Kosten der Speicher einen wirtschaftlichen Betrieb heute nur unter optimalen Bedingungen erlauben. Die meisten Projekte in der Schweiz haben daher noch Pilotcharakter, der Zeitpunkt einer grossflächigen Einführung ist noch schwer abzuschätzen.

Für das Projekt OptiFlex ergab sich wie im Fall der Elektromobilität über das Kickstart Accelerator Programm ein Kontakt zum einem Kooperationspartner, welcher eine geeignete Anlage für einen Feldtest bereitstellen konnte. Es war dies das NEST Versuchsgebäude der Empa, welches über einen sehr modernen und für Tests optimal geeigneten Batteriespeicher verfügt. Es handelt sich um eine Lithium-Ionen-Batterie mit einer Speicherkapazität von 96kWh und einem Wechselrichter mit 280kVA Nennleistung. Das System wird für Versuche mit einem Ladezustand (State of Charge, SoC) zwischen 10 - 90% betrieben.

Im Rahmen einer weiteren Anwendungsstudie konnte dieser Batteriespeicher über mehrere Wochen hinweg über das OptiFlex System angesteuert werden. Da die Batterie der Empa über eine flexible digitale Schnittstelle verfügt, war es möglich, die Anbindung direkt IT-basiert abzuwickeln und auf den Einsatz von Steuerhardware zu verzichten.

Zielsetzungen

Das Hauptziel des Feldtests war es zu belegen, dass über die OptiFlex Plattform eine fahrplanbasierte Steuerung von Batteriespeichern robust erfolgen kann. Kernpunkte, welche zur Zielerreichung gegeben sein müssen, sind:

- Fehlerfreier Ablauf der Prozesskette (Fahrplan - OptiFlex Plattform - Web-Schnittstelle Batterie - Steuerung Batterie)
- Hohe Fahrplantreue der Batteriesteuerung und Kontrolle von äusseren Einflüssen
- Ausreichende Genauigkeit der Vorhersagen zum State of Charge bei der Fahrplanerstellung, um zu verhindern, dass der Batteriespeicher beim Erreichen von Ladungsgrenzwerten in einen Notfallmodus wechselt und die Fahrplansteuerung stoppt

Als zweites Ziel neben dem Test der grundlegenden Funktionalität wurde versucht, durch den Einsatz der Batterie die täglichen Lastspitzen des NEST Gebäudes zu senken. Dieses Teilziel wurde bei der Erstellung der Fahrpläne als Zielsetzung verwendet.



Umsetzung

Die digitale Anbindung der Batterie an die OptiFlex Plattform erfolgte gestützt auf einen dateibasierten Austausch. Dabei wurden die generierten Fahrpläne als csv Dateien via FTP übertragen und von der Steuerung der Batterie als Fahrpläne eingelesen.

Um das Teilziel der Lastspitzensenkung zu erreichen, wurden die Fahrpläne auf Basis einer Zeitreihenanalyse des Stromverbrauchsprofils der vergangenen Jahre mehrere Empa Gebäude erstellt. Aus dieser Analyse ergab sich ein monats- und wochentagsabhängiges Verbrauchsprofil, welches für eine einfache Prognose in die Zukunft fortgeschrieben wurde. Über ein heuristisches Verfahren wurde anschliessend die zur Verfügung stehende Batteriekapazität so eingesetzt, dass die zu erwartende tägliche Lastspitze minimiert werden konnte. Da in diesem Ansatz die unregelmässigen Einflüsse im Stromverbrauch ausgeblendet werden (das „Residualprofil“ in der Zeitreihenanalyse), sind Abweichung zum tatsächlichen Verbrauch zu erwarten.

Eine weitere Randbedingung bei der Fahrplanerstellung ist ein laufende Prognose des State of Charge, da die Batterie nie ausserhalb des Arbeitsbereichs von 10 – 90% betrieben werden soll. Falls dies trotzdem passiert, wechselt die Batteriesteuerung in einen Notfallmodus, in dem die Fahrplananweisungen ignoriert werden. Der Normalzustand wird nach einiger Zeit wieder hergestellt, wenn sich die Batterie wieder im Arbeitsbereich befindet. Zur Bestimmung des State of Charge dienen vorrangig die über die Fahrplananweisungen bezogenen und eingespeisten Energiemengen. Gleichzeitig müssen aber auch die Wirkungsgrade des Systems und die Standby-Verluste berücksichtigt werden, um eine genaue Berechnung zu erlauben. Der Ablauf der Fahrplanerstellung ist für eine Beispielwoche in Abbildung 60 bis Abbildung 62 dargestellt.

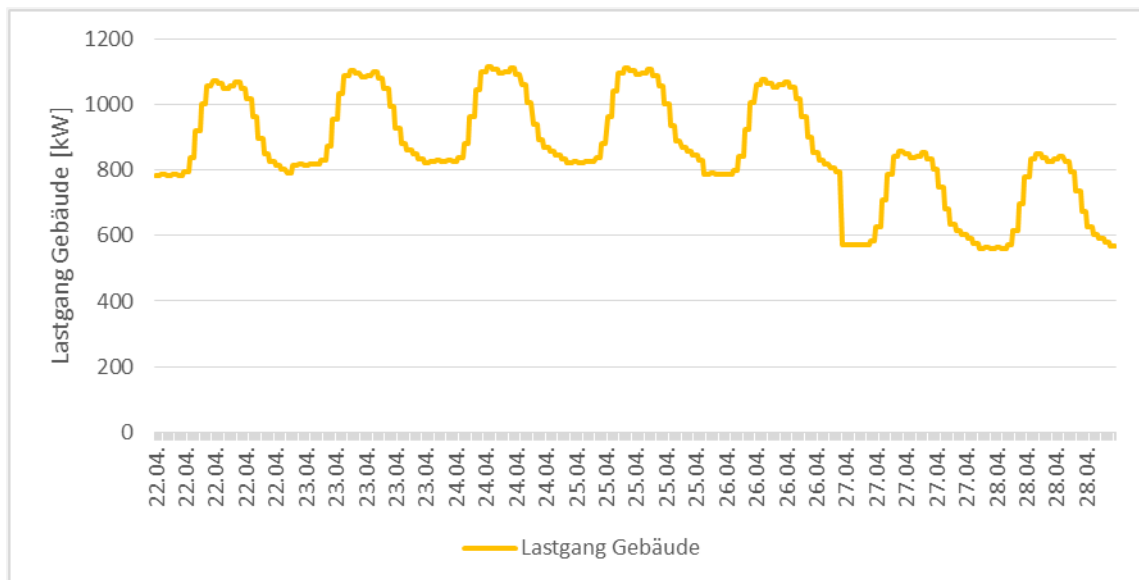


Abbildung 60: Prognose des Gebäudelastgangs über eine Woche

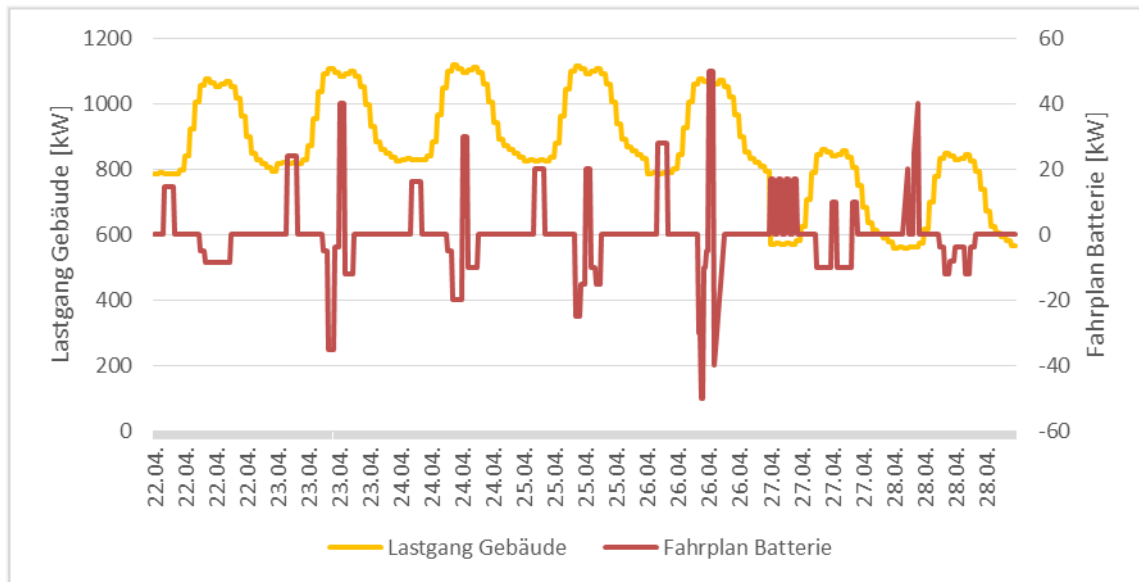


Abbildung 61: Aus der Prognose abgeleiteter Fahrplan für den Batteriespeicher (negativ bedeutet Einspeisung ins Netz)

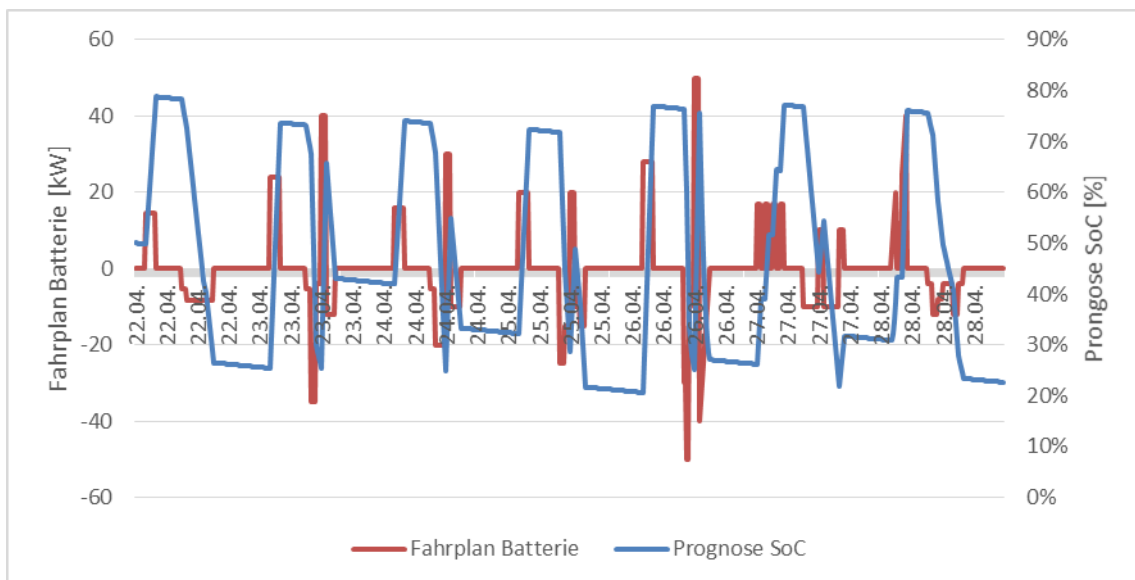


Abbildung 62: Aus dem Fahrplan berechneter State of Charge (SoC) des Batteriespeichers

Im weiteren Verlauf des Feldtests wurden die Möglichkeiten der Batteriesteuerung ausgereizt und auch Fahrpläne übertragen, welche sich vom Ziel der Lastspitzensenkung entfernten um die volle Bandbreite der Steuerungsmöglichkeiten des Batteriespeichers zu testen.



Ergebnisse

Das Hauptziel des Feldtests, die Überprüfung der Praxistauglichkeit einer digitalen Anbindung eines Batteriespeichers an die OptiFlex Plattform, wurde erreicht. Die Prozesskette lief fehlerfrei und die Batteriesteuerung folgte den Vorgaben. Die grösste Herausforderung lag darin, dass die Batterie relativ häufig in den „Notfallmodus“ wechselte, in welchem die Fahrplansteuerung ausgesetzt wurde. Dies war zum Beispiel der Fall, wenn die Prognose des State of Charge aufgrund der Berechnungsgenauigkeit oder lokaler Steuereingriffe vom tatsächlichen Ladezustand abwich und die Batterie damit ausserhalb des Normalbands von 10 – 90% State of Charge zu liegen kam. Der „Notfallmodus“ wurde aber auch durch andere äussere Einflüsse und manuelle Eingriffe ausgelöst, welche nicht im Einflussbereich des Feldversuchs lagen.

Die Resultate der Fahrplansteuerung für die im vorhergehenden Absatz beschriebene Woche sind in Abbildung 63 und Abbildung 64 dargestellt.

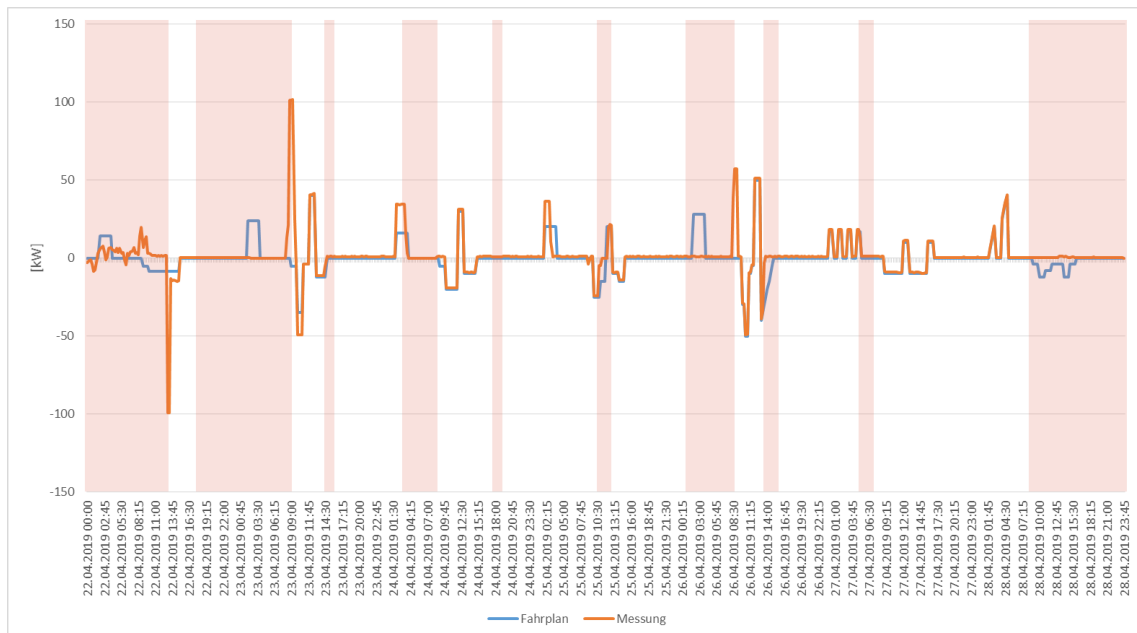


Abbildung 63: Resultat der Fahrplansteuerung (Zeiten im „Notfallmodus“ rot gekennzeichnet)

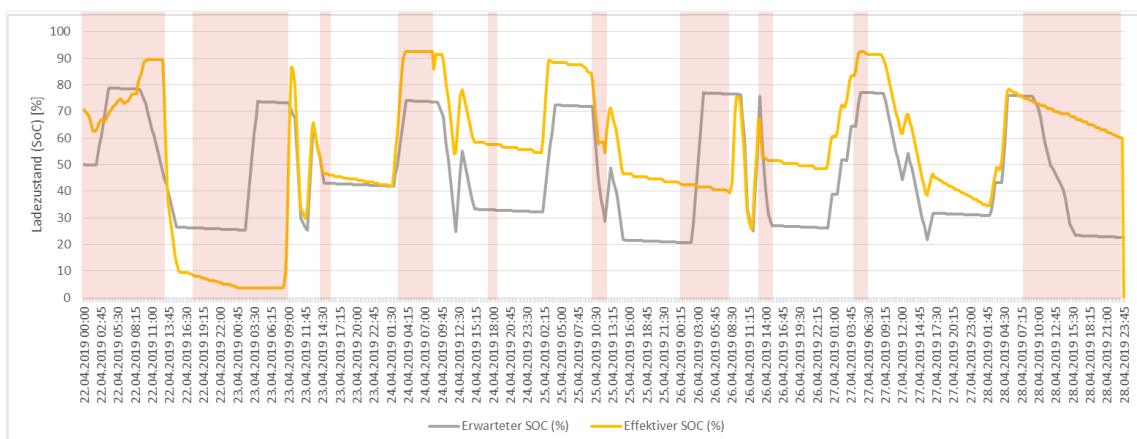


Abbildung 64: Vergleich Prognose und Realität State of Charge (SoC), (Zeiten im „Notfallmodus“ rot gekennzeichnet)



Klar ersichtlich ist der Einfluss des „Notfallmodus“, aber auch die hohe Fahrplantreue der Batterie in Zeiten, in denen die Fahrplansteuerung aktiv war. Derselbe Effekt ist bei der Prognose des State of Charge zu beobachten. Aufgrund der regelmässigen unkontrollierten Zeiträume kam es insgesamt zu Abweichungen, in den gesteuerten Zeiten konnte die Entwicklung des Ladezustands aber mit hoher Genauigkeit prognostiziert werden.

Der Einfluss auf die Lastspitze der Empa Gebäude ist relativ limitiert, wie in Abbildung 65 ersichtlich. Für die Darstellung wurde der vom Messdienstleister bereitgestellte Lastgang der Gebäude (mit Batteriesteuerung) verwendet und über den separat gemessenen Batterielastgang der Lastgang der Gebäude ohne Batteriesteuerung berechnet. Einzelne Lastspitzen konnten erfolgreich gesenkt werden (wie beispielsweise am 23.04.). An vielen Tagen wurden diese jedoch durch andere, teilweise höhere Lastspitzen übertroffen, bei welchen die Batterie keine Reduktion erreichen konnte.

Dies liegt zum einen an der relativ rudimentären Prognose, welche als Grundlage des Fahrplans verwendet wurde und welche unregelmässige Einflüsse auf den Stromverbrauch ausblendete. Zum anderen an der im Vergleich zum Stromverbrauch der Gebäude mit 96 kWh relativ knapp bemessenen Speicherkapazität der Batterie.

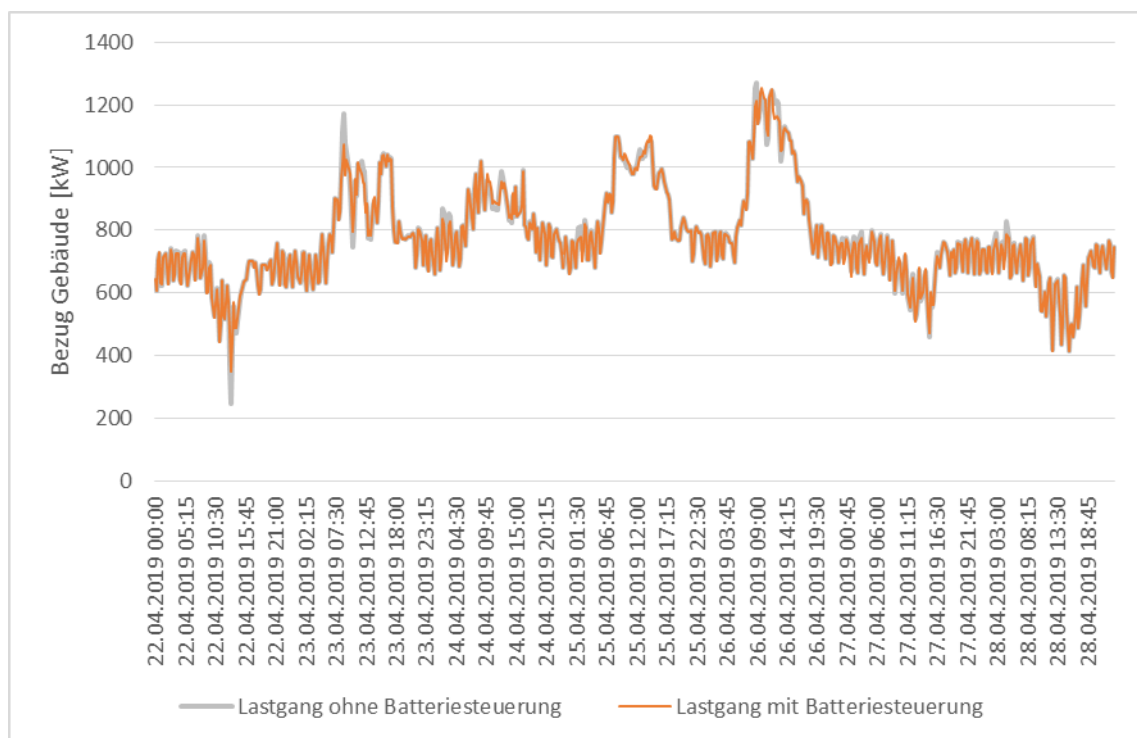


Abbildung 65: Vergleich Lastgang Gebäude mit und ohne Batteriesteuerung

Um über die Batteriesteuerung einen signifikanten Einfluss auf die Lastspitze zu erzielen, müssten daher sowohl ein komplexeres Prognosemodell (z.B. auf Basis neuronaler Netze) wie auch eine grössere Batterie zum Einsatz kommen.



3.8 Arbeitspaket 9 – Tarifmodelle und Verträge

3.8.1 Hintergrund und Zielsetzungen des Arbeitspakets

Ziel des Projekts war es, eine langfristig tragfähige Zusammenarbeit zwischen dem Verteilnetzbetreiber als Nutzer und dem Anlagenbetreiber als Lieferanten der Flexibilität im Verteilnetz zu ermöglichen. Dafür muss zum einen ein quantifizierbarer Business Case für den Flexibilitätseinsatz gegeben sein, zum anderen müssen die Risiken und Erträge so zwischen den Parteien verteilt werden, dass dies von allen Beteiligten als fair empfunden wird.

Ziel des Arbeitspaketes 9 war es, sowohl für die Quantifizierung als auch für die Verteilung des Mehrwerts Modelle auszuarbeiten, diese mit den involvierten Parteien abzustimmen und in der Form von konkreten Verträgen auszudefinieren.

3.8.2 Relevante Regulatorien

Die entscheidenden rechtlichen Grundlagen für die kooperative Nutzung von Flexibilität im Verteilnetz sind im Stromversorgungsgesetz (StromVG) und in der Stromversorgungsverordnung (StromVV) definiert. Sie enthalten Bestimmungen zu den folgenden Kernfragen:

- (1) Wem gehört die Anlagenflexibilität, welches Durchgriffsrecht haben Netzbetreiber
- (2) Welche Entschädigungen muss der Netzbetreiber für die Nutzung der Flexibilität bezahlen
- (3) Wie können Einsparungen, welche durch den Flexibilitätseinsatz erzielt werden, bei den Netzkosten angerechnet werden

Tabelle 6 gibt eine Übersicht über die entscheidenden Paragraphen.

Paragraph	Inhalt
Stromversorgungsgesetz (StromVG), Stand 01.06.2019	
Art. 15	Anrechenbare Netzkosten 1 Als anrechenbare Kosten gelten die Betriebs- und Kapitalkosten eines sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzes sowie ausnahmsweise die Kosten innovativer Massnahmen für intelligente Netze, sofern sie die vom Bundesrat bestimmten Funktionalitäten aufweisen. Sie beinhalten einen angemessenen Betriebsgewinn.
Art. 17b	Intelligente Steuer- und Regelsysteme 1 Intelligente Steuer- und Regelsysteme sind Einrichtungen, mit denen ferngesteuert auf den Verbrauch, die Erzeugung oder die Speicherung von Strom, namentlich zur Optimierung des Eigenverbrauchs oder zur Sicherstellung eines stabilen Netzbetriebs, Einfluss genommen werden kann. 2 Der Bundesrat kann Vorgaben zum Einsatz von intelligenten Steuer- und Regelsystemen bei Endverbrauchern, Erzeugern und Speichern machen. Er kann festlegen, unter welchen Bedingungen sie verwendet werden dürfen, welchen technischen Mindestanforderungen sie genügen und welche weiteren Eigenschaften, Ausstattungen und Funktionalitäten sie aufweisen müssen. Er berücksichtigt dabei internationale Normen und Empfehlungen anerkannter Fachorganisationen. Der Bundesrat kann weitere Bestimmungen erlassen, insbesondere über: a. die Übermittlung von Steuer- und Regeldaten; b. die Unterstützung von weiteren Diensten und Anwendungen; c. die Steuerung des Leistungsbezugs und der Leistungsabgabe.



	3 Der Einsatz von intelligenten Steuer- und Regelsystemen bei Endverbrauchern, Erzeugern und Speichern bedarf der Zustimmung der Betroffenen. Der Bundesrat kann Ausnahmen vorsehen.
Stromversorgungsverordnung (StromVV), Stand 01.06.2019	
Art. 8c	<p>Intelligente Steuer- und Regelsysteme für den Netzbetrieb</p> <p>1 Stimmt ein Endverbraucher, ein Erzeuger oder ein Speicherbetreiber zu, dass bei ihm ein intelligentes Steuer- und Regelsystem für den sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzbetrieb zum Einsatz gelangt, so vereinbart er mit dem Netzbetreiber insbesondere:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. die Installation des Systems; b. wie das System eingesetzt wird; c. wie der Einsatz des Systems vergütet wird. <p>2 Die Vergütung nach Absatz 1 Buchstabe c muss auf sachlichen Kriterien beruhen und darf nicht diskriminierend sein.</p> <p>3 Der Netzbetreiber macht die für einen Vertragsabschluss über Steuerung und Regelung relevanten Informationen, insbesondere die Vergütungsansätze, öffentlich zugänglich.</p> <p>4 ...</p> <p>5 Im Hinblick auf die Abwendung einer unmittelbaren erheblichen Gefährdung des sicheren Netzbetriebs darf der Netzbetreiber auch ohne Zustimmung des betroffenen Endverbrauchers, Erzeugers oder Speicherbetreibers ein intelligentes Steuer- und Regelsystem installieren.</p> <p>6 Im Fall einer solchen Gefährdung darf er dieses System auch ohne Zustimmung des betroffenen Endverbrauchers, Erzeugers oder Speicherbetreibers einsetzen. Ein solcher Einsatz hat Vorrang vor Steuerungen durch Dritte. Der Netzbetreiber informiert die Betroffenen mindestens jährlich sowie auf Anfrage über die nach diesem Absatz getätigten Einsätze.</p>
Art. 13b	<p>Anrechenbare Kosten von innovativen Massnahmen für intelligente Netze</p> <p>1 Als innovative Massnahme für intelligente Netze gilt das Erproben und Nutzen neuartiger Methoden und Produkte aus Forschung und Entwicklung zum Zwecke einer zukünftigen Erhöhung der Sicherheit, Leistungsfähigkeit oder Effizienz des Netzes.</p> <p>2 Die Kosten solcher Massnahmen gelten bis zu einem Betrag von höchstens 1 Prozent der anrechenbaren Betriebs- und Kapitalkosten des Netzbetreibers im betreffenden Jahr als anrechenbare Kosten, wobei jährlich höchstens die folgenden Beträge angerechnet werden dürfen:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. eine Million Franken für innovative Massnahmen der nationalen Netzgesellschaft; und b. 500 000 Franken für innovative Massnahmen der übrigen Netzbetreiber. <p>3 Die Netzbetreiber dokumentieren ihre innovativen Massnahmen und veröffentlichen die Dokumentation. Sie beschreiben namentlich das Projekt, die angewendete Methode, den erwarteten und den erzielten Nutzen sowie die Auslagen. Die ElCom kann Mindestanforderungen festlegen.</p>

Tabelle 6: Entscheidende Regulatorien für die dezentrale Flexibilitätsnutzung



Damit ergeben sich die folgenden Antworten auf die vorher genannten Kernfragen:

(1) Wem gehört die Anlagenflexibilität, welches Durchgriffsrecht haben Netzbetreiber

Die Flexibilität gehört dem Anlagenbesitzer, der Netzbetreiber benötigt eine Zustimmung zur Nutzung der dezentralen Flexibilität im Netz. Davon ausgenommen sind Notsituationen, in welchen der sichere Netzbetrieb gefährdet wäre. Hier darf der Netzbetreiber eine Steuerung vorschreiben und bestehende Systeme ohne Zustimmung des Anlagenbesitzers nutzen.

(2) Welche Entschädigungen muss der Netzbetreiber für die Nutzung der Flexibilität zahlen

Die Höhe der Vergütung eines Flexibilitätseinsatzes ist nicht gesetzlich festgelegt und muss bilateral zwischen Netzbetreiber und Anlagenbesitzer vereinbart werden. Das Gesetz schreibt eine Festlegung nach sachlichen, diskriminierungsfreien Kriterien vor. Des Weiteren müssen die so vereinbarten Tarife veröffentlicht werden.

(3) Wie können Einsparungen, welche durch den Flexibilitätseinsatz erzielt werden, bei den Netzkosten angerechnet werden

Die Kosten für innovative Massnahmen für intelligente Netze, zu welchen die dezentrale Flexibilitätseinsatz gehört, dürfen vom Netzbetreiber bis zu einer Obergrenze von 1 Prozent der anrechenbaren Betriebs- und Kapitalkosten oder 500 000 CHF an die Netzkosten angerechnet werden.

Die bestehende regulatorische Situation ist grundsätzlich für den Flexibilitätsbesitzer positiv, da der Zugriff auf seine Anlage klar geregelt ist und ohne seine Zustimmung im normalen Betrieb keine Steuerung erfolgen darf.

Kritisch ist die Abgrenzung zwischen Notfallmassnahmen und Normalbetrieb, da zukünftig Situationen auftreten könnten, in welchen Netzbetreiber sehr häufig Gebrauch von ihren Notfallbefugnissen machen. Sollte dies von Netzbetreibern genutzt werden, um ohne Zustimmung der Anlagenbetreiber einen nahezu regelmässigen Flexibilitätseinsatz zu betreiben, oder aber die Vergütungssätze durch Androhung eines sonst über den Notfall begründeten Einsatzes zu drücken, müsste die Politik einschreiten. Nötig wäre in diesem Fall eine klarere Definition einer „Abwendung einer unmittelbaren erheblichen Gefährdung des sicheren Netzbetriebs“ oder sogar eine Einschränkung der erlaubten Eingriffe.

Bezüglich der Vereinbarung der Vergütungen ist das grosse Ungleichgewicht der Informationen und der Marktmacht zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber als Herausforderung zu nennen. Es scheint sich heute im Markt abzuzeichnen, dass viele Netzbetreiber die Anforderung für ein Opt-In bei der Steuerung über abgestufte Tarife lösen. Stromverbraucher, welche ihre Anlagen steuern lassen, erhalten z.B. die bekannte Hoch-/Niedertarifabstufung, während Verbraucher, welche nicht zustimmen, zu allen Tageszeiten den Hochtarif zahlen müssen. Da die Stromverbraucher ihren Netzbetreiber nicht wählen können, bleibt ihnen nur eine binäre Wahl und damit eine sehr schlechte Verhandlungsposition. Der Netzbetreiber muss so nicht auf den tatsächlichen Wert der von ihm bezogenen Flexibilität eingehen und kann diese u.U. zu einem für den Anlagenbesitzer unzureichenden Preis beziehen.

Eine Lösung für dieses Problem ist die Vertretung von Flexibilitätsanbieter durch sogenannte Aggregatoren, welche die Flexibilität vieler Anlagen bündeln und so gegenüber den Netzbetreibern sowohl bei dem Informationsstand als auch der Verhandlungsmacht auf Augenhöhe auftreten können. Sollten sich aufgrund des wenig liberalisierten Umfelds und der starken Position der bestehenden Akteure kein aktiver Markt der Aggregatoren und damit keine gleich langen Spiesse zwischen



Flexibilitätsnutzern und –anbietern ergeben, würde dies dem Ausbau der Flexibilitätsnutzung in der Schweiz einen grossen Teil der Dynamik nehmen. In diesem Fall wäre es Aufgabe des Regulators, über eine Offenlegung von Informationen und wenn nötig über zusätzliche Vorgaben die Marktverzerrungen zu reduzieren.

3.8.3 Tarifmodelle und Verträge im Pilotprojekt

Im Projekt wurde versucht, ein für alle Seiten faires Vergütungsmodell für die dezentrale Flexibilitätsnutzung zu schaffen. Dieses wurde im Detail für das Beispiel der Lastspitzensenkung ausgearbeitet, einem Praxistest unterzogen und in Verträge überführt.

Der vorgeschlagene Mechanismus für das Vergütungsmodell hat drei Elemente:

1. Schema zur Berechnung des erzielten finanziellen Mehrwerts anhand der branchenüblichen Messdaten
2. Vereinbarung zur Aufteilung der Investitionskosten und der laufenden finanziellen Risiken
3. Vereinbarung zur Aufteilung des finanziellen Mehrwerts im laufenden Betrieb

Die drei Elemente sind in den folgenden Absätzen im Detail erklärt.

1. Schema zur Berechnung des erzielten finanziellen Mehrwerts anhand der branchenüblichen Messdaten

Um Zusatzkosten minimal zu halten und eine grösstmögliche Akzeptanz der Berechnungen zu erreichen, müssen als Grundlage Messdaten zum Einsatz kommen, welche im besten Fall standardmässig zur Verfügung stehen. Der laufende Roll-out von Smart-Metern macht dies in den meisten Fällen möglich.

Im Fall der Lastspitzensenkung kommen die Messdaten des Strombezugs an den Netzübergabestellen des Verteilnetzes sowie der Einspeisung der Biogasanlage als viertelstündliche Durchschnitte zum Einsatz. Diese werden wie in Kapitel 3.7.4.1 im Detail beschrieben dazu verwendet, die tägliche Senkung der Lastspitze des Verteilnetzes in kW zu quantifizieren.

Für die Vergütung ist relevant, welcher finanzielle Mehrwert durch diese Senkung entsteht. Im Fall der Lastspitze zahlt der Netzbetreiber an den Vorlieferanten einen Betrag, der sich anhand der höchsten monatlichen Lastspitze berechnet. Damit ist die Senkung der Lastspitze am Tag der höchsten Netzlast für die Abrechnung relevant. Die Senkung in kW ergibt mit dem Tarif in CHF/kW die effektiv in diesem Monat eingesparte Zahlung an den Vorlieferanten.

Eine entscheidende Betrachtung bei der Berechnung ist der Einfluss auf die Netzkosten. Die Zahlung an den Flexibilitätsanbieter muss im gleichen Mass wie die Zahlung an den Vorlieferanten anrechenbar sein, sonst muss die Einsparung über die Reduktion der Netzkosten vollständig an den Stromverbraucher weitergegeben werden während die Kosten für den Flexibilitätseinsatz beim Netzbetreiber verbleiben. Dieser Punkt muss bei jeder Verhandlung mit einem Netzbetreiber individuell geklärt werden.

2. Vereinbarung zur Aufteilung der Investitionskosten und der laufenden finanziellen Risiken

Die Einbindung einer Anlage in das OptiFlex Steuerungssystem kann meist sehr kosteneffizient erfolgen, verursacht aber dennoch Aufwände. Dies sind vor allem Installationskosten und falls nötig Anpassung an der bestehenden Anlagensteuerung.



Darüber hinaus treten für den Anlagenbetreiber in vielen Fällen Opportunitätskosten durch die Einbindung in die Flexibilitätssteuerung auf. Dies ist beispielsweise der Fall, wenn eine Anlage für eine Lastspitzensenkung im Spitzenlastbereich fährt und in diesem Zeitraum nicht an einer Regelenenergievermarktung teilnehmen kann. Ebenso kann es durch eine Erhöhung der Start/Stop-Zyklen einer Anlage im Zuge einer Flexibilitätssteuerung zu höheren Wartungskosten kommen.

Ohne eine separate Investitions- und Risikoabgeltung liegen diese finanziellen Risiken komplett beim Anlagebetreiber, was nicht einem fairen Vergütungssystem entspricht. Es ist daher eine Vergütungskomponente nötig, mit der diese Risiken unabhängig vom erwirtschafteten Mehrwert der Flexibilitätssteuerung abgegolten werden. Dies kann über einen einmaligen Investitionsbeitrag des Netzbetreibers an den Anlagenbesitzer oder eine monatlichen Fixbetrag realisiert werden.

3. Vereinbarung zur Aufteilung des finanziellen Mehrwerts im laufenden Betrieb

Die in Punkt 1 errechneten Mehrwerte werden mit der Abrechnung so an die Parteien verteilt, dass dies von allen Seiten als fair empfunden wird. In den geführten Gesprächen hat sich gezeigt, dass eine gleichmässige Verteilung der Überschüsse zwischen Netzbetreiber, Anlagenbesitzer und ggf. ausführendem Aggregator diesem Empfinden am ehesten entspricht.

Unter der Berücksichtigung der in Punkt 2 beschriebenen fixen Zahlungen zur Risikoverteilung ergibt sich ein höherer Anteil des Netzbetreibers an den laufenden Mehrwerten. Der Anteil sollte so gewählt werden, dass die Erträge beim Erreichen des Erwartungswerts des Mehrwerts gleichmässig auf die Parteien aufgeteilt werden. Damit haben auch alle Teilnehmer ein Interesse, den bestmöglichen Betrieb des Systems zu gewährleisten.

Auf Basis dieser Eckpunkte wurde ein konkretes Vertragswerk für den Anwendungsfall der Lastspitzensenkung mit einer Biogasanlage ausgearbeitet und mit den verschiedenen Parteien geprüft. Der Vertrag ist in einer generischen Form in Anhang 1 aufgeführt.



3.9 Arbeitspaket 10 – Kommunikation

Ein wichtiger Teil der Projektarbeit war die Bekanntmachung des Konzepts der dezentralen Flexibilitätsnutzung. Vor allem die Verteilnetzbetreiber als potentielle Nutzer der neuen Flexibilitätsressourcen müssen über die Möglichkeiten Bescheid wissen, um eine Umsetzung der Konzepte in der Breite möglich zu machen.

Um dieses Ziel zu erreichen, wurde das Projekt sowohl in Vorträgen, als auch in Einzelgesprächen mit Verteilnetzbetreibern vorgestellt. Tabelle 7 zeigt eine Übersicht dieser Kommunikationsmassnahmen.

Datum	Veranstaltung	Publikum
22.03.2018	Vortrag Biomasse Suisse	Stromproduzenten aus dem Bereich Biomasse
10.09.2018	Artikel in einer Kundeninformation der Firma SWiBi (SWiBiNEWS)	Kunden des Messdienstleisters SWiBi
11.09.2018	IT Fachtagung Stadt Zürich	IT Fachabteilungen der Stadt Zürich
05.10.2018	Startup Night Winterthur	Allgemeines Publikum mit Start-up Affinität
20.10.2018	Energie Bauerntag Schaffhausen	Landwirtschaftliche Stromproduzenten
November 2018	Kickstart Accelerator	Schweizer Energieversorger und Städtische Verwaltungen
15.11.2018	Swisspower Market Day	Verteilnetzbetreiber aus dem Swisspower Netzwerk
09.01.2019	Vorstellung bei der Geschäftsleitung des Verbands Aargauischer Stromversorger	Geschäftsleitung des Verbands Aargauischer Stromversorger
19.03.2019	Netzimpulstagung	Energieversorger aus der Schweiz und Europa
März 2019	Vorstellung der Projekthinhalte bei Kundenmeeting	Deutscher Energieversorger
10.04.2019	Strommarkttreffen Basel	Energieversorger und Vertreter aus der Energieforschung
23.04.2019	Vorstellung per Newsletter an die Mitglieder des Verbands Aargauischer Stromversorger	Energieversorger mit Netzgebiet im Kanton Aargau
02.05.2019	Generalversammlung des Vereins der Thurgauer Energieversorger	Energieversorger mit Netzgebieten im Kanton Thurgau
Mai 2019	Vorstellung der Projekthinhalte bei Kundenmeeting	Energieversorger mit Netzgebieten im Kanton St. Gallen
08.09.2019	Tag der offenen Tür Biogasanlage Holzhof	Fachtag: Vertreter aus Politik und der Energiebranche Publikumstag: Allgemeines Publikum mit Affinität zu Energiethemen
17.10.2019 und 04.12.2019	Vorstellung der Projekthinhalte bei Energie-Cluster-Tageskurs zum Thema Netztransparenz und Eigenverbrauch	Verteilnetzbetreiber, Projektentwickler, Ingenieurbüros, ...

Tabelle 7: Übersicht der Kommunikationsmassnahmen im Projekt OptiFlex

Darüber hinaus wurde das Konzept in Gesprächen mit zehn weiteren Verteilnetzbetreibern und Energieversorgern vorgestellt. Wo Interesse bestand, wurde dabei bereits die konkrete Planung für mögliche Umsetzungsprojekte innerhalb der Verteilnetzgebiete angestossen und durch erste Offerten konkretisiert.



Insgesamt war die Rückmeldung des Publikums und der Gesprächspartner durchwegs positiv, das Konzept wurde verstanden und der Bedarf für eine dezentrale Flexibilitätsnutzung in den allermeisten Fällen bestätigt.

Es zeigte sich aber auch, dass die Stabilität der Netze und der Ausbau der dezentralen Anlagen heute von den Verteilnetzbetreibern noch selten als dringendes Problem wahrgenommen werden. Dementsprechend ist das Interesse meist noch theoretischer Natur und es besteht wenig Anreiz, schnell mit konkreten Umsetzungsprojekten zu starten.

Die Anrechenbarkeit von innovativen Netzmassnahmen bei den Netzkosten (siehe Kapitel 3.8.2) wird der dezentralen Flexibilitätsnutzung aller Voraussicht nach einen Schub verleihen. Es hat sich in unseren Gesprächen aber gezeigt, dass die wenigsten Verteilnetzbetreiber bereits über diese Möglichkeiten Bescheid wissen. Weitere Informationskampagnen und Demonstrationsprojekte werden deshalb nötig sein, um der Umsetzung der Flexibilitätsnutzung den nötigen Schwung zu verleihen.



3.10 Erfolgskontrolle

Die Erfolgskontrolle für das Projekt soll anhand der Beantwortung der im Projektantrag definierten Fragestellungen erfolgen:

Fragestellung	Erfolgskontrolle / Messung	Fazit
Teilziel: Aufbau der kompletten Prozesskette und Infrastruktur zur zentralen Optimierung und dezentralen Anlagensteuerung		
Lassen sich die Kostenziele für eine breite Einbindung von Produktionseinheiten erreichen?	Zielpreis der Anbindung (Hardware und Installation) im Kostenbereich eines Smart-Meters (für ein Mengengerüst von 1000+ Stück).	<ul style="list-style-type: none">▪ Preisziel für Hardware erreicht▪ Einschränkung: Übergeordnete Steuerung für Ansteuerung Photovoltaikanlagen nötig. Bei Bestandsanlagen ohne eine solche ist eine Nachrüstung mit Zusatzkosten nötig
Können mit den vorgeschlagenen technischen Konzepten der Datendrehscheibe die Anforderungen an eine Systemumgebung für den netzdienlichen Einsatz erfüllt werden?	System erreicht mindestens Verfügbarkeitsklasse 3 (Verfügbarkeit von 99.9%). Verfügbarkeit ist definiert als Zeiten in denen alle Datenflüsse fehlerfrei funktionieren und korrekte Steuerbefehle an die Anlagen übermittelt werden.	<p>Die Systemverfügbarkeit der Datendrehscheibe lag über den Verlauf des letzten Jahres bei 99.9923% und erreichte damit die Zielsetzung.</p> <p>Die Verfügbarkeit der Steuergeräte lag deutlich unter dem Zielwert. Dafür verantwortlich waren neben Problemen mit der Internetverbindung vor allem Systemabstürze auf den Geräten selber. Die Robustheit der Geräte war jedoch gut genug, um die grundsätzliche Feldtauglichkeit zu belegen. Aus den identifizierten Problemen konnten Anpassungen abgeleitet werden, mit denen die notwendige Verfügbarkeit erreicht werden sollte.</p>
Lässt sich das System ohne grossen Mehraufwand für alle Parteien betreiben?	Der Prozess läuft vollautomatisch mit minimalem manuellem Aufwand für Prüfung und Wartung (max. 1h pro Tag).	<ul style="list-style-type: none">▪ Ziel erreicht, System läuft automatisch ohne Bedarf für regelmässigen manuellen Input▪ Einschränkung: Manuelle Arbeitsschritte innerhalb der Feldstudien aufgrund des Forschungscharakters der Anwendungstests
Teilziel: Belegung Erfüllung der Anforderungen für den netzdienlichen Einsatz durch Messungen im Feldversuch		



Wie präzise lassen sich im Praxisversuch die Flexibilitätsmassnahmen für Verteilnetze mittels Schnelltest bewerten?	Abweichungen zwischen den Resultaten des Schnelltests für die im Detail untersuchten Verteilnetze und den Ergebnissen der detaillierten Simulationen sind kleiner als 10% (Mean absolute percentage error der Netzbelastung und der Effekt der Flexibilitätsnutzung).	Dieses Messkriterium muss nach den Erkenntnissen im Projekt und der Detailspezifikation des Schnelltests als nicht aussagekräftig betrachtet werden. Der implementierte Schnelltest nutzt eine Kundenliste mit Jahresverbräuchen sowie das Maximum der Transformator-Messung, um einen Snapshot für die Last zu generieren. Die Erzeugungsanlagen werden durch ihre installierte Leistung repräsentiert. Der Flexibilitätsbedarf wird aus einer Variation der Last- und Erzeugungsanteile im Netz ermittelt, was eine akzeptierte Methodik in der Verteilnetzindustrie ist. Die Frage, ob der Test falsch-positive oder falsch-negative Ergebnisse zum Flexibilitätsbedarf liefern könnte, liegt somit im Wesentlichen an der individuellen Charakteristik der Lasten und Erzeuger im zeitlichen Verhalten im Vergleich zu den statischen Snapshots, und nicht an der Methodik selbst.
Lässt sich auf «Day-Ahead-Basis» der kurzfristige netzdienliche Bedarf an Flexibilität aufgrund von Last- und Erzeugungsprognosen zuverlässig vorhersagen?	Die netzdienliche Optimierung findet in der Day-Ahead Betrachtung in über 99.9% der Fälle optimale Sollwerte (Verfügbarkeitsklasse 3, vgl. Punkt 1). Prognosen und Optimierungsläufe zeigen eine Abweichung zu den gemessenen Werten von weniger als 10% (Mean absolute percentage error).	Aufgrund der Datenlage in dem im Projekt behandelten Verteilnetzgebiet konnten keine quantitativen Aussagen zu dieser Frage erzielt werden. Generell ist eine gute Prognose entscheidend für die Qualität der erzielbaren Ergebnisse. Wenn die Day-Ahead-Prognose zu ungenau ist, kann in einem Intraday-Setup mit stündlich aktualisierten Prognosen gearbeitet werden. Das Projekt hat gezeigt, dass die grundsätzliche Mechanik des Systems funktioniert und bei entsprechender Datenlage in der Lage ist, den Verteilnetzbetrieb mittels Flexibilitäts-Massnahmen zu verbessern.
Lässt sich über die Datendrehscheibe der prognostizierte netzdienliche Bedarf zuverlässig reservieren?	Die dezentralen Produktionseinheiten folgen den Sollwerten und Randbedingungen aus der zentralen Optimierung in	<ul style="list-style-type: none">▪ Das Ziel würde für die Übermittlung der Sollwerte an die Anlagen grundsätzlich erreicht▪ Die Zuverlässigkeit der Reaktion hängt von der Anlagenklasse ab:



	mehr als 99% der Zeit (Verfügbarkeitsklasse 2).	<ul style="list-style-type: none"> ○ PV: Abstimmung ohne Einschränkungen durchführbar ○ Biogas: Steuerung abhängig von Gasfüllstand und lokalem Wärmebedarf ○ Batteriespeicher: Korrekte Prognose des State of Charge für Fahrplansteuerung essentiell ○ Elektromobilität: Fahrzeugtyp hat grossen Einfluss auf Reaktion auf Steuersignale
Kann über die Datendrehscheibe Flexibilität im Verteilnetz zuverlässig netzdienlich eingesetzt werden?	Die in der Optimierung berechneten Verbesserungen in der Spannungsqualität und Netzbelastung lassen sich durch Messungen im Verteilnetz belegen. Es zeigt sich ein signifikanter Unterschied zwischen Zeiten mit Systembetrieb und Zeiten ohne (bei vergleichbaren Wetter- und Lastbedingungen).	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Eine Belegung der simulierten Veränderungen in den Netzparametern anhand von Messdaten war im Projektverlauf nicht möglich ▪ Grund war die Unvollständigkeit der verfügbaren Netzmodelle, welche zu Ungenauigkeiten bei den Simulationsergebnissen führte
Teilziel: Ausarbeitung von Tarifmodellen und Vertragsentwürfen für den lokalen Flexibilitätsmarkt		
Können Verteilungsmechanismen und Tarifmodelle ausgearbeitet werden, welche den Mehrwert aus dem Betrieb des Systems fair und transparent aufteilen?	Mechanismen und Tarifmodelle liegen schriftlich vor und wurden mit allen Akteuren besprochen und für gangbar befunden (Verteilnetzbetreiber, Produzent, ElCom, BFE, Swissgrid).	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ein Bewertungs- und Verteilschlüssel wurde erarbeitet, welcher die Aufteilung von Risiken und Anreizen zwischen Anlagenbetreiber und Verteilnetzbetreiber ermöglicht ▪ Dieser würde für den Fall der Lastspitzensenkung als Vertrag ausgearbeitet und mit den involvierten Parteien bis zur Unterschriftsreife gebracht
Kann die Form der Zusammenarbeit innerhalb der vorliegenden Gesetzgebung vertraglich geregelt werden?	Vertragsentwürfe liegen vor und sind juristisch geprüft und mit allen Akteuren besprochen und für gangbar befunden (siehe oben).	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Die gesetzlichen Rahmenbedingungen wurden geprüft und stellen für die gewählte Form der freiwilligen, bilateralen Zusammenarbeit keine Hindernisse dar ▪ Der Grundsatz der revidierten Stromversorgungsverordnung, wonach die Flexibilität dem Anlagenbetreiber gehört, ist eine



		wichtige Basis für die Diskussion mit den Verteilnetzbetreibern
Liegen regulatorische Hindernisse vor oder braucht es regulatorische Anpassungen um den lokalen Flexibilitätsmarkt zu ermöglichen?	Die relevante Gesetzgebung und Regulatorien wurden im Detail untersucht und falls nötig sind Positionspapiere zur Regulierung im Bereich der Flexibilitätsnutzung im Verteilnetz abgestimmt und veröffentlicht.	<ul style="list-style-type: none">▪ Die heutigen regulatorischen Grundlagen sind ausreichend, um die Umsetzung der Kooperation im Verteilnetz zu ermöglichen▪ Anpassungen und zusätzliche Regulation ist nötig, um das Entstehen eines funktionierenden Flexibilitätsmarkts zu ermöglichen▪ Entscheidend ist eine konsequente Umsetzung des Einsatzes von Flexibilität statt Netzausbau und ein hohes Augenmerk auf einer adäquaten Vergütung der Anlagenbesitzer

Tabelle 8: Messkonzept/Erfolgskontrolle



3.11 Notwendige Anpassungen der Regulierung

Ein wichtiges Ziel des Projekts war es, den Einfluss der relevanten Regulierung auf die Entwicklung einer aktiven Flexibilitätsnutzung in der Schweiz zu beurteilen und aufzuzeigen, wo Anpassungen der Regulierung eine Unterstützung bieten können.

Im Projektverlauf und aus den Gesprächen mit Verteilnetzbetreibern und weiteren Akteuren hat sich gezeigt, dass heute mehrere Hindernisse der breiten Nutzung von dezentraler Flexibilität im Weg stehen:

- a) Der hohe Ausbaustandard der Netze führt dazu, dass bei den wenigsten Verteilnetzbetreiber im täglichen Betrieb Probleme auftreten, für die Flexibilität als Lösung gesehen wird
- b) Die bestehende «costplus» Regulierung führt dazu, dass Anreize für Investitionen in Netzinfrastruktur bestehen. Kostensenkungen durch Flexibilitätsnutzung müssen über die Netzentgelte weitergegeben werden und sind so finanziell für Verteilnetzbetreiber nicht interessant
- c) Es besteht eine Tendenz, dass Verteilnetzbetreiber sich über spezielle Tarife oder Anschlussbedingungen den Zugriff auf die Flexibilität in ihrem Verteilnetz sichern, oft ohne konkrete Pläne für die Nutzung zu haben
- d) Trotz Unbundling treten Fälle auf, in denen Energieversorger ihre Nähe zu den Netzbetreibern nutzen, um marktdienliche Flexibilitätskonzepte an die Endkunden zu bringen. Dies führt zu einer starken Wettbewerbsverzerrung aus Sicht von unabhängigen Parteien im Flexibilitätsmarkt

Die Folge ist, dass zum einen wenige Netzbetreiber aktiv die Flexibilitätsnutzung erproben, und dass sich zum anderen kein lebendiger Markt für Flexibilitätsdienstleistungen entwickeln kann. Gleichzeitig wird die Chance vertan, Lösungen ohne Druck und über längere Zeit im Feld zu testen, bevor sie durch das Wachstum der dezentralen Produktion und der Elektromobilität unbedingt nötig werden.

Die Politik hat diese Problematik erkannt und durch verschiedene Ansätze in der bestehenden Regulierung adressiert. Die Projektarbeit hat jedoch gezeigt, dass in der Umsetzung Probleme bestehen, welche unbedingt adressiert werden sollten, damit die Regulierung ihre Ziele erreichen kann. Gleichzeitig bestehen Punkte, bei denen notwendige Regulierung heute noch fehlt. Ebenfalls stehen Ideen im Raum, wie durch einen weitgehenden Umbau der Systeme sowohl der erneuerbaren Energieproduktion als auch der dezentralen Flexibilitätsnutzung geholfen werden kann. Alle drei Aspekte werden in den nachfolgenden Absätzen im Detail beschrieben.

Bestehende Regulierung		
Netzverstärkungen	Beschreibung	<p>Netzanschlüsse von Erzeugern können ab dem Netzanschlusspunkt Netzverstärkungen notwendig machen. Die nationale Netzgesellschaft vergütet den Netzbetreibern gestützt auf eine Bewilligung der Eidgenössischen Elektrizitätskommission ElCom die Kosten für die notwendigen Netzverstärkungen (Art. 22 Abs. 3 bis 5 StromVV).</p> <p>Mit dem Einsatz von intelligenten Steuer- und Regelsystemen kann zur Sicherstellung eines stabilen Netzbetriebs mit Zustimmung der Betroffenen auf den Verbrauch, die Erzeugung oder die Speicherung von Strom Einfluss genommen werden (Art. 17b Abs. 1 StromVG). Der</p> <p>Netzbetreiber ist beim Anschluss einer Energieerzeugungsanlage verpflichtet zu prüfen, ob eine</p>



		Netzverstärkung tatsächlich notwendig ist oder durch den Einsatz von intelligenten Steuer- und Regelsystemen vermieden werden kann. ⁴
	Notwendige Anpassungen	<p>Die Massnahme erzeugt sehr elegant eine Verpflichtung für Verteilnetzbetreiber, sich mit dem Einsatz von intelligenten Steuer- und Regelsystemen auseinanderzusetzen.</p> <p>Damit sich daraus aber tatsächlich eine Förderung der Flexibilisierung ergibt müssen aus unserer Sicht zwei Aspekte gegeben sein:</p> <ul style="list-style-type: none">(1) Vollzugshilfen und Branchendokumente, welche die wirtschaftlichen Berechnungen zu den Flexibilisierungsoptionen für VNBs einfach und konsistent möglich machen und verhindern, dass solche Optionen «schlechtgerechnet» werden(2) Ein Engagement der Elcom als bewilligende Stelle, unter den richtigen Voraussetzungen tatsächlich auf die Nutzung der Flexibilität statt der Netzverstärkung zu bestehen. Da Gesuche erst nach Fertigstellung eingereicht werden müsste dieser Druck bereits bei eventuellen Vorabklärungen erzeugt werden. Sobald eine solche Situation eintritt, werden unserer Ansicht nach Flexibilisierungsmassnahmen quasi «über Nacht» massiv an Glaubwürdigkeit gewinnen
Anrechenbare Kosten von innovativen Massnahmen für intelligente Netze	Beschreibung	Nach Art. 13b der Stromversorgungsverordnung gelten Kosten für innovative Massnahme für intelligente Netze bis zu einem Betrag von höchstens 1 Prozent der anrechenbaren Betriebs- und Kapitalkosten des Netzbetreibers und einer Obergrenze von 500 000 CHF im betreffenden Jahr als anrechenbare Kosten. Dazu gehören Kosten für das Erproben und Nutzen neuartiger Methoden und Produkte aus Forschung und Entwicklung zum Zwecke einer zukünftigen Erhöhung der Sicherheit, Leistungsfähigkeit oder Effizienz des Netzes. Die Ergebnisse müssen dokumentiert und veröffentlicht werden.
	Notwendige Anpassungen	<p>Das Instrument hat aus unserer Sicht grosses Potential, finanzielle Ressourcen und einen organisatorischen Rahmen für die Durchführung von dringend notwendigen Tests innovativer Technologien unter Feldbedingungen zu schaffen.</p> <p>In unseren Gesprächen mit Verteilnetzbetreibern haben wir drei Probleme identifiziert, welche einem erfolgreichen Start des Programms im Weg stehen:</p>

⁴ <https://www.elcom.admin.ch/elcom/de/home/themen/netzverstaerkungen.html>, Weisung 01/2019



		<p>(1) Die gesetzliche Neuerung ist den meisten VNBs noch nicht bekannt.</p> <p>Kommunikative Massnahmen und im weiteren Verlauf Erfolgsbeispiele könnten dieses Problem beheben.</p> <p>(2) Innovationsprojekte werden gerade bei kleineren VNBs mit wenig Personal vor allem als Mehrarbeit wahrgenommen, deren Mehrwert nicht klar ist.</p> <p>Hier sollten ebenfalls über kommunikative Massnahmen innovative VNBs in den Mittelpunkt gestellt werden und klar gemacht werden, dass ein langfristig erfolgreicher Geschäftsbetrieb auf Innovation setzen muss, um auf diese Art und zu Gunsten der Allgemeinheit Kosten einzusparen.</p> <p>Sobald über die Sunshine Regulierung Informationen zu einzelnen VNBs öffentlich gemacht werden können, sollte unbedingt Transparenz geschaffen werden, welche VNBs Innovationsprojekte durchführen und welche nicht.</p> <p>Zusätzlich könnten eine Verbindungen zwischen VNBs und Organisationen wie Fleco Power, welche die Durchführung von Projekten unterstützen können, durch Institutionen wie das BFE bereitgestellt werden.</p> <p>(3) Innovationsprojekte werden über die Netzkosten abgerechnet, Netzverstärkungen aber direkt von Swissgrid finanziert. Das führt zur paradoxen Situation, dass innovative Netzbetreiber höhere Netzkosten aufweisen werden.</p> <p>Es sollte geprüft werden, ob die Innovationsprojekte, statt über die individuellen Netzkosten, analog zu den Netzverstärkungen durch Swissgrid finanziert werden könnten. Die Kosten für die Innovationsprojekte würden damit wie die Kosten für die Netzverstärkung über den Netzkostenanteil für die <u>allgemeinen</u> Systemdienstleistungen gedeckt.</p>
Sunshine Regulierung	Beschreibung	<p>Die Eidgenössische Elektrizitätskommission (ElCom) hat im Sommer 2016 die Sunshine-Regulierung als ergänzendes Instrument zur «costplus» Regulierung eingeführt. Im Rahmen der Sunshine-Regulierung werden Indikatoren für alle Schweizer Netzbetreiber errechnet: In den Bereichen Versorgungssicherheit und -qualität, Netzkosten, Tarife sowie Compliance. Die Indikatorenwerte werden den Netzbetreibern jährlich individuell zugestellt. Nach Schaffung einer entsprechenden gesetzlichen Grundlage ist eine Veröffentlichung dieser Ergebnisse vorgesehen.</p>



		Bereits heute macht die EICOM Zahlenmaterial zur Sunshine-Regulierung auf ihrer Webseite zugänglich, so beispielsweise die Median- und Mittelwerte der einzelnen Indikatoren. ⁵
	Notwendige Anpassungen	Die Sunshine-Regulierung hat grosses Potential, um kostensenkende Flexibilisierungsmassnahmen auch in einer «costplus» Welt für VNBs interessant zu machen. Entscheidend dafür ist, dass möglichst bald Daten zu individuellen VNBs veröffentlicht werden und diese den Aspekt der Innovation und der Flexibilitätsnutzung prominent hervorstreichen. Sobald Endkunden solche Werte vergleichen können, sollte sich der Mehrwert der Flexibilisierung deutlicher zeigen.
Fehlende Regulierung		
Flexibilitätsnutzung und Tarife	Beschreibung	<p>Es ist eine Tendenz erkennbar, dass sich Netzbetreiber den Zugriff auf die Flexibilität der Endkunden über eine entsprechende Ausgestaltung ihrer Tarife sichern.</p> <p>In konkreten Fällen wurde beispielsweise den Kunden in der Grundversorgung angeboten, die Hoch-/Niedertarif-Abstufung beizubehalten, wenn der Zugriff auf die Flexibilität abgetreten wird. Anderenfalls wurde eine Umstellung auf einen reinen Hochtarif angekündigt. In einem anderen Fall wird Kunden, welche der Steuerung ihrer Flexibilität nicht zustimmen, vom Netzbetreiber ein monatlicher Zuschlag verrechnet.⁶</p> <p>Dieses Vorgehen lässt sich vom Netzbetreiber nicht über den Bedarf für einen Zugriff auf die Anlagen für den netzdienlichen Notfallbetrieb begründen, da er in dieser Situation nach Stromversorgungsverordnung zum Eingreifen berechtigt ist.</p> <p>Aus dieser Praxis ergeben sich einige Probleme:</p> <ul style="list-style-type: none"> (1) Eine Diskriminierung von Kunden, welche ihre Flexibilität mit einem Dritten vermarkten möchten. Diesen entsteht durch die ungünstigeren Tarife ein klarer Nachteil. (2) Eine Wettbewerbsverzerrung, da Drittparteien das Tarif-Argument in der Akquise von Flexibilität nicht zur Verfügung steht. (3) Die Gefahr, dass sich der VNB in einem solchen statischen System die Flexibilität «auf Vorrat» sichert und keine Anreize hat, diese tatsächlich zu verwenden. Dies weil er durch die Verwendung von

⁵ <https://www.elcom.admin.ch/elcom/de/home/themen/sunshine.html>

⁶ Parteien den Autoren bekannt



		<p>Tarifen gegenüber dem Status Quo keine Mehrkosten hat, wenn er die Flexibilität blockiert.</p> <p>(4) Ein solches statisches System entspricht nicht der regulatorischen Anforderung, dass Kunden über individuelle Verträge am tatsächlichen Erlös ihrer Flexibilität teilhaben. Die Mehrkosten, welche Kunden berechnet werden, müssen in keinem Verhältnis zum Mehrwert der Flexibilitätsnutzung stehen</p> <p>(5) Das Ziel des Gesetzgebers, den Anlagenbetreibern über eine «Opt-in» Regelung die Verfügung über die Flexibilitätsnutzung ihrer Anlage zu überlassen, wird ausgehebelt, wenn die Nutzung der Flexibilität als Abweichung gesehen wird, die über einen schlechteren Tarif oder über Zuschläge «bestraft» wird</p>
	Notwendige Regulierung	<p>Es ist nötig, dass auf regulatorischem Weg der sich abzeichnenden Vermischung von Flexibilitätsnutzung und Stromtarifen ein Riegel geschoben wird.</p> <p>Am besten wäre ein direktes Verbot einer Vermischung von Tarifen und Flexibilitätsnutzung.</p> <p>Alternativ könnte regulatorisch sichergestellt werden, dass Stromkunden unabhängig von der Flexibilitätsnutzung diskriminierungsfrei den Standardtarif ohne «Strafzuschläge» erhalten. Das «Opt-in» in die Flexibilitätsnutzung müsste dann über einen <u>besseren</u> Tarif oder eine separate Vergütung abgegolten werden.</p> <p>Dies hätte den grossen Vorteil, dass die Kosten der Flexibilitätsnutzung in der Erfolgsrechnung der Netzbetreiber transparent aufscheinen und so sowohl ein Anreiz für eine tatsächliche Nutzung der Flexibilität, als auch ein Wettbewerb mit Drittanbietern entstehen kann.</p>
Wettbewerbsverzerrung	Beschreibung	<p>Trotz «Unbundling» sind immer wieder Fälle bekannt geworden, bei denen Energieversorger und Netzbetreiber ihre strukturelle Nähe ausgenutzt haben.</p> <p>So wurde beispielsweise einem Anlagenbetreiber von einem Netzbetreiber ein Vertrag für den Anschluss seiner Produktionsanlage vorgelegt, welcher einen Zusatz des Energieversorgers enthielt, bei dem der Kunde bei Unterzeichnung auch die marktdienliche Flexibilität seiner Anlage ohne klar definierte Gegenleistung dem angegliederten Energieversorger überschrieben hätte.⁷</p> <p>Dies führt zu Wettbewerbsverzerrungen und blockiert das Entstehen eines Marktes für Flexibilitätsdienstleistungen. Wie bei der Tarifthematik besteht auch hier die Gefahr, dass</p>

⁷ Parteien den Autoren bekannt



		sich Energieversorger Flexibilität «auf Vorrat» sichern und wenige Anreize haben, diese tatsächlich einzusetzen.
	Notwendige Regulierung	<p>Es bedarf einer strengeren Ahndung von Fällen, in denen Netzbetreiber und Energieversorger entgegen der «Unbundling-Vorgaben» ihre strukturelle Nähe wettbewerbsverzerrend missbrauchen.</p> <p>Sofern die spezifischen Aspekte der Flexibilitätsnutzung durch die heutige Praxis noch nicht abgedeckt sind, ist unter Umständen eine Anpassung der Regulierung notwendig.</p>
Zugang Drittparteien	Beschreibung	<p>Netzbetreiber installieren intelligente Mess- und Steuerhardware, welche sie an die Netzkosten anrechnen dürfen. Ein Passus in der Stromversorgungsgesetzgebung, wonach Drittparteien Zugang zu diesen Anlagen gewährt werden muss, wurde in der Vernehmlassung gestrichen.</p> <p>Trotzdem ist es wichtig, dass Drittparteien durch diese spezielle Stellung der Netzbetreiber nicht benachteiligt werden. Auf Kundenwunsch sollten die installierten Anlagen auch von anderen Anbietern von Flexibilitätsdienstleistungen angesteuert werden dürfen.</p> <p>Explizit sollte keine Besserbehandlung von mit den Netzbetreibern verbundenen Energieversorgern erfolgen dürfen und es muss verhindert werden, dass Netzbetreiber über ihre jeweiligen technischen Anschlussbedingungen den Zugang von Drittparteien auf Flexibilität in ihrem Verteilnetz erschweren oder gar verbieten.</p>
	Notwendige Regulierung	<p>Es sollte beobachtet werden, ob Netzbetreiber ihren privilegierten Zugang zu den Endkunden und die durch die Allgemeinheit finanzierten Anlagen nutzen, um das Entstehen von Wettbewerb im Flexibilitätsmarkt zu unterbinden.</p> <p>In diesem Fall sollte erwogen werden, den gestrichenen Paragraphen zum Zugang für Drittparteien wieder zu aktivieren.</p>
Langfristige Lösungsansätze		
Abgestufte Netznutzungstarife	Beschreibung	<p>Eine signifikante Unterstützung der dezentralen Flexibilitätsnutzung wäre die Einführung von nach Netzebene abgestuften bzw. distanzabhängigen Netznutzungstarifen. Dabei müsste jeweils nur der Anteil des Netzes bezahlt werden, der für eine Energielieferung tatsächlich genutzt wird. Dieses Konzept kommt beispielsweise im aktuell laufenden Pilotprojekt Quartierstrom in Walenstadt zum Einsatz.</p> <p>Dadurch kann es finanziell attraktiv werden, lokal produzierten Strom auch lokal zu verbrauchen. In</p>



		<p>Verbindung mit Energiemanagern, welche verteilte Lasten analog der lokalen PV Produktion steuern können, würde sich so ein marktbasiertes System zur Optimierung des Eigenverbrauchs und der Entlastung der Verteilnetze ergeben.</p> <p>Es werden immer wieder Bedenken geäussert, dass durch eine solche Umstellung des Systems die Entsolidarisierung bei der Bezahlung der als Backup notwendigen Verteilnetze verstärkt wird. Dies könnten durch eine separate Bezahlung von Leistungsbändern durch die Verbraucher im Sinne einer Versicherungslösung für Zeiten ohne lokale Produktion entschärft werden.</p>
	Notwendige Regulierung	<p>Laufende Bestrebungen zur Umstellung des Systems auf abgestufte Netznutzungstarife sollten intensiviert werden. Ziel muss eine Umstellung des Systems in nützlicher Frist sein.</p> <p>Eine Intensivierung von Forschungsprojekten wie das laufende Projekt Quartierstrom in Walenstadt könnte die notwendigen Erfahrungen liefern, um die Bedenken gegen eine solche tiefgreifende Änderung auszuräumen.</p>



4 Schlussfolgerungen und Fazit

Das Kernziel des Projekts, der Aufbau einer Plattform zur kosteneffizienten Steuerung von dezentralen Flexibilitäten im Verteilnetz, wurde erfolgreich umgesetzt in und in Feldtests von Anwendungsfällen demonstriert.

Damit konnte eine der wichtigsten Hypothesen aus der Vorstudie belegt werden, nämlich dass eine wirtschaftliche Einbindung auch von kleinen Flexibilitäten durch den Einsatz von IoT Hardware und eine Nutzung von Fahrplansteuerung statt Echtzeitkommunikation möglich wird. Ebenso hat sich der Wert einer digitalen Datendrehscheibe für die Vernetzung verschiedener Datenflüsse und die direkte Ansteuerung der eingebundenen Flexibilitäten bewährt.

Die Robustheit der Lösungen und die erhofften Effekte der Flexibilitätssteuerung konnten in den Feldstudien gezeigt werden. Vor allem die Demonstration einer robusten Lastspitzenreduktion im Verteilnetz über prognosebasierte Fahrpläne legt nahe, dass dezentrale Flexibilitäten in Zukunft ihre Rolle in der Stabilisierung der Stromnetze einnehmen können, ohne dass dafür teure Hardware oder komplexe Echtzeitregler nötig sein werden.

Als grösste Herausforderungen wurden im Projekt die folgenden Punkte identifiziert:

1. Verfügbarkeit und Qualität von Netzmodellen und Spannungsmessungen in den Verteilnetzen als Grundlage für Schnelltests und Simulationen
2. Fehlende Dringlichkeit des Themas der dezentralen Flexibilitäten bei den Verteilnetzbetreibern, da die Netze heute meist sehr gut ausgebaut sind und die «costplus» Regulierung den Druck auf der Kostenseite tief hält. Weitere Kommunikationsarbeit, Demonstrationsprojekte und Anpassungen bei der Regulierung werden nötig sein, um ein breites Ausrollen des Konzepts möglich zu machen
3. Notwendigkeit einer stärkeren Standardisierung der Schnittstellen für die Fernsteuerung von Anlagen. Dies erschwert vor allem bei älteren Anlagen die Aufnahme ins System. Eine Berücksichtigung dieser Anforderungen in den technischen Anschlussbedingungen könnte dieses Problem für Neuanlagen reduzieren



5 Ausblick und zukünftige Umsetzung

Die positiven Ergebnisse, welche mit dem kosteneffizienten Ansatz der dezentralen Flexibilitätssteuerung in den untersuchten Anwendungsfällen erzielt werden konnten, lassen darauf schliessen, dass in den Schweizer Verteilnetzen ein grosses Potential für diese Form der intelligenten Steuerung besteht. Es ist zu erwarten, dass mit dem fortschreitenden Zubau von dezentralen Erzeugungseinheiten und Verbrauchern in den Verteilnetzen die Flexibilitätssteuerung von heutigen Projekten zur Kostensenkung immer öfter zu einem zentralen Pfeiler der Netzstabilisierung werden wird. Diese wichtige Rolle gilt es heute mit der Entwicklung und Erprobung von robusten technischen Lösungen vorzubereiten.

Der in diesem Projekt entwickelte und demonstrierte Ansatz bietet eine gute Grundlage, um durch ein schrittweises Ausrollen in den Schweizer Verteilnetzen die Erfahrungswerte und das Vertrauen aufzubauen, um dem Konzept der dezentralen Flexibilitätsnutzung zum Durchbruch zu verhelfen.

In einem nächsten Schritt sollten daher die Feldstudien in laufende Anwendungsprojekte überführt werden. Dies ist im Fall der Lastspitzensenkung im Verteilnetz Amlikon-Bissegg bereits der Fall. Bei weiteren Verteilnetzen wird es aufgrund des heute bei den Verteilnetzbetreibern noch fehlenden Handlungsdrucks weitere Kommunikationsarbeit benötigen.

Eine grosse Chance bietet die regulatorische Neuerung, dass Kosten von innovativen Massnahmen für intelligente Netze bei den Netzkosten angerechnet werden dürfen. Dies ist heute den Verteilnetzbetreibern oft noch nicht bekannt und der Mehrwert von Innovationsprojekten ist noch nicht in jedem Fall klar ersichtlich. Eine Kampagne, in der Verteilnetzbetreiber kommunikativ und mit Unterstützung in der Umsetzung von Innovationsprojekten zu einer Teilnahme motiviert werden, könnte hier Abhilfe schaffen.

Eine wichtige Erweiterung des Konzepts liegt in der Berücksichtigung der Blindleistung. Die heutige Lösung betrachtet ausschliesslich den Einfluss der dezentralen Anlagen auf die Wirkleistungsaspekte im Verteilnetz. Gerade der Zubau der Photovoltaik mit den sehr wirkmächtigen Invertern bietet aber das Potential, Probleme im Netz wie z.B. mit der Spannungsqualität direkt durch Anpassungen bei der Blindleistungseinspeisung zu adressieren. Dieses heute ungenutzte Potential sollte daher unbedingt Inhalt von zukünftigen Entwicklungsarbeiten sein.