



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK
Bundesamt für Energie BFE

Schlussbericht 24.02.2014

FlexLast - Erzeugung von Sekundär- Regelenergie durch ein dynamisches Lastmanagement bei Grossverbrauchern

Technische und betriebswirtschaftliche
Betrachtung

Auftraggeber:

Bundesamt für Energie BFE
Forschungsprogramm Netze
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Auftragnehmer:

IBM Schweiz AG
Vulkanstrasse 106
CH-8010 Zürich
www.ibm.com

in Zusammenarbeit mit:

BKW Energie AG
Viktoriaplatz 2
CH-3000 Bern 25
www.bkw.ch

Migros Verteilbetriebe Neuendorf AG
Neustrasse 49
CH-4623 Neuendorf
www.mvn.ch

Swissgrid AG
Werkstrasse 12
CH-5080 Laufenburg
www.Swissgrid.ch

IBM Forschungszentrum Zürich
Säumerstrasse 44
CH – 8803 Rüschlikon
www.zurich.ibm.com

Autoren:

Daniel Berner, BKW Energie AG, daniel.berner@bkw.ch
Matthias Haller, Swissgrid AG, matthias.haller@Swissgrid.ch
Stefan Heimrich, IBM, stefan.heimrich@ch.ibm.com
Wolf Christian Rumsch, BKW Energie AG, wolf-christian.rumsch@bkw.ch
Daniel Rutishauser, IBM, daniel.rutishauser@ch.ibm.com

BFE-Bereichsleiter:	Dr. Michael Moser
BFE-Programmleiter:	Dr. Michael Moser
BFE-Vertragsnummer:	SI/500764-01

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

Zusammenfassung

Im Zeitraum von Juni 2012 bis Dezember 2013 führten BKW, IBM, Migros und Swissgrid das gemeinsame Projekt FlexLast durch. Dieses hatte zum Ziel, die Machbarkeit der Erzeugung sekundärer Regelenergie durch Schaltung industrieller Lasten zu untersuchen. Als Versuchsobjekt dienten dabei die Tiefkühlanlagen des Migros Verteilzentrums in Neuendorf.

Im Rahmen des Projektes wurde ein IT-Prototyp zur Steuerung und Optimierung der Kältetechnikanlagen realisiert sowie das Potenzial und die Grenzen zur Erzeugung von Regelenergie an diesem Objekt in einem Feldversuch analysiert. Die Übertragbarkeit der Ergebnisse auf den Energiemarkt Schweiz wurde in einer begleitenden Studie untersucht.

Die gesammelten Erfahrungen zeigen, dass die Erzeugung von Regelenergie durch industrielle Lasten grundsätzlich möglich ist, die Einstiegshürden für Sekundärregelleistung allerdings hoch sind und mit den untersuchten Tiefkühlagern alleine nicht überwunden werden können. Durch ein Pooling von Lasten unterschiedlicher Charakteristika und ergänzenden Massnahmen ist dies in der Schweiz jedoch prinzipiell machbar.

Résumé

De juin 2012 à décembre 2013, BKW, IBM, Migros et Swissgrid ont mené un projet pilote commun, promu par l'OFEN, visant à analyser si l'on pouvait produire de l'énergie de réglage secondaire à partir du réglage de charges industrielles. Les installations de congélation du centre de distribution Migros à Neuendorf servaient dans ce cas d'objet expérimental.

Dans le cadre du projet, on a réalisé un prototype IT pour la commande et l'optimisation des installations de cryogénie, et on a analysé le potentiel et les limites de la production d'énergie de réglage à partir de cet objet lors d'un essai in situ. La transmissibilité de ces résultats au marché énergétique suisse fut analysée dans une étude annexe.

Il est démontré que la production d'énergie de réglage secondaire par des charges industrielles est possible en principe, mais que le seuil d'accès pour la puissance de réglage secondaire est élevé et qu'il ne peut pas être franchi seulement avec les installations de congélation analysées. Cependant, ce serait en principe faisable en Suisse en mettant en commun des charges de caractéristiques différentes et en prenant des mesures complémentaires.

Abstract

In the period between 06/2012 and 12/2013 BKW, IBM, Migros and Swissgrid conducted the joined project FlexLast with support from BFE. The objective was to analyze the feasibility to generate secondary control power by leveraging flexibility in energy consumption of industrial power loads. In this case, the refrigerated warehouses of the Migros distribution center in Neuendorf were used as industrial load.

Within the project, an IT-prototype to control and optimize the cooling equipment was realized. The potential and constraints to achieve secondary control power were analyzed in a field trial; in a complementary study the transferability of these results to the Swiss energy market was evaluated.

The results show that secondary control power with industrial loads can be achieved in principal, yet not with the studied cooling equipment alone. Barriers to entry are relatively high, yet can be overcome by pooling industrial loads with different characteristics and additional supporting measures.

Inhalt

Zusammenfassung.....	3
Résumé	3
Abstract	3
Inhalt.....	4
1 Einleitung	6
1.1 Ausgangslage.....	6
1.2 Projektziele.....	6
1.3 Fragestellungen	7
2 Projektvorgehen.....	8
3 Feldversuch	9
3.1 Konzeption der technischen Lösung FlexLast	9
3.1.1 Systemumfeld und Rahmenbedingungen.....	9
3.1.2 Architekturübersicht, Kernkomponenten und Interaktionen	12
3.1.3 Beschreibung des Optimierungsproblems	14
3.1.4 Optimierung FlexLast im Architekturkontext: System FERN	15
3.1.5 Abgrenzung des Prototypen.....	17
3.2 Umsetzung	18
3.2.1 Vorgehensmodell	18
3.2.2 Umsetzung	18
3.2.3 Zusammenfassung des Feldversuchs	33
4 Begleitstudie	34
4.1 Schweizer Energiemarktmodell mit Hinblick auf Regelenenergiepooling	34
4.1.1 Definitionen, Rollen, Vertragsverhältnisse	34
4.1.2 Energiewirtschaftliche Prozesse	38
4.2 Marktabschätzung Regelenenergiemarkt	44
4.2.1 Prognose Erzeugung aus neuen erneuerbaren Energiequellen in der Schweiz	44
4.2.2 Prognose Erzeugung von neuen erneuerbare Energiequellen in Deutschland und Europa	45
4.2.3 Prognose Speicherkraftwerke	46
4.2.4 Prognose Regelleistungsreserve	47
4.2.5 Marktanalyse Aggregatoren	50
4.2.6 Schaltbare industrielle Lasten	53
4.2.7 Lastverschiebungspotenzial von Abwasserreinigungsanlagen (ARA), Wasserversorgung (WV) und Kehrlichtverbrennungsanlagen (KVA)	58
4.2.8 Fazit.....	59
4.3 Übertragbarkeit der Lösung	60
4.3.1 Kernfragen.....	60
4.3.2 Möglichkeiten durch Kombination unterschiedlicher Lastprofile	60
4.3.3 Bedeutung der inkrementellen Anbindung einer weiteren Last	63
4.3.4 Konvergenz mit anderen Smart Grid Themen (andere Anwendungsbereiche).....	64
4.3.5 Fazit.....	65
4.4 Beschreibung Business Case	66
4.4.1 Operationelles Referenzmodell.....	67
5 Schlussfolgerungen	71
5.1 Felderfahrung mit dynamischem Lastmanagement bei Grossverbrauchern	71
5.1.1 Die Erzeugung von Regelleistung durch industrielle Lasten ist technisch machbar	71
5.2 Modell für die breite Nutzung	72
5.2.1 Potenzial und Interesse für SRL-Pooling von industriellen Lasten ist hoch	72
5.2.2 Wirtschaftlichkeit nur in einem engen Rahmen möglich	73
5.2.3 Die Zuverlässigkeit und die Sicherheit müssen gewährleistet werden.	74
5.3 Wertvolle Erfahrungen mit neuen Zusammenarbeitsformen	75

5.3.1	Der Aufbau von schweizweit tätigen SRL-Pools kann mit geeigneten Massnahmen gefördert werden.....	75
5.4	Ausblick	76
6	Anhang.....	77
6.1	Business Case	77
6.2	Abkürzungen	81
6.3	Referenzierte Dokumente	82
6.4		82
6.5	Verzeichnis der Abbildungen	84
6.6	Verzeichnis der Tabellen.....	86

1 Einleitung

1.1 Ausgangslage

Die Energiestrategie 2050 des Bundes identifiziert die effiziente Erzeugung und Nutzung elektrischer Energie als einen der Schlüsselfaktoren zu einem nachhaltigen Energieversorgungssystem der Zukunft. Während auf der Erzeugungsseite neue erneuerbare Energieträger wie Sonne, Wind oder Biomasse in den letzten Jahrzehnten ein starkes Wachstum erlebten, stand die Nutzungsseite erst seit kürzerer Zeit verstärkt im Zentrum der Überlegungen. Da das Stromnetz keinen Strom speichern kann, müssen der Verbrauch und die Erzeugung jederzeit in Einklang stehen um Ausfälle zu vermeiden. Somit muss, getrieben durch den anhaltenden Ausbau volatiler Energiequellen, welche die Sonnen- oder Windenergie nutzen, der Stromverbrauch künftig auf die natürlichen Schwankungen der Einspeisung elektrischer Energie angepasst werden. Hierzu gibt es mehrere Möglichkeiten. Überschüssiger Strom kann begrenzt gespeichert, um später bei Spitzenverbrauch wieder genutzt zu werden. So bieten Pumpspeicherwerke noch immer eine der effizientesten Arten der Stromspeicherung.

Eine andere Möglichkeit ist es, elektrische Verbraucher über geeignete Komponenten des Stromnetzes und der Kommunikationstechnologien miteinander zu vernetzen und intelligent zu steuern, um den Verbrauch von elektrischem Strom der volatilen Erzeugung entsprechend anzupassen. Diese Art der Aufrüstung des Stromnetzes mit Intelligenz ist eine Anwendung der Smart Grids.

BKW, die Migros Verteilbetriebe Neuendorf (MVN), IBM und Swissgrid engagierten sich gemeinsam in einem Smart Grid Projekt mit dem Namen FlexLast. Dabei wurden Tiefkühlager (TKL) der MVN von aussen flexibel gesteuert und in einem Feldversuch getestet, was die Grenzen und Möglichkeiten sind Regelenenergie bereit zu stellen.

Diese Erforschung der technischen Grundlagen dient der Eruierung wie die flexible Steuerung von industriellen Lasten (Strom-Grossverbraucher auf den Netzebenen 3 und 5) als ein Element zu einem stabilen Schweizerischen Stromnetzes beitragen kann. FlexLast förderte als Pilotprojekt die Entwicklung eines Smart Grid in der Schweiz und zeigte das Potenzial von Smart Grid Technologien bei industriellen Grossverbrauchern auf.

1.2 Projektziele

Die Thematik der automatischen Laststeuerung von industriellen Grossverbrauchern ist nicht grundsätzlich neu. Neu ist hingegen der Fokus auf die Aggregation schaltbarer industrieller Lasten zur Bereitstellung sekundärer Regelleistungsreserven und der damit verbundenen Geschäftsmöglichkeiten. Das Projekt FlexLast ging in seinen Untersuchungen einen Schritt weiter als andere ähnlich gelagerte Beispiele in der Energiebranche, indem folgende Punkte unterschiedlich angegangen wurden:

- **Eine dynamische, modellbasierende Steuerung der Anlagen**
Damit wird deren Stromverbrauch gemäss einem Marktsignal bestmöglich gefahren (in diesem Fall dem Sekundärregler der Swissgrid), um das volle Potenzial der möglichen Flexibilität auszuschöpfen. Beispiele aus dem Ausland schalten einen Teil der Lasten über eine gewisse Zeitdauer einfach ein und aus (was ein einfacheres Modell bedingt) und vergeben sich so einen Teil der Flexibilität. Damit die Anlagen nicht nur einfach ein- und ausgeschaltet werden, muss das Verhalten der Anlagen auf Steuerbefehle sowie betriebliche und äussere Einflüsse und der daraus resultierende Stromverbrauch modelliert und getestet werden.
- **Automatische Aggregation zu einem optimierten Pool**
Soll einem Marktsignal wie dem Sekundärregler nachgefahren werden, müssen oft mehrere

Lasten miteinander kombiniert werden. Je komplexer das Marktsignal ist, desto mehr Lasten müssen intelligent miteinander kombiniert werden, um dem Marktsignal optimal nachzufahren. Diese optimale Aggregation soll automatisiert und nach einem fairen Verfahren erfolgen, damit eine effiziente Abwicklung sichergestellt werden kann.

Das Projekt FlexLast baut auf den Erfahrungen auf, die im Rahmen des iSMART Projektes Ittigen (inergie, 2013) mit der Aggregation schaltbarer thermischer Lasten (Haushaltsboiler) gemacht wurden, bei dem die grundsätzliche Machbarkeit der Bereitstellung von tertiärer Regelleistungsreserve gezeigt werden konnte.

Die Aggregation industrieller thermischer Lasten zu einem Regelpool stellt aus zweierlei Gründen eine interessante Opportunität dar. Zum einen ist die zur Verfügung stehende einzelne Leistung um Grössenordnungen höher als bei einzelnen Haushaltsboilern und zum anderen ist der Markt der Systemdienstleistungen (SDL) auf Seite der Sekundärregelleistung (SRL) attraktiver als Tertiärregelleistung (TRL), da höhere Preise erwirtschaftet werden können. Aus diesem Grund fokussierte das Projekt FlexLast auf das Segment der SRL durch die Aggregation von industriellen Lasten.

Das Projekt verfolgte folgende Ziele:

- Aufzeigen des Potenzials der Einbindung von industriellen Grossverbrauchern in ein Smart Grid durch Ausnutzung deren Flexibilität im Stromverbrauch, die beispielsweise gegeben ist durch die thermische Trägheit der TKL der MVN.
- Bereitstellen und Liefern von aggregierter positiver und negativer SRL mittels intelligenter, dynamischer und aktiver Lastregelung der Tiefkühlager.
- Ausarbeiten einer Potenzialanalyse von weiteren schaltbaren industriellen Lasten und des Geschäftsmodelles (Business Case) für einen Pool-Anbieter als Aggregator industrieller Lasten zur Erzeugung von Regelenergie.
- Energieeffizienz steigern, indem (a) das Vorhalten von Regelleistung z.B. durch Gaskraftwerke mit hohen variablen Kosten vermindert wird und (b) die Kühlaggregate möglichst energieeffizient gesteuert werden.
- Mit einem Leuchtturmprojekt die Entwicklung eines Smart Grid in der Schweiz unterstützen.

1.3 Fragestellungen

Im Projekt FlexLast sollen die folgenden zentralen Fragenstellungen bearbeitet werden:

Felderfahrung mit dynamischem Lastmanagement bei Grossverbrauchern

- Praktische Erfahrung zu Tauglichkeit und Grenzen der heute verfügbaren Technologien
- Zusammenstellung von Chancen und Risiken
- Wiederverwendbarkeit und Rolloutfähigkeit der Lösung

Model für die breite Nutzung (Business Case)

- Index-Model für Smart Grid Tauglichkeit von Grossverbrauchern und deren Nutzenpotenzial
- Klären der notwendigen Rahmenbedingungen (regulatorisch, kommerziell, technisch)
- Referenzmodell als Basis für Replizierung (Innovation)
- Modellierung von zukünftigen Szenarien (ROI-Überlegungen)

Wertvolle Erfahrungen mit neuen Zusammenarbeitsformen

- Zukunftsweisende Zusammenarbeit von Schweizer Unternehmungen als Beitrag zu der Umsetzung der Energiestrategie 2050 der Schweizerischen Eidgenossenschaft
- Praktische Erfahrungen bei der Zusammenarbeit auf allen Ebenen der Elektrizitätsversorgung (Gemeindeebene bis nationale Ebene, Grossverbraucher, Systemintegrator)

2 Projektvorgehen

In zwei parallel verlaufenden Teilprojekten wurde neben einer technischen Machbarkeit im Rahmen einer Prototypeninstallation für einen Feldversuch die Wirtschaftlichkeit in einer begleitenden Studie für den Schweizer Markt untersucht.

Die technische Machbarkeit wurde mittels Konzeption und Realisierung eines technischen Prototyps zur Bereitstellung von SRL und der Durchführung von Feldversuchen verifiziert. Nach einer Konzeptionsphase wurde in der Zeit zwischen dem 16. Oktober 2012 und dem 4. April 2013 die Prototypeninstallation bei den MVN entwickelt und bereitgestellt.

In einem anschliessenden Feldversuch wurden Testreihen durchgeführt. Damit wurden die Tauglichkeit und die Grenzen der verfügbaren Lösungen und Technologien für das Liefern von gepoolter positiver und negativer SRL mit den TKL von MVN aufgezeigt.

Die Wirtschaftlichkeit wurde im Rahmen einer begleitenden Studie mittels Studienvergleichen, Interviews und Workshops mit Stromgrossbezügern untersucht. Ausgehend von einer Marktabschätzung für den zukünftigen Bedarf an Regelleistung wurde das Potenzial möglicher Lasten in der Schweiz, unter Einbezug von verfügbaren Studien und durch Interviews mit Betreibern von grossen industriellen Lasten hergeleitet.

Exemplarisch wurde ein Business Case gerechnet und die abgeleiteten Erkenntnisse und Empfehlungen ausgearbeitet. Die Erkenntnisse und Empfehlungen wurden in der vorliegenden Studie zusammengeführt und stellen ausschliesslich die Sicht des Projektteams und insbesondere der Autoren dieses Dokumentes dar.

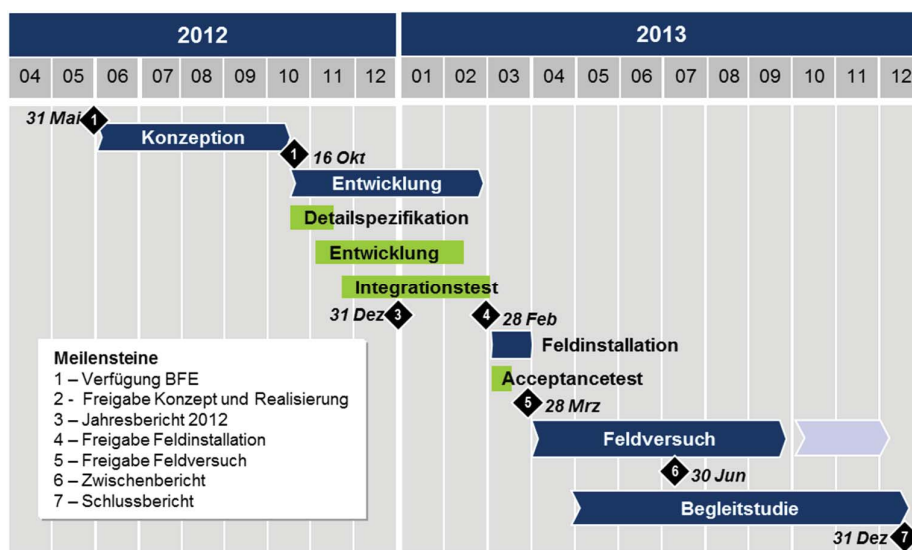


Abbildung 1: Zeitlicher Ablauf des Projektes „FlexLast“

3 Feldversuch

In einem Feldversuch wurde ein technischer Prototyp FlexLast entwickelt, um zu untersuchen, inwiefern sich industrielle Lasten für die Lieferung von SRL eignen. Der Prototyp verfolgte das primäre Ziel, den Stromverbrauch einer industriellen Last vorauszusagen und zu steuern, um diese in ein System für Regelernergie einzubinden.

3.1 Konzeption der technischen Lösung FlexLast

3.1.1 Systemumfeld und Rahmenbedingungen

FlexLast steuert und optimiert im Rahmen des Prototypen den Energieverbrauch der drei TKL der MVN, um SRL zur Verfügung zu stellen.

Die einzelnen TKL sind betreffend der Art und Weise der Nutzung als auch in Bezug auf die eingesetzte Kältetechnik sehr heterogen:

- Zwischen TKL1 und TKL3 besteht eine betriebliche Kopplung. TKL3 ist ein Hochregallager mit Wareneingang. Der Wareneingang erfolgt über das TKL1 und ist voll-automatisiert. Entsprechend sind die beiden Lager verbunden.
- TKL3 ist hauptsächlich beeinflusst durch die Anlieferung und Kühlung. Durch die eingelagerten Waren besitzt es einen Kältepuffer.
- TKL1 hingegen hat wenig Volumen an gelagerten Waren, zudem haben Kommissionieranlage und Wareneingänge einen grossen Einfluss auf die Temperaturdynamik.
- TKL2 ist ein abgeschlossenes Lager mit isoliertem Warenein- bzw. -ausgang. Aufgrund der Produktcharakteristika der eingelagerten Ware bestehen strengere Richtlinien bezüglich Temperaturbereichen und Toleranzen.
- Die Kältetechnikanlagen der TKL verhalten sich unterschiedlich (beispielsweise unterschiedliche Anzahl Kompressoren, mit jeweils anderer Motorenleistung) und haben eine unterschiedliche Steuerungstechnik.

Jedes MVN TKL ist in mehrere Hallen aufgeteilt. In jeder Halle wird individuell die aktuelle Temperatur überwacht, um sicher zu stellen, dass an jedem Ort in der Halle die benötigte Temperatur eingehalten wird. Die Kühlanlage steuert hingegen nicht die einzelnen Hallen, sondern das gesamte TKL.

Aus betrieblichen Gründen konzentrierten sich die Arbeiten im Projekt auf TKL2 und TKL3.

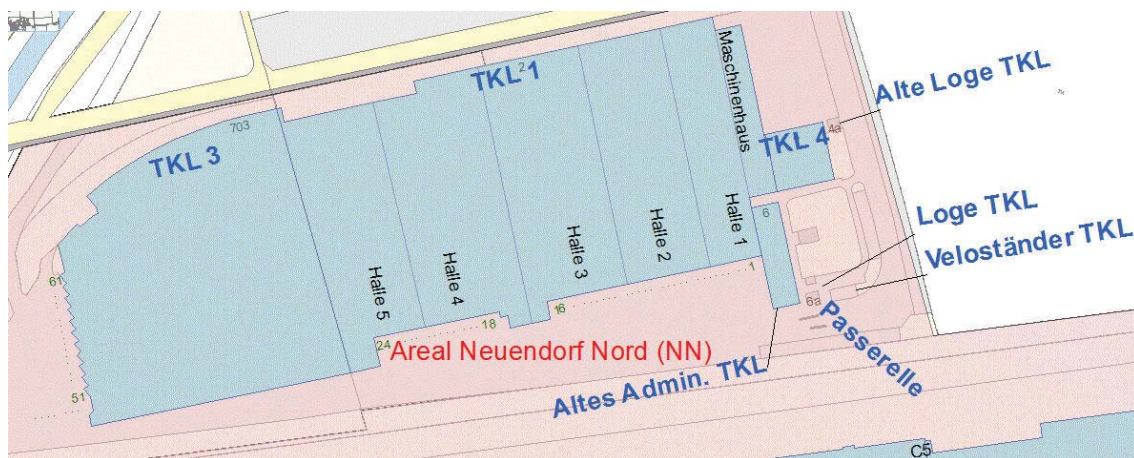


Abbildung 2: Situationsplan Verteilzentrum Neuendorf (TKL1 und TKL3, TKL2 nicht dargestellt) (Quelle: MVN)

3.1.1.1 Subsystem Kältetechnik

Aus Betriebssicht ist zu gewährleisten, dass die betrieblichen Abläufe nicht beeinträchtigt und insbesondere die Kühltaste nicht unterbrochen wird. Ein Eingriff in die Steuerung hat auf Ebene Leitsystem – und nicht auf Ebene Speicher-Programmierbare-Steuerung der einzelnen Aggregate – zu erfolgen.

Darüber hinaus sind zu berücksichtigen:

- Dynamik beim Anfahren der Kälteanlagen zum Vermeiden instabiler Zustände und Defekte
- Performanceverluste im Teillastbetrieb
- Notwendigkeit regelmässiger Abtauvorgänge (und damit Nicht-Verfügbarkeit) einzelner Aggregate
- Grenzen der Abkühlung zur Vermeidung hoher Druckunterschiede in den TKL

3.1.1.2 Anforderungen Swissgrid für die Bereitstellung von SRL

Ein System zur Erzeugung von SRL muss den Vorgaben der Swissgrid entsprechen und zwar in Bezug auf:

- „Qualität und Zuverlässigkeit“ der Bereitstellung, wie definiert in den Vorgaben zum Präqualifikationstest (Schlipf, Scherer, & Haller, 2013)
- die bereitgestellte Mindestleistung von 10 MW (Beck & Scherer, 2010) (Swissgrid, 2013a)
- die Prozessintegration (Müller, 2013) (Swissgrid, 2013b) [6]

Abbildung 3 zeigt den zeitlichen Verlauf des Testsignals im Präqualifikationstest, sowie diese aktuell für hydraulische Anlagen (Wasserkraftwerke) durch die Swissgrid definiert sind. Die wesentlichen Anforderungen an die Erzeugung SRL für hydraulische Anlagen sind:

- Die Bereitstellung von SRL hat innerhalb weniger Sekunden nach Abruf zu erfolgen
- Die angeforderte Regelernergie ist - innerhalb eines Toleranzbandes von 5% der angeforderten Regelleistung „feingranular“ bereitzustellen
- Reaktionszeit von maximal 10s / 20s

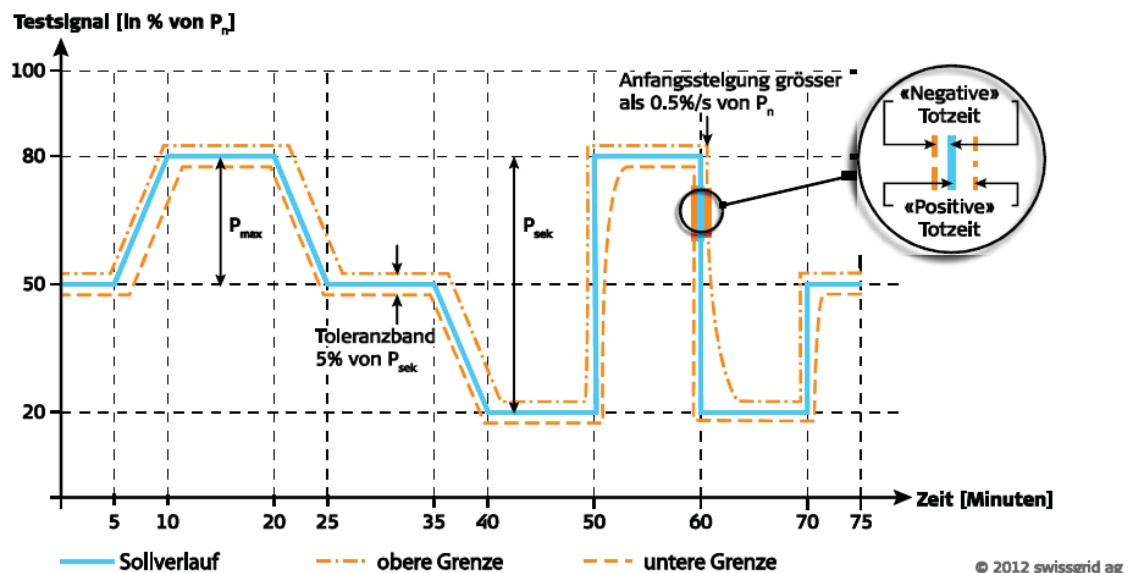


Abbildung 3: Verlauf Testsignal im Präqualifikationstest der Swissgrid mit entsprechenden Toleranzbändern (Quelle: Swissgrid)

Im Rahmen des Projektes wird untersucht, inwieweit der Prototyp FlexLast gültige Vorgaben erfüllt und welche Konsequenzen sich ergeben.

Die Prozessintegration zwischen Abnehmer und Lieferant von Regelernergie erfolgt gemäss der in Abbildung 4 dargestellten Wertschöpfungskette für SDL.



Abbildung 4: Hauptprozesse der Wertschöpfungskette SDL gemäss Swissgrid

Im Rahmen FlexLast erfolgt eine Prozessintegration ausschliesslich in den ersten fünf Teilprozessen. Die Ex-Post Kontrolle wird dahingehend unterstützt, dass FlexLast Informationen bezüglich Plandaten, Realdaten und Abrufen vorhält; hingegen ist eine integrierte Übermittlung der Daten an ein Fahrplan-System sowie ein automatisierter Abgleich zwischen Plan, Abruf und tatsächlich erfolgter Lieferung nicht Teil des Projektumfangs FlexLast.

3.1.1.3 Rahmenbedingungen „Lieferant Regelernergie“ (Beispiel BKW)

Aus Sicht eines Lieferanten von Regelernergie an Swissgrid, im Projekt repräsentiert durch BKW, sind vor allem zwei Aspekte wichtig:

- Die Vision der BKW als Markt-Teilnehmer für die Erbringung von SRL sieht vor, dass das virtuelle Kraftwerk (VPP) von FlexLast eine Erzeugungseinheit (EZE) darstellt, welche wiederum mit klassischen EZE (z.B. Pumpspeicherkraftwerke, welche heute SRL erbringen), oder aber weiteren, alternativen thermischen Lasten gepoolt werden kann. Gegenüber dem Händler ist dieser Pool als ein VPP dargestellt (Vgl. Abbildung 5).
- Real-time Interaktionen, Regelung und Monitoring sollen über den bestehenden Netzregler der BKW erfolgen. Aktuell wird dazu bei BKW das analoge Stellsignal der Swissgrid auf IEC 60870-5-101 Standard konvertiert. Anforderungen an den Prototypen FlexLast ist daher ein Fernwirk Gateway basierend auf IEC 60870-5-101 Protokoll.

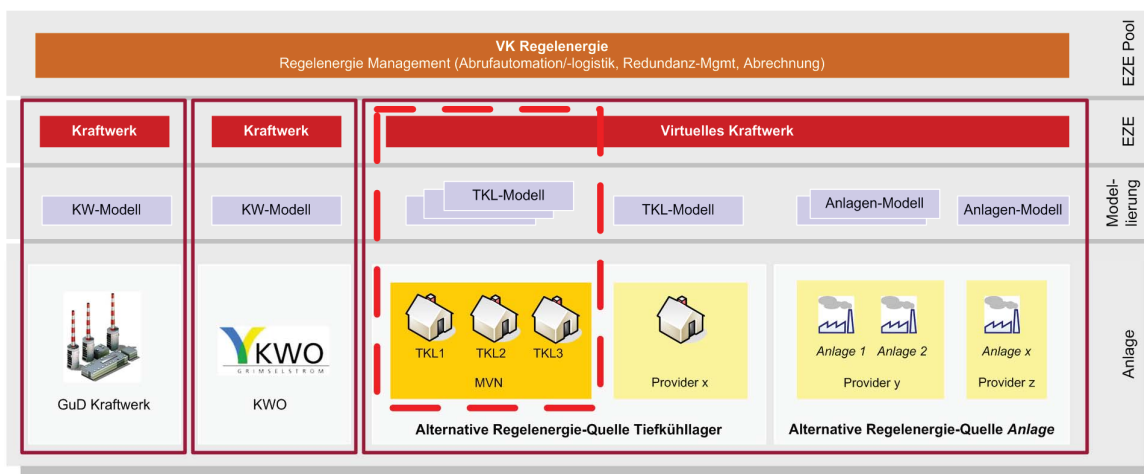


Abbildung 5: Darstellung FlexLast im Kontext mit weiteren EZE

3.1.2 Architekturübersicht, Kernkomponenten und Interaktionen

3.1.2.1 Architekturübersicht

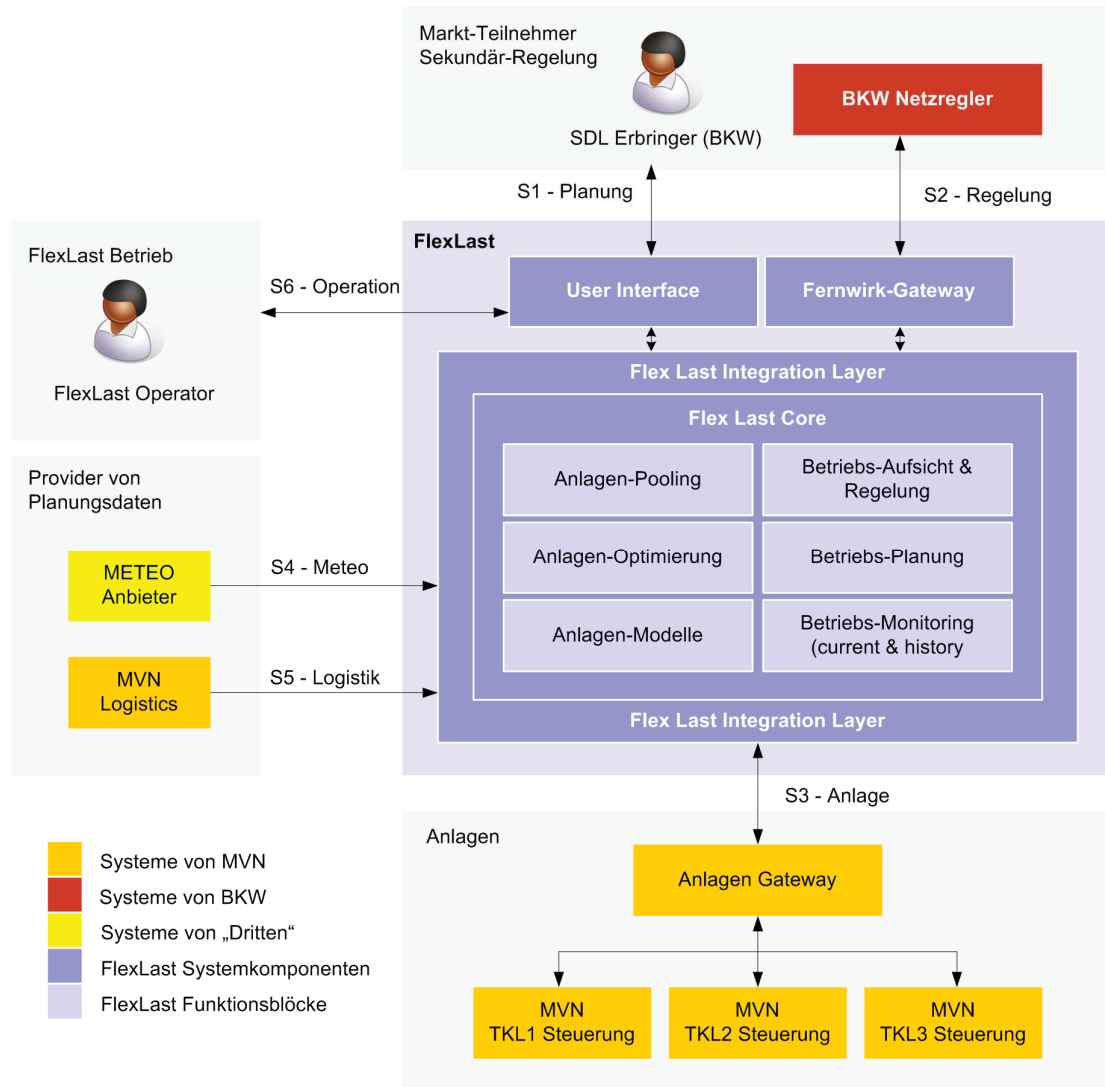


Abbildung 6: FlexLast Architektur-Übersicht

Abbildung 6 zeigt die FlexLast Architektur-Übersicht. Das System FlexLast besteht aus vier Kernkomponenten:

1. FlexLast Core
2. FlexLast Integration Layer
3. Fernwirk-Gateway
4. User Interface

Diese ermöglichen die Systeminteraktionen S1-6. Kernkomponenten und Systeminteraktionen sind im Folgenden kurz beschrieben:

3.1.2.2 Kernkomponenten

FlexLast Core

Die Kern-Systemkomponente FlexLast Core, stellt die benötigte Funktionalität zur Verfügung. Die einzelnen Funktionsblöcke im Kernsystem können unterschieden werden in Anlagen-Funktionsblöcke und Betriebs-Funktionsblöcke. Für die Realisierung der Anlagen-Funktionsblöcke wurde auf der bewährte Lösung Flexible Energy Resource Network (FERN) des IBM Zürich Research Lab aufgebaut.

Anlagen Funktionsblock	Beschreibung
Anlagen-Modell (FERN Device Layer)	Jede Anlage (TKL1-3) wird aufgrund der beschriebenen Heterogenität zu einem gewissen Grad individuell modelliert.
Anlagen-Optimierung (FERN Objective Layer)	Während das Anlagen-Modell eine statische Sicht ist, beinhaltet die Optimierung eine dynamische, zukunftsbezogene Sicht. Eine optimale Betriebssteuerung berücksichtigt betriebliche Rahmenbedingungen und optimiert die Vorhaltung bzw. Lieferung von Regelenergie.
Anlagen-Pooling (FERN Aggregation Layer)	Die einzelnen Anlagen (TKL im konkreten Fall) werden zu einem Pool aggregiert. Der Pool definiert wie viel Regelleistungs-Potenzial zur Verfügung steht, sowie wie die Leistung im Falle eines Abrufs zu erbringen ist („Welche Anlage erzeugt welche Menge an Regelenergie wann?“).

Tabelle 1: Anlagen-Funktionsblöcke

Betriebs-Funktionsblock	Beschreibung
Betriebs-Planung	Aus dem Modell und der Optimierung, sowie weiterer Daten aus Logistik, Wetterprognose und Historie ergibt sich die Betriebsplanung betreffend Steuerung, Verbrauch und potenzielle Regelleistung.
Betriebs-Aufsicht & -Regelung	Beeinflussung der Anlagensteuerung. Auslöser ist entweder der Abruf von SRL oder die Betriebsplanung im Rahmen des Normal-Betriebs.
Betriebs Monitoring	Aufzeichnung des aktuellen Betriebszustands, aber auch die Verwaltung der historischen Daten und weiterer audit-relevanter Informationen

Tabelle 2: Betriebs-Funktionsblöcke

FlexLast Integration Layer

Der FlexLast Integration Layer übernimmt die Anbindung FlexLast Core an die Umsysteme. Er bildet einen Abstraktions-Layer für die Services/ Interfaces und ermöglicht ein Mapping/Mediation zwischen FlexLast Core und Umsysteme, die Protokoll Konversion sowie Security Funktionalitäten.

Fernwirk-Gateway

Der Fernwirk-Gateway ist eine dedizierte FlexLast Systemkomponente und dient der Unterstützung von IEC Standardprotokollen, der Protokoll Konversion von IEC zu JEE Protokoll des FlexLast Integrations Layer, der Daten Mediation von IEC zu FlexLast Datenformat.

User Interface

Ein User Interface stellt die grafische Oberfläche der benötigten Funktionen für den FlexLast Betrieb zur Verfügung. Die Funktionen für den SDL Erbringer sind ein Subset davon.

3.1.2.3 Systeminteraktionen

Die wichtigsten Systeminteraktionen sind:

Systeminteraktion	Beschreibung
S1 – Planung	Planungsinformationen, die den Systemdienstverantwortlichen in die Lage versetzen an Auktionen der Swissgrid teilzunehmen bzw. weitere Swissgrid Anforderungen wie z.B. Day-Ahead Planung zu erfüllen.
S2 – Regelung	Kommunikation Swissgrid Stellsignal an FlexLast bzw. Monitoring Informationen über den aktuellen Betriebszustand an den Systemdienstverantwortlichen (gemäss Anforderungen Swissgrid).
S3 – Anlage	Steuerungsinformationen zur „Betriebssteuerung“ der Anlage (unabhängig davon ob gerade Regelenergie abgerufen wird); Rückmeldung Betriebszustände an FlexLast.
S4 – Meteo	Externe Wetterprognose für den Standort Neuendorf als Input für die Anlagenoptimierung.
S5 – Logistik	Periodische Logistikinformationen (Wareneingänge, -ausgänge und Füllgrad) als Input für die Anlagenoptimierung.
S6 – Operation	Zugriff auf Modellparameter, Planungsinformationen, Betriebsdaten, Auditinformationen und Historie; Beeinflussung des verfügbaren Ressourcen Pools und der Modellparameter

Tabelle 3: Systeminteraktionen

3.1.3 Beschreibung des Optimierungsproblems

Im Projekt FlexLast wird die inhärente Trägheit von grossen industriellen Kühltürmen als Energiespeicher verwendet. Bewegt sich bei diesen die Ist-Temperatur innerhalb eines erlaubten Rahmens, kann durch die Zufuhr von elektrischer Energie thermische Energie zu- bzw. abgeführt werden und diese thermische Energie wird durch natürliche Abkühl- oder Aufwärmungsprozesse (im Fall von Kühltürmen) verbraucht. Im konkreten Fall der Kühltürme des MVN bewegt sich die Soll-Temperatur zwischen –30 Grad Celsius und –26 Grad Celsius und der Leistungsverbrauch eines TKL liegt zwischen 50 kW und 350 kW, aufgeteilt auf mehrere Kompressoren. (Bemerkung: 50 kW Verbrauch sind nicht beeinflussbar durch FlexLast, vgl. Kapitel 3.2.2.3).

Das Gesamtproblem wird wie folgt logisch aufgeteilt:

- **Archivierung von Messdaten:** Historisch gemessene Zeitreihen werden für die Erstellung von Modellen verwendet. Die Abtastintervalle sind der Systemdynamik angepasst, führen jedoch zu Datenmengen welche effizient und zuverlässig bewirtschaftet werden müssen. Die Kontrollsystemdaten werden in relationalen Datenbanken archiviert und mittels nachrichten-basierender Kommunikationssysteme übertragen.
- **Systemidentifizierung:** Mit den gemessenen Daten werden thermische Zustandsraummodelle erstellt (FlexLast, 2013). Die wesentlichste Zustandsgrösse ist dabei die Temperatur, welche von externen Faktoren wie Kühlleistung, Wettereinwirkungen und Wärmezufuhr in Form von „wärmeren“ Waren abhängig ist.
- **Berechnung der Flexibilität:** Die Extremwerte der möglichen Energiezufuhr über Zeit werden – unter Berücksichtigung der betrieblichen oberen und unteren Temperaturgrenzwerte, minimaler und maximaler Laufzeiten der Kühlaggregate, gleichmässiger Nutzung der Aggregate sowie der erwarteten Zufuhr, bzw. des Abflusses von thermischer Energie durch Wärmezufuhr und Wettereinflüsse über einen gegebenen Zeithorizont – erstellt.
- **Optimierung der Leistungszufuhr:** Anhand der errechneten Flexibilität wird ein möglicher Leistungsfahrplan erstellt, welcher einem vorgegebenem Leistungsprofil über Zeit ent-

spricht. Dieser Fahrplan entspricht dem grösstmöglichen Potenzial für Hoch- oder Hinunterregulierung, unter der Annahme des vorhergesagten Verlaufs des Systemzustandes.

- **Abbildung von Leistungswerten auf Schaltzustände:** Die elektrische Leistung der einzelnen Kühlkompressoren wird gemessen und mittels eines linearen Gleichungssystems auf die diskreten Schaltzustände der einzelnen Kühlmodule abgebildet. Die gewünschten Leistungsprofile werden dann den möglichen, diskreten Verbrauchswerten optimal, d.h. der Minimierung des Fehlerwertes, angepasst.
- **Abbildung der gewünschten Verbrauchswerte auf verfügbare Stellgrössen:** Die FlexLast Software kann aus sicherheits- und verbindungstechnischer Sicht nicht direkt in den Regelkreis der Kühlaggregate eingreifen. Nebst der reinen Verbindungsproblematik besteht hier auch ein sicherheitstechnischer Aspekt. Die verfügbaren Stellgrössen reduzierten sich somit auf:
 - Einstellen der Soll-Temperatur: Durch deren Vorgabe können Kälteaggregate unter Berücksichtigung einer Temperaturhysterese ein- bzw. ausgeschaltet werden.
 - Forciertes Kühlen: Die Temperaturhysterese kann übersteuert und das Kühlaggregat eingeschaltet werden.
 - Forciertes Abtauen: Die normalen Abtauprozesse der Kühlanlage können geplant werden und beeinflussen den elektrischen Leistungsverbrauch signifikant.
- **Übermittlung von Stellwerten:** Die Steuerbefehle werden von der Planungs- und Optimierungseinheit an das, auf Open Process Control (OPC) [13] basierende, Steuerungssystem übermittelt, welches auch für das Auslesen von Sensorwerten verantwortlich ist

3.1.4 Optimierung FlexLast im Architekturkontext: System FERN

Die Durchführung der Optimierung in FlexLast erfolgt in den Anlagen-Funktionsblöcken des FlexLast Core Systems (vgl. Kapitel 3.1.2.2). Dabei werden die drei Funktionsblöcke Anlagen-Modell, Anlagen-Pooling und Anlagen-Optimierung durch das System FERN des IBM Zurich Research Lab implementiert. Dieser Kern der Anwendung berechnet die mögliche Flexibilität der einzelnen Anlagen, aggregiert diese und optimiert auf eine Zielfunktion (Sekundärregler).

Diese drei Funktionsblöcke repräsentieren ein sogenanntes Virtual Power Plant (VPP) mit dem Ziel einer Überwachung und Zusammenarbeit mit den Steuerungssystemen der MVN TKL, um aus diesen eine Lastausgleichsquelle für das Schweizer Stromnetz zu schaffen. Die TKL werden in einem Zustand gehalten, der es jederzeit erlaubt, auf Anfragen des Marktes für SRL zu reagieren und den Leistungsverbrauch für eine vereinbarte Zeitdauer entsprechend zu erhöhen oder zu senken. Dazu definiert FERN drei Layer mit unterschiedlichen Verantwortlichkeiten:

- **FERN Device Layer (Anlagen-Modell):** Ein Modell von jedem TKL zur Erstellung von Prognosen über den Energieverbrauch und den Zustand des Systems.
- **FERN Aggregation Layer (Funktionsblock Anlagen-Pooling):** Die Berechnungen der Flexibilität der einzelnen Modelle im Device Layer werden kombiniert, um die Gesamtsystem-Flexibilität zu bestimmen. Übergeordnete Pläne für den Energieverbrauch aus dem Objective Layer werden auf die Geräte (Disaggregation) zugeordnet.
- **FERN Objective Layer (Funktionsblock Anlagen-Optimierung):** Die allgemeine Flexibilität aus der Aggregation Schicht wird ausgenutzt, um die Ziele der SRL zu erreichen. Dies wird durch Berechnen eines Gesamtverbrauchsplans, der im Fall von FlexLast die verfügbare Regelernergie maximiert, erreicht.

Ein vereinfachtes Komponenten-Diagramm der FERN-Architektur mit den drei Layer ist in Abbildung 7 dargestellt.

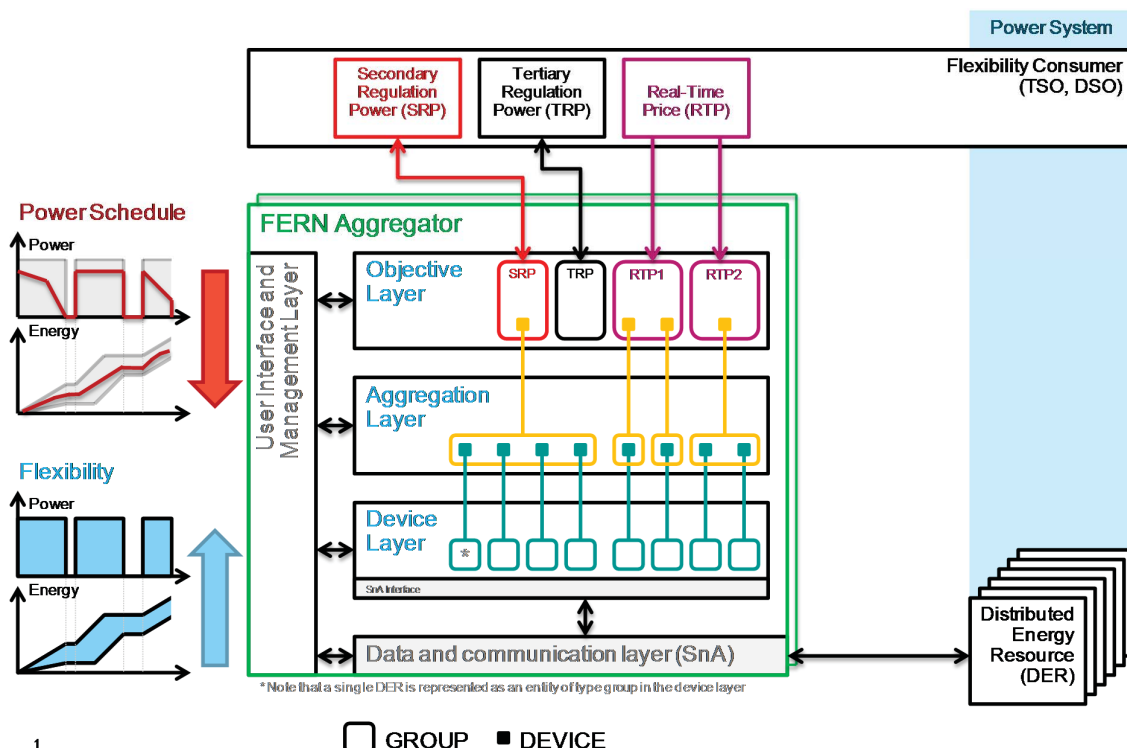


Abbildung 7: FERN Architektur

Flexibilitätsnutznießer im Fall von FlexLast ist BKW, welche der Swissgrid SRL aus dem Pool von industriellen Lasten zur Verfügung stellt. Die EZE (respektive Distributed Energy Resources (DER)) im Pool sind die einzelnen MVN TKL.

3.1.4.1 FERN Device Layer

Die Modelle für die MVN TKL (und weitere in Zukunft einbezogene Modelle) sind Teil des FERN Device Layers. Diese Modelle unterstützen die folgenden Funktionen:

- Die Flexibilität der Anlage wird ausgehend vom aktuellen Zustand (einschliesslich der Parameter wie der TKL-Innen- und Aussentemperatur) und Wetterprognosen ermittelt. Dazu wird eine Prognose für den minimalen und maximalen Energiebedarf für eine künftige Zeitperiode bestimmt.
- Abgeleitet aus einem Ziel-Verbrauchsplan aus dem Objective Layer werden die entsprechenden Einstellungen für die MVN TKL Kühlsysteme abgeleitet, um diesen Plan erreichen zu können.

Detaillierte Modelle wurden für die MVN TKL2 und TKL3 entwickelt. Obwohl das gleiche Verfahren verwendet wurde um die Modelle zu entwickeln, unterscheiden sie sich im Detail. Dies beruht teilweise auf betrieblichen Unterschieden. Zum Beispiel unterscheiden sich die Mengen und Art der Ware, die in den beiden TKL gelagert werden, was zu unterschiedlichen thermischen Verhalten führt. Weitere grundlegende Unterschiede rühren von der eingesetzten Technologie der Kühlsysteme. Diese sind im betrachteten Fall grundverschieden (z. B. verschiedene Arten von Kompressoren mit unterschiedlichen Eigenschaften, die Einfluss auf den Betrieb der Systeme haben).

Einflussgrößen für die Modellierung sind grundsätzlich:

- Historische Daten des jeweiligen TKL, Energieverbrauch, Logistik und Wetter.
- Aktuelle Daten des jeweiligen TKL, Energieverbrauch, Logistik und Wetter.
- Prognosen für das Wetter und Logistik.

3.1.4.2 FERN Aggregation Layer

Die einzelnen Modelle im Device Layer erzeugen Energieverbrauch-Prognosen für jedes einzelne MVN TKL. Diese werden zu einer Gesamtprognose im Aggregation Layer kombiniert. Zusätzliche Auflagen können auf dieser Ebene im Zusammenhang, wie diese Zuordnung erfolgen soll, hinzugefügt werden. Zum Beispiel kann eine Round-Robin-Verteilung verwendet werden, um Perioden der Abkühlung (oder nicht Kühlung) so lange zuweisen wie die allgemeinen Einschränkungen nicht verletzt werden. Die aggregierten Gesamtpläne werden anschliessend dem Objective Layer zur Verfügung gestellt.

3.1.4.3 FERN Objective Layer

Der Objective Layer erzeugt Zeitpläne für den Gesamtenergie- und Stromverbrauch für das Gesamtsystem basierend auf Optimierungsfunktionen. Zielfunktion von FlexLast ist es, die verfügbare Regelernergie in einem symmetrischen Modus so zu maximieren, dass sowohl nach oben und unten (temperaturmässig) Regulierung möglich ist.

Eines der wichtigsten Elemente der FERN-Architektur ist die Kapselung der Optimierungsfunktionen im Objective Layer. Wie bereits erläutert, ist die Zielfunktion für FlexLast die Maximierung der verfügbaren Regelernergie. Die FERN-Architektur unterstützt aber auch andere Zielfunktionen, wie zum Beispiel, Preisoptimierung.

3.1.4.4 FERN-Schnittstellen zu Flexibilitätsnutzern

Damit die Funktionalität von FERN optimal genutzt werden kann, sollte es in die bestehende IT Landschaft eingebettet werden. FERN bietet diesbezüglich diverse Schnittstellen an. Wo möglich unterstützt FERN Standard-Schnittstellen, um sicherzustellen, dass das System offen und eine breite Anwendbarkeit ohne weitere Anpassung gewährleistet.

Die von FERN produzierten optimalen Verbrauchs-Zeitpläne können via diesen Schnittstellen Energiebeschaffungs-Systemen zur Verfügung gestellt werden. Diese Verbrauchswert-Zeitpläne werden in der FlexLast Plattform Datenbank gespeichert, so dass sie, neben dem operativen System, auch für nachfolgende Analysen verwendet werden können.

3.1.5 Abgrenzung des Prototypen

Das System FlexLast wurde im Rahmen des Projektes FlexLast im Sinne eines technischen Prototyps nach folgenden Prämissen implementiert:

- Der FlexLast Prototyp implementiert die funktionalen Kern-Fähigkeiten damit eine technische Machbarkeit, Steuerung im Sinne von Bereitstellung von SRL in einem Pool, mit Tests überprüft werden kann.
- Der FlexLast Prototyp erfüllt die nicht funktionalen Anforderungen für den operativen Betrieb noch nicht.
- Der FlexLast Prototyp nimmt nicht an Ausschreibungen zu SRL teil.
- Der FlexLast Prototyp simulierte Erbringung von SRL nur in Rahmen von Tests.
- Anforderungen an die Kommunikationsinfrastruktur werden nicht berücksichtigt.

Hingegen liegt der Fokus für die Prototypen-Implementation von FlexLast auf:

- Der Modellierung und Optimierung einer industriellen Anlage unter Ausnutzung von thermischer Trägheit für die „Erzeugung“ von SRL.
- Der Aggregation mehrerer Anlagen zu einem Pool.
- Der Repräsentation des Pools gegen aussen als SDL-Erbringer in Form eines VPP.

3.2 Umsetzung

3.2.1 Vorgehensmodell

Das Verhalten von industriellen Lasten zu modellieren ist ein komplexer Vorgang und bedarf einem iterativen Vorgehensmodell, bei welchem die Modelle basierend auf Erkenntnissen von Tests verfeinert werden. Die betrachteten Systeme sind komplexe Regelkreise und jede Anlage ist individuell und reagiert daher unterschiedlich auf Stellsignale. Diese in den Modellen beschriebenen Regelkreise bedürfen daher einer schrittweisen Verfeinerung, die durch Tests und der daraus abgeleiteten Systemantwort validiert werden müssen. Durch ein wiederholbares Standard-Vorgehensmodell können daraus Erkenntnisse für andere Anlagen einfacher abgeleitet werden. Aufgrund der Erfahrungen aus FlexLast, hat sich folgendes Vorgehensmodell als effizient erwiesen:

1. Schritt: Modellentwicklung und Bestimmung der wichtigsten Parameter basierend auf Analysen von historischer Daten für die einzelnen Anlagen
2. Schritt: Tests mit dem Ziel der Erkennung von Grenzen und Restriktionen der einzelnen Anlagen in Bezug auf
 - A. Energieverbrauchsniveaus der Anlagen
 - B. Reaktionszeit der Anlagen
 - C. Weitere technische und betriebliche Rahmenbedingungen
3. Schritt: Tests mit dem Ziel der Überprüfung der Güte des Anlagen-Gesamtmodells
 - D. Güte des Anlagen-Gesamtmodells
4. Schritt: Tests mit dem Ziel der Überprüfung der Güte des Poolings
 - E. Güte des Poolings

Jede Iteration beginnt bei Schritt 1, der Entwicklung des Modells der Anlage. Anschliessend folgt ein dreistufiges Testverfahren, bei dem geprüft wird, ob weitere Anpassungen am Modell notwendig sind. Ist dies der Fall, so beginnt eine neue Iteration bei Schritt 1, in dem das Modell verfeinert wird.

Da TKL2 aus betrieblichen Gründen der MVN früher als erwartet ausser Betrieb genommen wurde, konnte Schritt 4 nicht durchgeführt werden.

3.2.2 Umsetzung

3.2.2.1 1. Schritt – Modellentwicklung der einzelnen Anlagen

Um das Verhalten der Anlagen auf äussere Einflüsse wie Wetter, Betriebsabläufe oder eben auch Steuerungsbefehle zu berechnen wird ein Abbild der Anlage in Form eines Regelkreises modelliert. Dieses Modell wird typischerweise in einer ersten Annäherung aus den physikalischen Gegebenheiten auf Basis von ähnlichen Anlagentypen beschrieben, um es dann mittels historischer Daten zu überprüfen. Bei diesem Schritt und den nachfolgenden Testreihen kann das Modell verfeinert werden, um die Güte auf das Mass zu bringen, welches nötig ist, um in einem SRL-Pool teilzunehmen.

Für jede Halle wird die Zieltemperatur gesetzt und die Temperatur überwacht. Die Kühlung der Halle wird durch die Differenz der Zieltemperatur und der vorherrschenden Temperatur indirekt gesteuert.

Ist die Zieltemperatur tiefer als die tatsächlich gemessene, wird die entsprechende Halle gekühlt. Um einen stabilen Betrieb zu gewährleisten und ein zu oft wiederholtes An- und Abschalten der Kühlung zu verhindern, wird eine signifikante Hysterese-Kurve im Kontrollsystem verwendet.

Die initialen Modelle für TKL2 und TKL3 wurden basierend diesem einfachen Verständnis des Kühlprozesses modelliert und mit historischen Daten wurde dieses Verhalten überprüft. Zusätzlich wurden externe Faktoren einmodelliert. Dazu zählten: Aussentemperatur und das Einlagern von neuen Gütern, welche üblicherweise wärmer sind, als die Zieltemperatur der Hallen.

Um den Energiebedarf und die mögliche Flexibilität zu berechnen wurden folgende Modelle entwickelt:

1. Ein thermisches Modell, das den aktuellen Temperaturzustand der Hallen zum künftigen Temperaturverlauf antizipiert.
2. Ein Kühlsystemmodell, das aus dem aktuellen Systemzustand und den Kühlanforderungen den daraus resultierenden Stromverbrauch berechnet.

Mit diesen beiden Modellen können die Systemgrenzen und somit die Flexibilität errechnet werden. Wird, zum Beispiel, die Hallentemperatur am oberen Ende gehalten, kann die minimal erforderliche Energiemenge bestimmt werden. Auf der anderen Seite wird durch das Halten an der unteren Limite die obere Grenze des Energieverbrauchs errechnet. Die grösstmögliche Flexibilität ist also die Differenz der beiden Extreme.

Ein optimaler Energieverbrauchsplan kann nur entwickelt werden, wenn auch die Bedürfnisse des Energiemarktes berücksichtigt werden. Zudem müssen noch weitere Rahmenbedingungen berücksichtigt werden wie maximale Kühlzeit, minimale Dauer in der nicht gekühlt werden darf, etc. Um die Energieverbrauchspläne zu entwickeln, braucht es die folgenden beiden weiteren Modelle:

3. Das inverse Kühlsystemmodell, um aus dem Energieverbrauch den Systemzustand zu ermitteln
4. Aus den drei Modellen wird das finale Modell erstellt, um die gewünschten Hallentemperaturzustand in die nötigen Steuerungsparameter umzuwandeln.

3.2.2.2 2. Schritt - Tests mit dem Ziel der Erkennung von Grenzen und Restriktionen der einzelnen Anlagen

Die erste Teststufe dient dazu, das erstellte Modell zu prüfen mit dem Fokus auf die Grenzen und Restriktionen der einzelnen Anlagen, unabhängig von weiteren Anlagen. Zu diesem Zweck werden drei unterschiedliche Tests durchgeführt.

Test A - Erreichbare Energieverbrauchs-niveaus der Anlagen

Die Stromverbraucher in den TKL der MVN sind die Kühlanlagen, welche wiederum aus mehreren Kompressoren bestehen. Die einzelnen Kompressoren werden binär gesteuert, d.h. entweder sie sind ein- oder ausgeschaltet. Eine stufenlose Verbrauchsregelung ist bei dieser Art von Anlagen nicht möglich.

Die erreichbaren Energieniveaus der Anlage ergeben sich daher aus den möglichen Kombinationen des Ein- bzw. Ausschaltens der einzelnen Kompressoren (i.d.R 4 Kompressoren pro Anlage, wobei Kühlen mit nur einem einzigen Kompressor aus betrieblichen Gründen unzulässig ist). Die Abbildung 8 zeigt die erreichbaren Energieniveaus für TKL2 und TKL3.

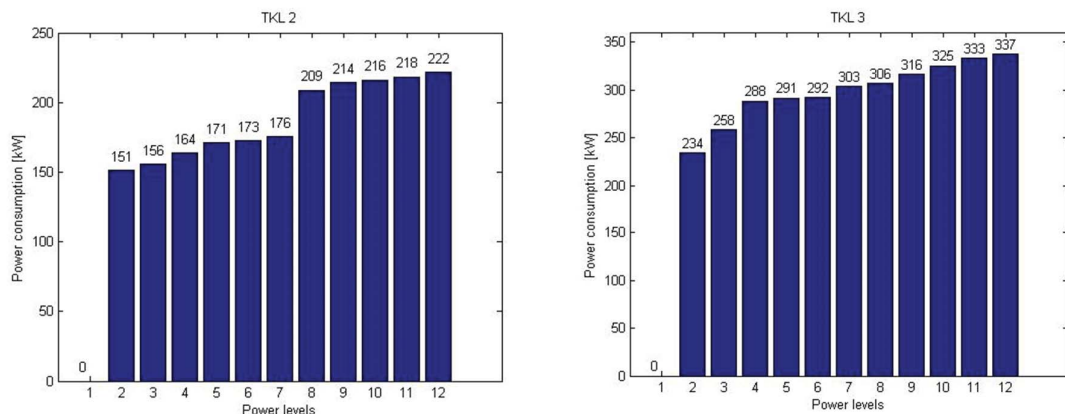


Abbildung 8: Erreichbare Energieniveaus für TKL2 und TKL3

Die gezeigten Messwerte sind Durchschnittswerte über eine 2-wöchige Messperiode, wobei die Varianzen zwischen den einzelnen Messungen sehr gering waren. So dass Abbildung 8 ein repräsentatives Ergebnis zeigt.

Der Einfluss dieser diskreten Powerlevels auf die Steuerung wurde in den FlexLast Tests aufgezeigt und es wurden Tests gefahren, um zu verstehen, inwieweit ein System in der Lage ist, ein vorgegebenes Energieniveau zu erreichen und zu halten. In dem Fall, wo das exakte Energieniveau nicht erreicht werden kann, versucht das System das „Nächst-beste“ Niveau zu erreichen.

Die Beschränkungen durch diskrete Energieniveaus lassen sich aktuell nur auflösen durch ein Aggregieren mehrerer Lasten (Pooling): je mehr Lasten zur Verfügung stehen, umso grösser ist die Anzahl diskreter Energieniveaus, die erreicht werden können.

Ein anderer Ansatz um diese Einschränkungen zu umgehen, ist die Einführung eines Reservierungssystems für Regelernergie mit Beschränkung auf erreichbare Energieniveaus. Dies ist derzeit mit SRL nicht vorgesehen.

Test B - Reaktionszeiten der Anlagen

Jede zu steuernde Anlage hat eine gewisse Latenz, bis sie auf ein Stellsignal reagiert. Mit diesem Test wird geprüft, wie lange es dauert, bis eine angestrebte Änderung im Stromverbrauch der Anlage tatsächlich umgesetzt wird. Die Ergebnisse dieser Tests waren sehr konsistent über mehrere Messungen und sind in Abbildung 9 dargestellt:

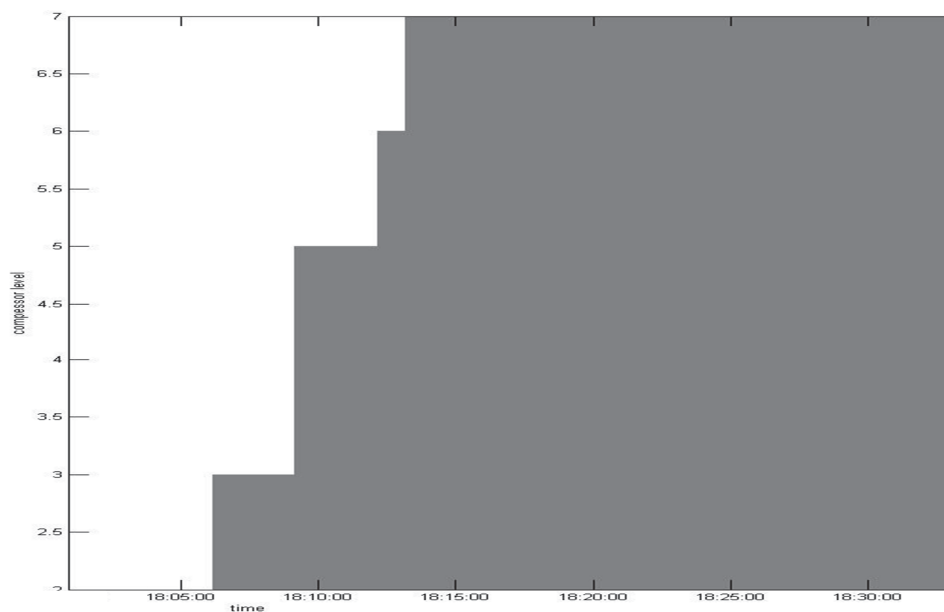


Abbildung 9: Reaktionszeiten der MVN Kälteanlagen

Ausgangslage für diesen Testfall ist es, das TKL nahe an die erlaubte Maximaltemperatur zu bringen, bevor der Impuls zur Abkühlung auf die Minimaltemperatur gegeben wird (in Abbildung 9 um 18:05 Uhr).

Beobachtungen:

- Die initiale Reaktionszeit beträgt 1-2 Minuten. Gründe dafür liegen einerseits im Aufbau des Kontrollsystems und andererseits in der Besonderheit der indirekten Kontrolle des Systems über das Setzen der Hallen-Zieltemperatur.
- Das Kühlsystem von TLK 2 und TKL3 wird durch je vier Kompressoren (als primäre Stromverbraucher) unterstützt. Wenn das Kontrollsystem bestimmt, dass ein Abkühlen erforderlich ist, werden die Kompressoren sequenziell aktiviert. Diese vier Kompressoren sind in der Abbildung als vier Verbrauchsniveaus deutlich zu erkennen. Die Aktivierungszeit pro Kompressor beträgt 1-3 Minuten, die Aktivierungszeit des Gesamtsystems von 0 auf 4 Stufen beträgt 9-11 Minuten.

Die hier dargestellten Resultate wurden in mehreren, vergleichbaren Tests bestätigt, und zwar sowohl für Ein- als auch für Ausschaltvorgänge. Obwohl es zwischen TKL2 und TKL3 Unterschiede im Ausmass der Reaktionszeit gibt, sind die Beobachtungen übertragbar und repräsentativ.

Test C - Tests zur technischen und betrieblichen Rahmenbedingungen der Anlagen

Zusätzlich zu den physikalischen Restriktionen gibt es technische oder betriebliche Rahmenbedingungen, die die Flexibilität weiter einschränken, wie beispielsweise:

- Temperaturbereich: Um die Qualität der tiefgekühlten Ware nicht zu gefährden, liegt der erlaubte Temperaturbereich zwischen -26 und -30 Grad Celsius.
- Statusänderungen: Wenn ein Kühlaggregat auf Status „Kühlen“ gesetzt wird, ist es erforderlich diesen Status für mindestens 30 Minuten zu halten. Zusammengenommen mit der Reaktionszeit der Kompressoren ist dies eine grosse Einschränkung, die allerdings relativ einfach modelliert werden kann.

- Maximale Kühldauer: Aus technischen Gründen (d.h. um Schaden von der Kühlanlage abzuwenden) beträgt die maximale Kühldauer je Halle 2 Stunden.
- Zwischen zwei Kühlperioden ist im Minimum eine 30-minütige Periode ohne Kühlung einzuhalten
- Die isolierte Kühlung einzelner Hallen ist nicht erlaubt: Ein TKL besteht aus mehreren Hallen, die thermodynamisch miteinander verbunden sind (d.h. es findet ein Luftaustausch statt). Ein TKL muss immer gesamthaft gekühlt werden. Dadurch soll vermieden werden, dass einzelne Verdampfer das gesamte TKL kühlen und dadurch überlastet werden).
- Indirekte Steuerung: Die MVN-Kühlanlagen sind kritisch für den Betrieb des Logistikzentrums und die Unversehrtheit der eingelagerten Ware und die Kontrolle dieser Kühlanlagen komplex (Zusammenspiel unterschiedlicher physischer Elemente wie Kompressoren, Verdampfer, Ventilatoren, Kühlflüssigkeit und Prozesse) und erfordert Expertenwissen des Anlagenherstellers. Die FlexLast Systemlösung übernimmt die Steuerung der Kältetechnikanlage nicht direkt, sondern agiert nur über eine indirekte Schaltung mit der bestehenden Anlagensteuerung. Letztere ist die Kernkompetenz der Hersteller dieser Anlagen, welche sicherstellen, dass die betrieblichen Rahmenbedingungen jederzeit zwingend eingehalten werden.

Eine weitere fundamentale Restriktion beim Ansteuern der Anlagen ist die Notwendigkeit der Einhaltung von gewissen Wartungsfenstern. So müssen die Kälteanlagen in periodischen Intervallen abgetaut werden. Abbildung 10 zeigt die Auswirkungen eines solchen Abtauvorganges auf den Energieverbrauch:

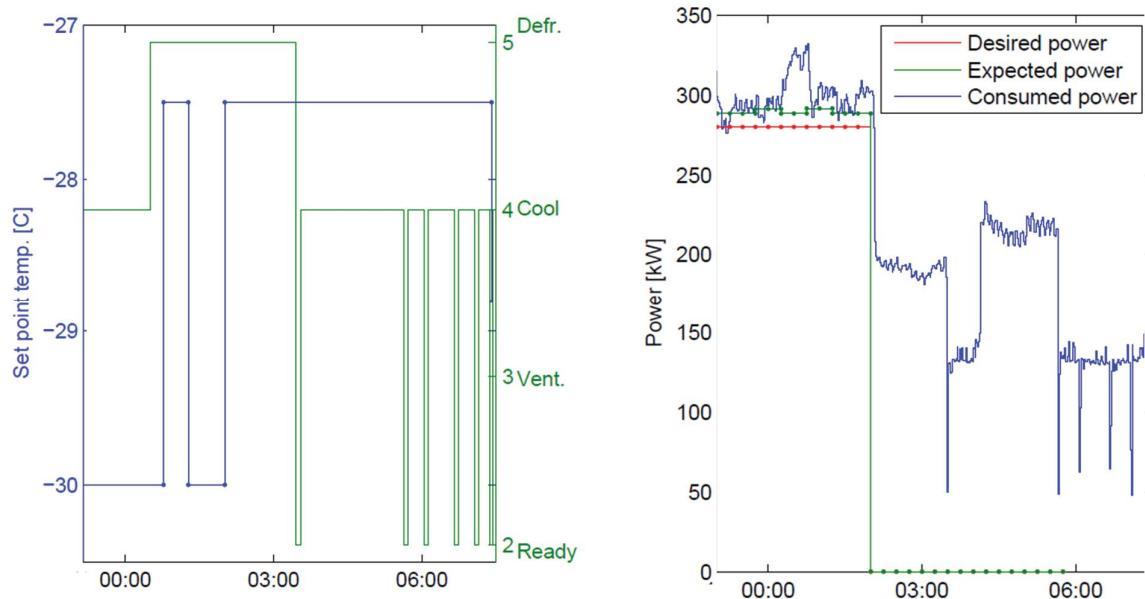


Abbildung 10: Auswirkungen von Abtauvorgängen auf den Stromverbrauch

Dabei zeigt die linke Grafik den Zustand des TKL (beginnend kurz nach Mitternacht) während des Tests:

- Die blaue Kurve zeigt die Temperaturvorgabe für die Halle (Zieltemperatur)

- Die grüne Kurve den Zustand der Anlage (5 - Defr = Abtauen, 4 - Cool = Kühlen, 3 – Vent = Ventilation, 2-Ready = Bereitschaft).

Die rechte Abbildung zeigt die zugehörige Verbrauchskurve (blaue Linie):

- Zu Beginn des Abtauvorgang steigt der Stromverbrauch
- Nach dem Abtauvorgang steigt der Stromverbrauch, um die Temperatur des Gesamtsystems (Halle und Kühlflüssigkeit) wieder zurück auf ein Niveau wie vor dem Abtauvorgang zu bringen. Der Stromverbrauch liegt über dem erwünschten Niveau.

Bemerkungen:

1) Findet an den Installationen in einer Halle ein Abtauvorgang statt, werden die benachbarten Hallen in der Regel gekühlt. Grund: Die Hallen sind thermisch verbunden, d.h. Luft zirkuliert zwischen den Hallen. Dadurch wird erreicht, dass die Temperatur in einer Halle trotz Abtauvorgang nicht unter ein kritisches Niveau fällt.

2) Gleichzeitige Abtauvorgänge in mehreren Hallen bzw. an mehreren Kompressoren (eines TKL) erzeugen Wechselwirkungen. Dadurch ist es nicht möglich, den gesamthaften durch Abtauvorgänge hervorgerufenen Stromverbrauch im TKL durch isolierte Betrachtungen einer Halle / eines Kompressors zu verstehen.

Abtauvorgänge sind die Ursache für folgende Herausforderungen:

- Sobald ein Kühltssystem einen Abtauvorgang startet, steigt der Stromverbrauch signifikant – während und auch für eine gewisse Zeit nach dem Abtauvorgang
- Sobald ein Abtauvorgang gestartet hat, kann er nicht unterbrochen werden

Viele Tests wurden durch Abtauvorgänge beeinflusst. Gemeinsam mit dem Hersteller der Kälteanlagen konnte im Laufe des Feldversuches das Anlagenkontrollsysteme so mit FlexLast integriert werden, dass geplante Abtauvorgänge visibel waren und auch durch die FlexLast Steuerung getriggert werden konnten. Hierdurch war es möglich, die Abtauvorgänge aus FlexLast heraus zu steuern.

Eine Kontrolle dieser Vorgänge ist insbesondere für ein operatives System entscheidend. Folgende Anforderungen müssen in einem operativen System eingehalten werden:

- Abtauvorgänge müssen 24 Stunden im Voraus ersichtlich sein.
- Abtauvorgänge können zuverlässig aus FlexLast heraus eingeleitet werden.
- Folglich ist ein „Offline Window“ für den Betrieb einer operativen FlexLast Lösung notwendig, in welchem Abtau- und Wartungsvorgänge stattfinden können.

Um diese Problematik zu adressieren, gibt es zwei Möglichkeiten. Stehen genügend flexible Lasten zur Verfügung, kann ein individuelles „Offline Window“ geplant werden. Dieses bildet eine Nebenbedingung für die Optimierung. Grundsätzlich nimmt FlexLast auch während dieser offline Periode einzelner Aggregate am Regelenergiemarkt teil und agiert mit den verbleibenden flexiblen Lasten. Stehen jedoch nicht genügend flexible Lasten zur Verfügung, muss ein Fenster definiert werden, innerhalb dessen das System nicht am Markt für Regelenergie teilnimmt.

Das in Abbildung 10 aufgezeigte Beispiel ist ein exemplarischer Fall eines „unerwarteten Resultates“ im Feldversuch. Diese Situationen im Detail zu verstehen erforderten mehr Zeit und Interaktion mit dem Hersteller der Kühlanlage als erwartet. Diese Zeit fehlte, um vor Ausserbetriebsssetzung von TKL 2 den Schritt 4 des Feldversuches („Überprüfung der Güte des Poolings“) abzuschliessen.

3.2.2.3 3. Schritt - Tests zur Überprüfung des Anlagen-Gesamtmodells

Wie oben dargelegt, steuert der FlexLast Prototyp die Anlagen indirekt, indem Zielwerte für eine systemspezifische Steuerung der Kältetechnik vorgegeben werden. Die (herstellerspezifische) Steuerung der Kältetechnikanlage übernimmt dann das Erreichen dieser Zielwerte innerhalb der bestehenden Abhängigkeiten, Vorgaben und Grenzen.

Für den FlexLast Prototypenbetrieb erfolgte diese indirekte Steuerung durch drei Parameter:

- Vorgabe der Hallentemperatur
- Kühlbefehle
- Abtaubefehle

Initial wurden Modelle entwickelt, um

- das Verhalten des Systems (d.h. beispielsweise Temperaturänderung) auf die Veränderung von Inputparametern (d.h. den Stromverbrauch) zu prognostizieren,
- die Steuerimpulse aus der übergeordneten Ebene (geplanter Stromverbrauch bzw. emuliertes Stellsignal Swissgrid) in Steuersignale für die Kältetechnikanlage zu übersetzen.

Wie weiter unten gezeigt wird, waren diese initialen Modelle nicht fein genug ausgestaltet. Hauptgrund war, dass für die Steuerung der Kompressoren (als die grössten Stromverbraucher im Kältesystem) nicht die Hallenzieltemperatur die primäre Steuerungsgrösse ist. Primäre Zielgrösse ist vielmehr der sogenannte „Abscheidefehler“, also das Delta in der Temperatur der Kühlflüssigkeit am Abscheider (Verdampfer) gegenüber der Zieltemperatur der Kühlflüssigkeit am Abscheider. Die Zieltemperatur am Abscheider seinerseits ist wiederum bestimmt durch das Minimum aller Hallenzieltemperaturen minus dem Abscheidefehler.

Modellierungsfehler bedeuten einen Verlust an Flexibilität. Falls der Stromverbrauch in einzelnen Situationen nicht zuverlässig berechnet bzw. gesteuert werden kann, wird dies im System berücksichtigt und entsprechend eine geringere Flexibilität (Mehr- bzw. Minderverbrauch) angeboten. Eine genauere Modellierung steigert den Wert des Systems FlexLast, da mit den gegebenen elektrischen Lasten mehr Flexibilität ausschöpft und folglich mehr Regelenergie bereitgestellt werden kann.

Die Reaktionstests, welche in Kapitel 3.2.2.2 beschrieben sind, haben aufgezeigt, dass die Reaktionszeiten der Kühlanlagen in den MVN TKL für die Bereitstellung von SRL zu langsam sind, ohne diese mit zusätzlichen dynamischeren Lasten mit unterschiedlichen Charakteristika zu kombinieren. Nichtsdestotrotz: Tiefkühlager sind sehr gut geeignet um als TRL-Produkt Lastschwankungen auszugleichen. Daher wurde der Fokus im FlexLast Feldversuch darauf gesetzt zu untersuchen, mit welcher Güte der Stromverbrauch im Kältetechniksystem einem vorgegebenem Fahrplan (schedule) nachfolgen kann.

Testsequenz

Um dies zu prüfen, wurde eine Testsequenz über eine Dauer von 12 Stunden definiert. In Abbildung 11 ist der geplante Stromverbrauch (d.h. der vorgegebene Fahrplan) durch die rote Linie repräsentiert. Um die Grenzen des Systems zu testen, wurde der Fahrplan so definiert, dass dieser nicht erreicht werden kann, aufgrund der bekannten Einschränkungen der diskreten Energieniveaus.

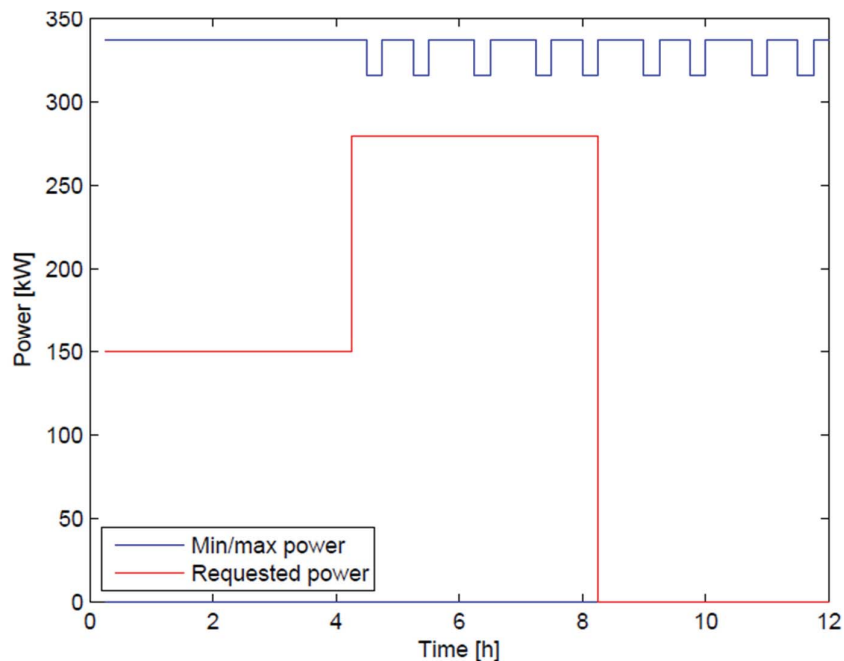


Abbildung 11: Geplanter (requested schedule = Vorgabe) Stromverbrauch und Grenzen (constraints) der Testsequenz

Min/max Verbrauchskurven (blaue Linien im oberen und unteren Bereich der Grafik) stellen die berechnete, mögliche Flexibilität basierend auf dem Modell der Anlage dar, welches wiederum die bekannten Einschränkungen berücksichtigt. Beispielsweise reduzieren die 30 Minuten Intervalle, in denen die einzelnen Hallen aufgrund der Abtauvorgänge nicht gekühlt werden können den Maximalverbrauch von ca. 340 kW auf ca. 310 kW. Um diese Zustände zeigen zu können, wurden folgende Schritte vor Testbeginn durchgeführt:

- Abtauvorgänge durchführen, um einen Unterbruch der Tests zu vermeiden
- Kühlung der TKL auf eine mittlere Temperatur von -28 Grad Celsius, um entsprechende Flexibilität für Temperaturänderungen in beide Richtungen zu haben.

TKL3 besteht aus vier Hallen (Kühlmodulen). Abgeleitet aus den Vorgabewerten für den Stromverbrauch berechnet die FlexLast Lösung den folgenden Kühlfahrplan für die einzelnen Kühlmodule (0 = aus, 1 = ein). Diese Kühlfahrpläne sind in Abbildung 12 zu sehen.

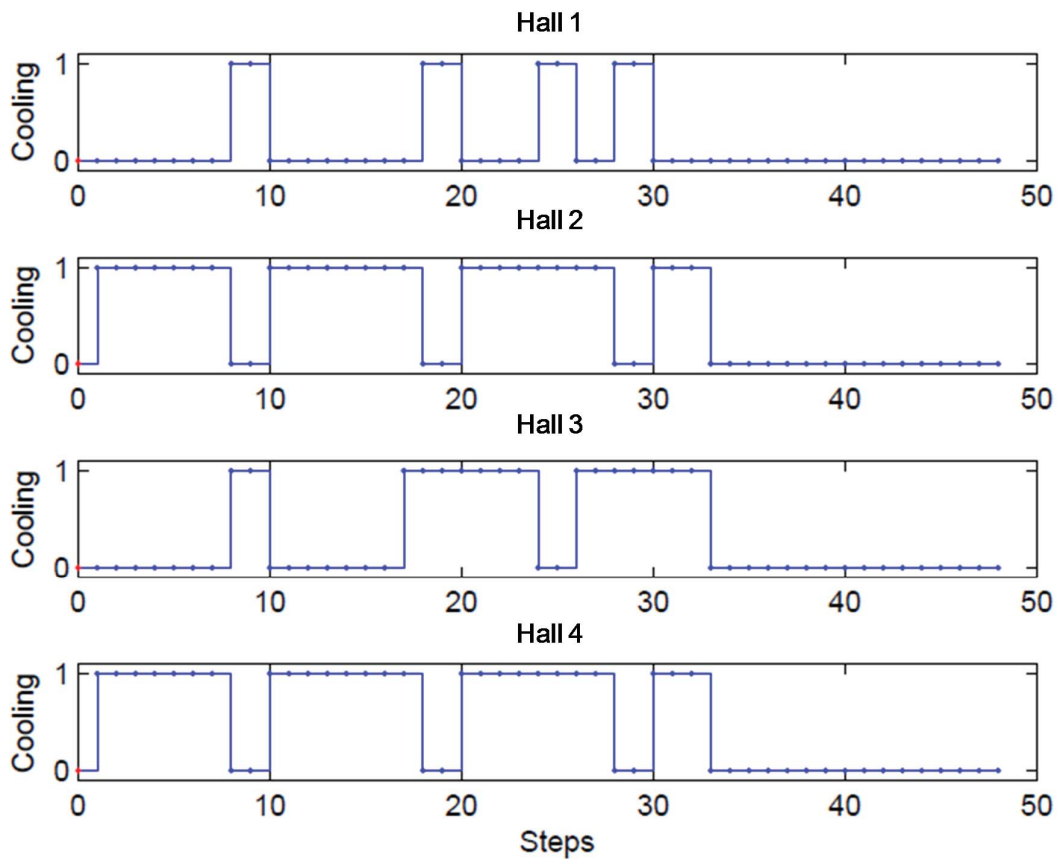


Abbildung 12: Optimaler Kühlfahrplan für die einzelnen Hallen innerhalb TKL3 für die Testsequenz

Ein Schritt (step) repräsentiert dabei ein 15-Minuten Intervall, in welchem der Kühlzustand (ein / aus) für eine bestimmte Halle jeweils eingehalten wurde. Es ist erkennbar, inwieweit die betrieblichen Grenzen und Rahmenbedingungen abgebildet sind, beispielsweise die maximale Dauer von 2 Stunden für eine Kühlperiode oder die jeweils im Minimum 30-minütige Intervalle in denen der Zustand nicht verändert wird respektive nicht gekühlt wird.

Aus diesem optimalen Kühlfahrplan wird in einem nächsten Schritt der erwartete Energieverbrauch (expected power level) abgeleitet. Dieser ist in Abbildung 13 abgebildet.

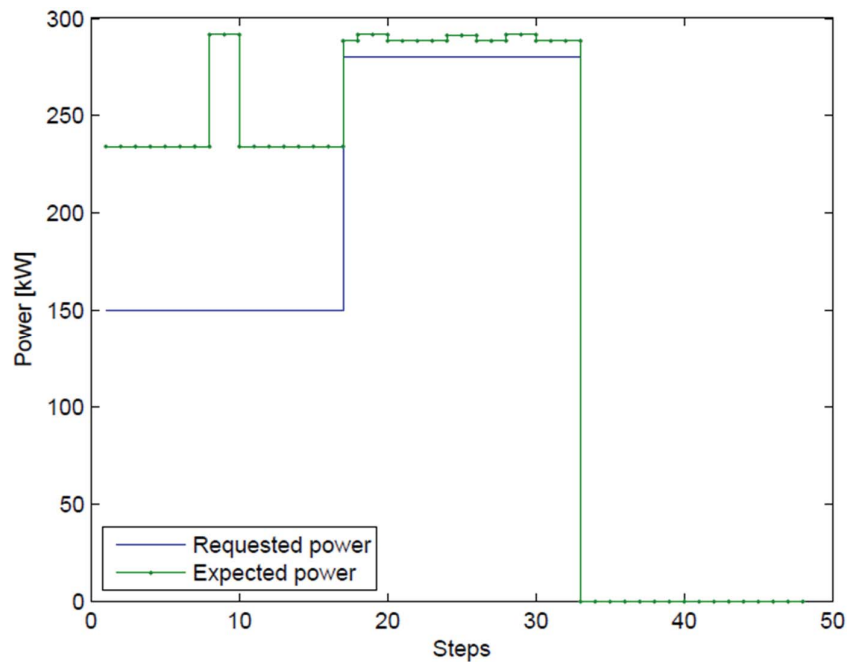


Abbildung 13: Erwarteter Stromverbrauch (Expected power, grüne Kurve) ausgehend vom optimalen Kühlfahrplan vs. einer Verbrauchsvorgabe (Fahrplan, requested power, blaue Kurve)

Es wird deutlich, dass der geplante (requested) Stromverbrauch nicht immer eingehalten werden kann; insbesondere in den ersten 18 Schritten (d.h. 18 mal 15-Minuten-Intervalle oder 4.5 Stunden) kann die gewünschte Verbrauchsabsenkung auf 150 kW nicht erreicht werden. Dies ist eine Folge der eingangs diskutierten erreichbaren, diskreten Energieniveaus je TKL. Der FlexLast Optimierungsalgorithmus wählt in diesem Fall das nächstgelegene erreichbare Energieniveau, hier etwa ein Verbrauchsband von etwa 240 kW.

Der nächste Schritt in der FlexLast Optimierung ist das Umsetzen des errechneten erwarteten Stromverbrauchsahrplanes in Kontrollkommandos für die Tiefkühlanlage (in Form von Vorgabewerten bzw. Zieltemperaturen in den Hallen (bzw. Modulen) 1 und 2, wie in nachfolgender Abbildung 14 dargestellt.

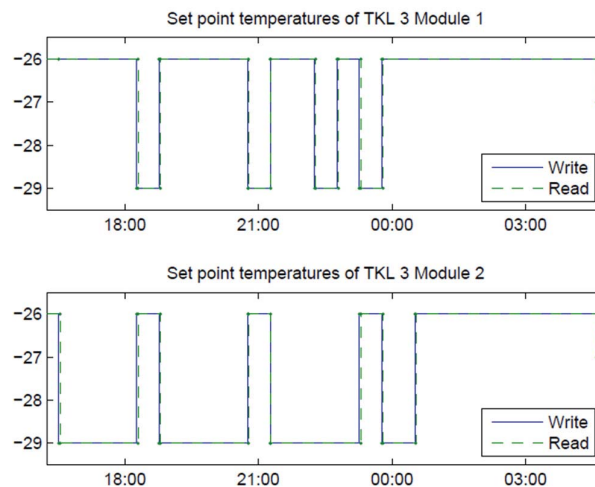


Abbildung 14: Temperatur Zielwerte in den Hallenabschnitten des TKL3 (geschriebene und ausgelesene Werte)

Zum Verständnis des Zusammenhangs zwischen Zieltemperatur und einem Kühlfahrplan (und daraus abgeleitet einem Stromverbrauchsfahrplan) sei daran erinnert, dass die Hallentemperatur zwischen -26 und -29 Grad Celsius liegen soll. Demzufolge resultiert eine Zieltemperatur von -26 Grad in einem „Nicht-Kühlbefehl“, beziehungsweise eine Zieltemperatur von -29 Grad in einem Kühlbefehl. Abbildung 15 zeigt diesen Zusammenhang zwischen Zieltemperatur und Betriebszuständen der Kälteanlagen.

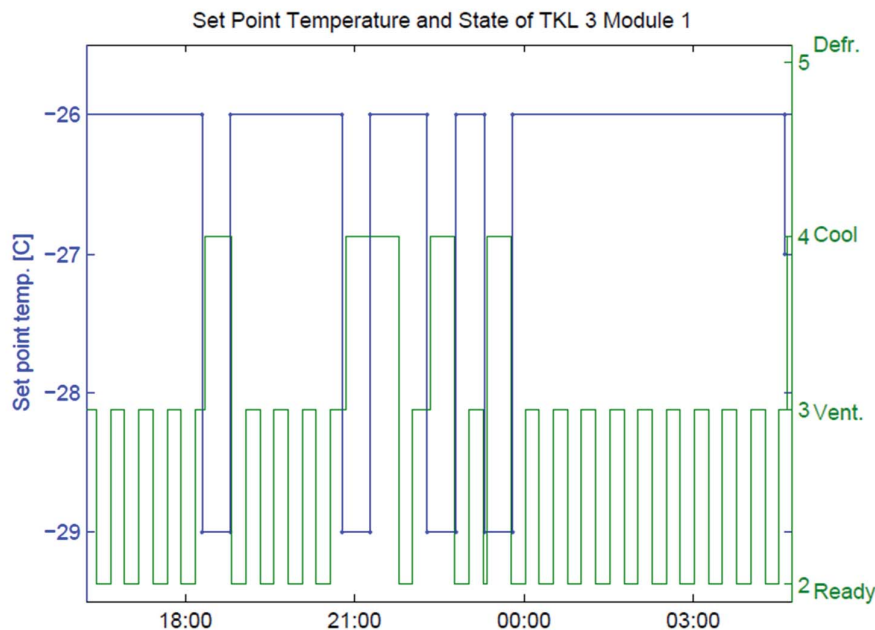


Abbildung 15: Zieltemperatur (blau) und resultierende Betriebszustände (grün) der Kälteanlage für TKL3 / Halle 1

Im hier dargestellten Test wurde die Zieltemperatur zwischen 17:00 und 03:00 Uhr viermal von -26 Grad Celsius auf -29 Grad Celsius abgesenkt; das erwartete Verhalten der Kälteanlage ist ein entsprechendes Umschalten auf den Betriebszustand „Kühlen“ (4 Cool) bzw. ein Rückschalten auf den Zustand „Bereit“ (2 Ready) nach Ende der kontrollierten Kühlperiode.

Beobachtungen:

1. Dieses erwartete Verhalten ist in der ersten, dritten und vierten Zieltemperatur Absenkung eingetreten.
2. In der zweiten Absenkung (kurz nach 21:00 Uhr) dauerte der Kühlvorgang (Betriebszustand: 4 Cool) länger 20-30 Minuten länger als die Zieltemperatur Vorgabe vorgesehen hat.
3. Wenn die Kälteanlage nicht im Betriebszustand „Kühlen“ (4 Cool) ist, schwingt sie permanent zwischen den Zuständen „Bereit“ (2 Ready) und „Ventilation“ (3 Vent.).

Der Fehler aus der zweiten Absenkung ist eine Folge der beschriebenen indirekten Steuerung der Kühlanlage, welche gewisse Probleme mit sich bringt. Im weiteren Verlauf des Feldversuches konnte hier eine weitere Optimierung erzielt werden.

Der Energieverbrauch der Ventilatoren (Beobachtung 3) ist eine weitere Fehlerquelle; dieser Einfluss ist im aktuellen Optimierungsmodell (noch) nicht berücksichtigt.

In Abbildung 16 ist der Energieverbrauch des TKL3 Kühlsystems während dieses Testlaufes dargestellt:

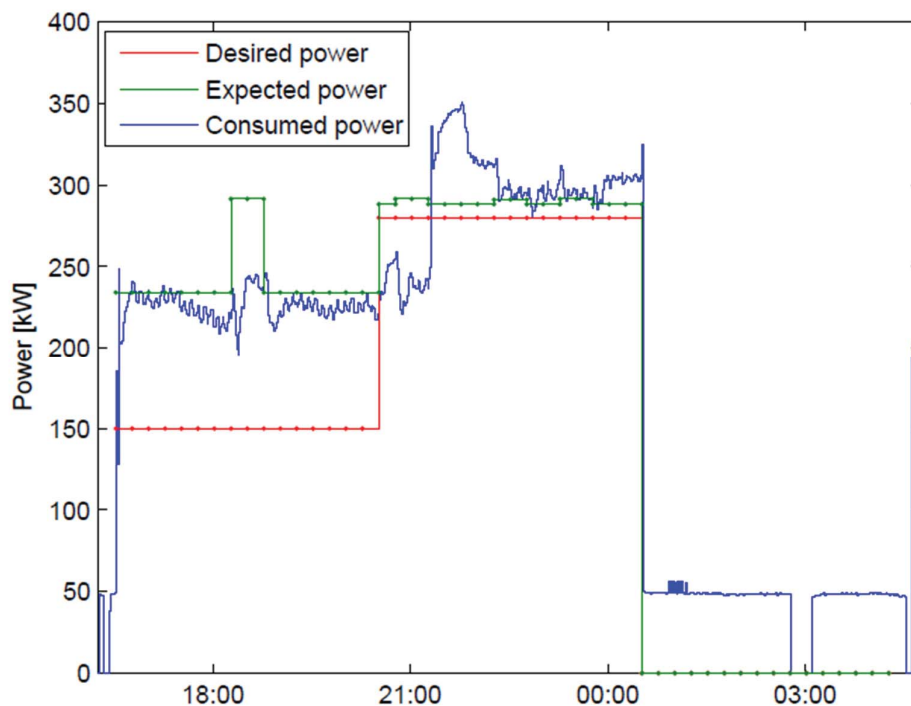


Abbildung 16: Zusammenhang zwischen Fahrplanvorgabe (desired power), erwartetem Fahrplan (expected power, resultierend aus Umsetzung des errechneten Kühlfahrplans in Steuerungsimpulse an die Kühlanlage) und tatsächlichem Stromverbrauch (consumed power) für das Gesamtsystem TKL3

Beobachtungen:

1. Der Unterschied zwischen "desired power" und "expected power" wurde früher in diesem Kapitel erklärt, deshalb wird hier die Abweichung zwischen „expected power“ (grün) und dem tatsächlich gemessenen Stromverbrauch (blau) diskutiert: Es gibt eine Verzögerung zu Beginn des Tests und dann wiederum gegen 21:00 Uhr. Der tatsächliche Stromverbrauch „hinkt dem erwarteten Stromverbrauch hinterher“. Diese Verzögerung ist begründet in der Trägheit der indirekten Steuerung und kann mit der Kälteanlage einer Halle allein nicht aufgelöst werden (d.h. die Effekte dieser Trägheit können für ein Gesamtsystem zur Erzeugung von Regelenergie nur durch ein Pooling mehrerer industrieller Lasten überwunden werden). Dieser Effekt kann theoretisch durch einen Optimierungsalgorithmus antizipiert werden.
2. Ebenfalls eine Folge der indirekten Steuerung ist der Überschuss des Stromverbrauches (ca. gegen 21.30 Uhr). In diesem Fall wurde dies dadurch hervorgerufen, dass die Kompressoren in Halle 1 etwa 30 Minuten länger im Betriebszustand „Kühlen“ liefen als erwartet.
3. Nach weiteren 30 Minuten schwingt sich das System auf das erwartete Verbrauchsniveau (etwa 300 kW) ein (Steuerung der Kompressoren).
4. Die kleineren Oszillationen im Verbrauch sind eine Folge des Stromverbrauches durch die Ventilatoren. Diese sind im Modell nicht abgebildet und gehen daher in die Berechnung des „expected power“ nicht ein.
5. Eine grössere Abweichung wurde in den letzten 4 Stunden des Tests beobachtet. Der erwartete Verbrauch lag bei 0 kW, hingegen wurden effektiv 50 kW verbraucht. Diese 50 kW wurden zur Kühlung der Vorzone zwischen Eingang TKL und Laderampe verbraucht. Dieser

Hallenabschnitt ist ausserhalb des Optimierungsmodelles FlexLast, folglich resultiert der Stromverbrauch zur Kühlung dieser Lagerzone in einem Messfehler.

Zur Validierung dieser Testergebnisse und Optimierung der Modellparameter wurde dieser Test dreimal wiederholt. Die zugehörigen Testergebnisse sind in den Abbildung 17, Abbildung 18 und Abbildung 19 wiedergegeben.

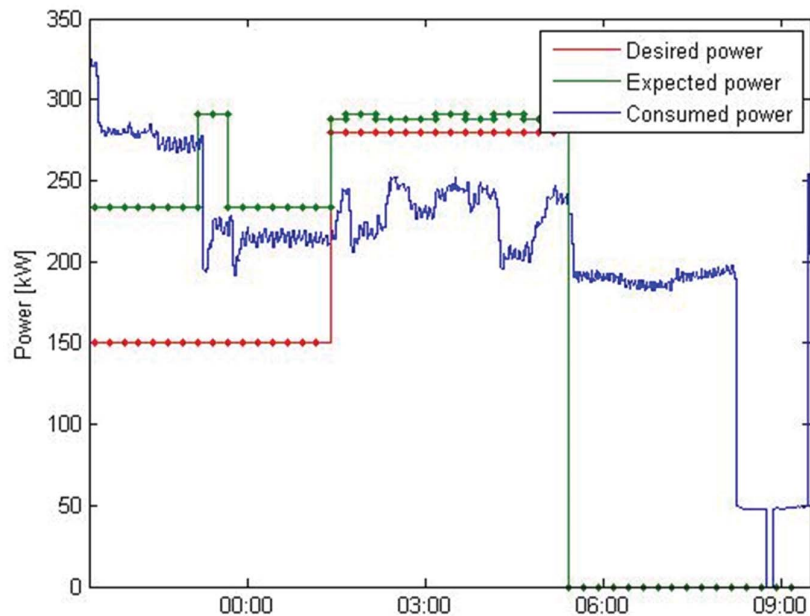


Abbildung 17: Geplanter, erwarteter und effektiv gemessener Stromverbrauch (Test September 2-3, 2013)

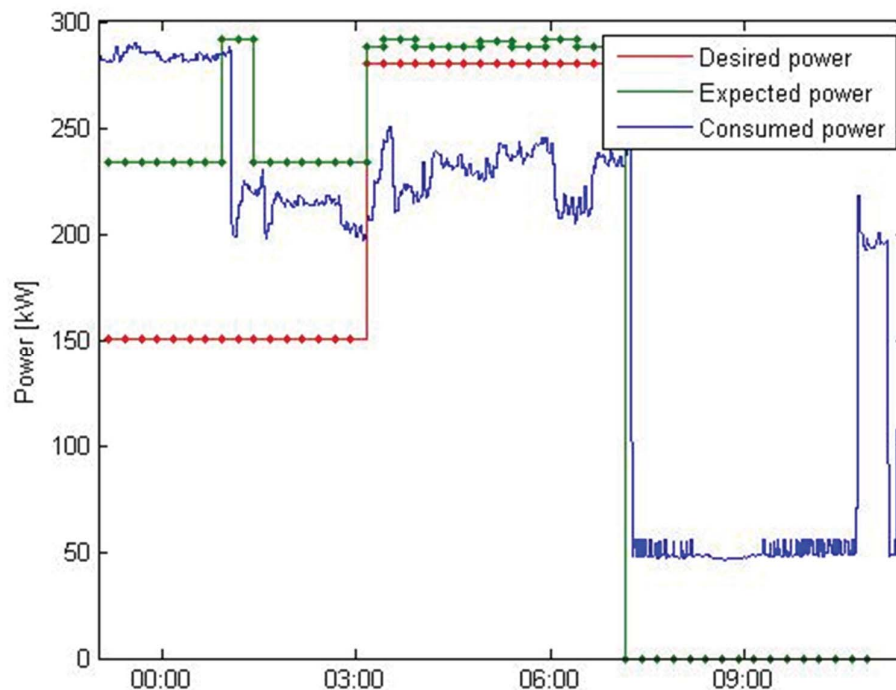


Abbildung 18: Geplanter, erwarteter und effektiv gemessener Stromverbrauch (Test September 3-4, 2013)

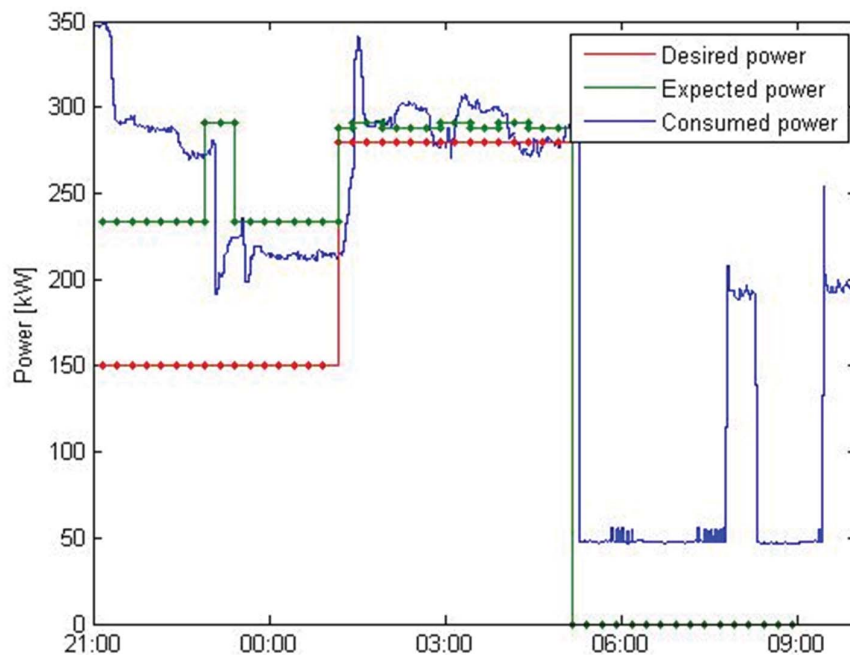


Abbildung 19: Geplanter, erwarteter und effektiv gemessener Stromverbrauch (Test September 4-5, 2013)

Zwischenergebnisse der ersten Iteration und vorgenommene Anpassungen

In allen Testsequenzen konnten die Tests wie geplant durchgeführt werden: Das Kontroll- und Kommunikationssystem zum Setzen der Temperaturzielwerte - und dadurch die Manipulation der Betriebszustände des Kühltanksystems - funktionierte problemlos. In vielen Fällen war die Korrelation zwischen erwartetem und effektivem Stromverbrauch hoch, in anderen Fällen gab es erklärbare Diskrepanzen.

Dennoch gibt es auch Fälle, in denen die Korrelation innerhalb des Modells nicht zufriedenstellend ist, hauptsächlich hervorgerufen durch den indirekten Kontrollmechanismus und die physikalische Trägheit der Kältetechnikanlage.

Eine bessere Güte der Ausnutzung der Flexibilität im Stromverbrauch der TKL wird durch ein verbessertes Optimierungsmodell und eine direktere Regelung der Kältetechnikanlagen weiter verbessert. Dies wurde in der zweiten Iteration vorgenommen und wird im Nachfolgenden beschrieben.

Verbesserung des Anlagenmodells und der Steuerung in der einer zweiten Iteration

Um die genannten Probleme zu adressieren, wurde in einem nächsten Optimierungsschritt ein direkteres Verfahren zur Steuerung der Kältetechnik realisiert. Anstelle einer Vorgabe von Zieltemperaturen in den einzelnen Hallenabschnitten erfolgte die Steuerung durch Vorgabe eines sogenannten Abscheidertemperaturfehler als primärer Trigger der Kompressoren (und damit der Betriebszustände der Anlage).

Dieser Abscheidertemperaturfehler ist definiert als:

- die Differenz zwischen dem Soll-Wert und der gemessenen Temperatur der Kühlflüssigkeit im Abscheider der Kühlanlage,
- wobei der Soll-Wert der Kühlflüssigkeit definiert ist als das Minimum der Zieltemperatur in den einzelnen Hallenabschnitten abzüglich einer fixen Konstante (Vorgabe des Herstellers, Walter Wettstein AG).

Um diese Logik zu testen, wurde ein überarbeitetes Modell und Steuersystem für das TKL2 eingerichtet. Die Gründe für die Wahl von TKL2 waren:

- das Ziel, TKL2 und TKL3 in einem kombinierten, gepoolten Betrieb zufriedenstellend zu steuern
- Firma Walter Wettstein AG, Hersteller der Kühlanlage im TKL2, die erforderliche technische Expertise ins Projektteam einbrachte, um die Weiterentwicklung der Modelle zu fördern.

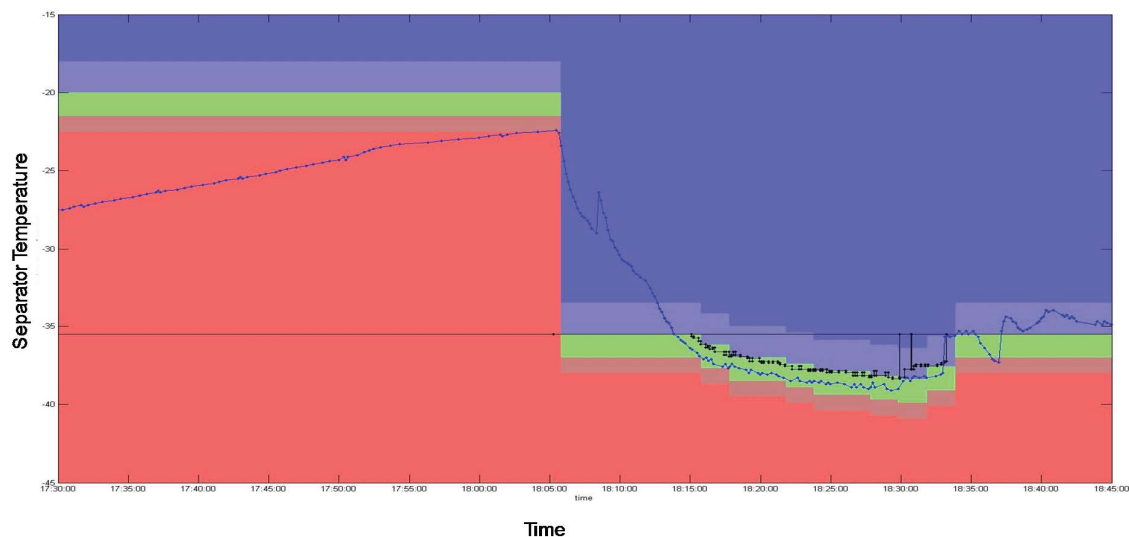


Abbildung 20: Indirekte Steuerung über Abscheidefehler (Y-Achse: Abscheidertemperatur, X-Achse: Zeit, in 5-Minuten Intervallen)

Abbildung 20 stellt die Ergebnisse dieses verbesserten Modells dar. Vor Beginn des Tests war keine der Hallen im Betriebszustand „Kühlen“, d.h. die Temperatur des Kühlmittels stieg langsam an. Zu Beginn des Tests (etwa in der Mitte der Grafik) wurden einige Hallenzielttemperaturen abgesenkt, um einen bestimmten Energieverbrauch zu erreichen. Diese tiefe Hallenzielttemperatur führte dazu, dass die Kompressoren kühlen, was wiederum die Abscheidertemperatur reduzierte (daher fällt die blaue Kurve zu Beginn).

In der darauffolgenden Phase des Tests wurde die Hallentemperatur so gesteuert, dass die Abscheidertemperatur Zieltemperatur eingehalten wurde (dies als Funktion der Hallenzielttemperatur). Solange die Ziel- und aktuellen Werte nahe waren, lief das System im gleichbleibenden Modus (der gleiche Kompressor lief und somit ergab sich ein konstanter Stromverbrauch).

Die Korrelation zwischen erwartetem Stromverbrauch und tatsächlichem Stromverbrauch war in dieser zweiten Iteration einiges besser. Weitere Verbesserungen sind nur zu erwarten, wenn die Steuerung direkter gemacht werden kann, in dem der Anlagesteuerung zum Beispiel der erwartete Stromverbrauch direkt mitgeteilt werden kann.

3.2.2.4 4. Schritt - Tests zur Überprüfung zur Güte des Poolings

Leider wurde im Verlauf des Feldversuchs das TKL2 dekommissioniert. Somit war es nicht mehr möglich in eingehenden Testreihen die Güte des Poolings von mehreren Anlagen zu testen.

3.2.3 Zusammenfassung des Feldversuchs

Die Erkenntnisse aus dem Feldversuch lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Die MVN TKL können einen signifikanten Beitrag an Regelenergie erzeugen. So liegt der Spitzen-Lastverbrauch von TKL3 bei zirka 1 MW. Schon heute betreibt MVN eine einfache Kostenoptimierung, indem die Kühlung hauptsächlich in der Nacht durchgeführt wird, um von den niedrigen Tarifen zu profitieren. Die TKL stellen einen guten Energiespeicher dar und es war möglich, den Verbrauch innerhalb des Tagesverlaufes zu verschieben.
- Die Kühlsysteme der MVN TKL sind relativ träge und die Anforderungen an diese sind komplex. Daher ist es nicht möglich, alleine mit diesen Systemen die dynamischen Anforderungen an die Regelenergie zu erfüllen.
- Der Feldversuch hat gezeigt, dass es grundsätzlich möglich ist, den Stromverbrauch der elektrischen Last zu modellieren und auch durch Kontrollsignale entsprechend des Modells zu steuern.
- Der Aufwand zur Modellierung und Steuerung flexibler Lasten sollte relativ zur Grösse der erzielbaren Lastverschiebung sein. Im Fall MVN ist die verfügbare flexible Last mit ca. 1 MW signifikant, wodurch sich der Aufwand der Modellierung lohnt.
- Jeweils das direkteste, realisierbare Steuerungsmodell sollte realisiert werden. Die Modellierung mit Stellgrösse „Abscheidetemperaturfehler“ im Falle eines TKL ist machbar und liefert gute Resultate.

4 Begleitstudie

In der Begleitstudie wurde untersucht, welches Potenzial für die Lieferung von Regelernergie mit industriellen Lasten in der Schweiz existiert. Zu diesem Zweck wurde eine Marktabschätzung gemacht, die Übertragbarkeit des Prototypen FlexLast untersucht und ein Business Case für Pool- und EZE-Betreiber erstellt.

4.1 Schweizer Energiemarktmodell mit Hinblick auf Regenergiepooling

Die wichtigsten aktuellen gesetzlichen Grundlagen sind im Stromversorgungsgesetz (StromVG) und im Versicherungsvertragsgesetz (VVG) geregelt. Darin sind insbesondere die Marktöffnung für Verbraucher 1 (>100'000 kWh/Jahr) und der regulierte Markt für Netzbetreiber enthalten. Zusätzlich zu den gesetzlichen Grundlagen gibt es eine Reihe von Empfehlungen und Regelungen in Form von Branchendokumenten des Verbands Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE). Zukünftige Änderungen dieser Grundlagen werden durch eine überarbeitete Gesetzgebung und Marktöffnung 2 freier Markt für alle Strombezüger erwartet.

4.1.1 Definitionen, Rollen, Vertragsverhältnisse

In der Abbildung 21 sind die Vertragsverhältnisse im Rollenmodell Schweiz dargestellt und ermöglichen eine Übersicht der in diesem Kapitel beschriebenen Rollen. Die Beschreibung basiert auf den Branchendokumenten VSE BC - CH (2012) und VSE MMEE – CH (2011).

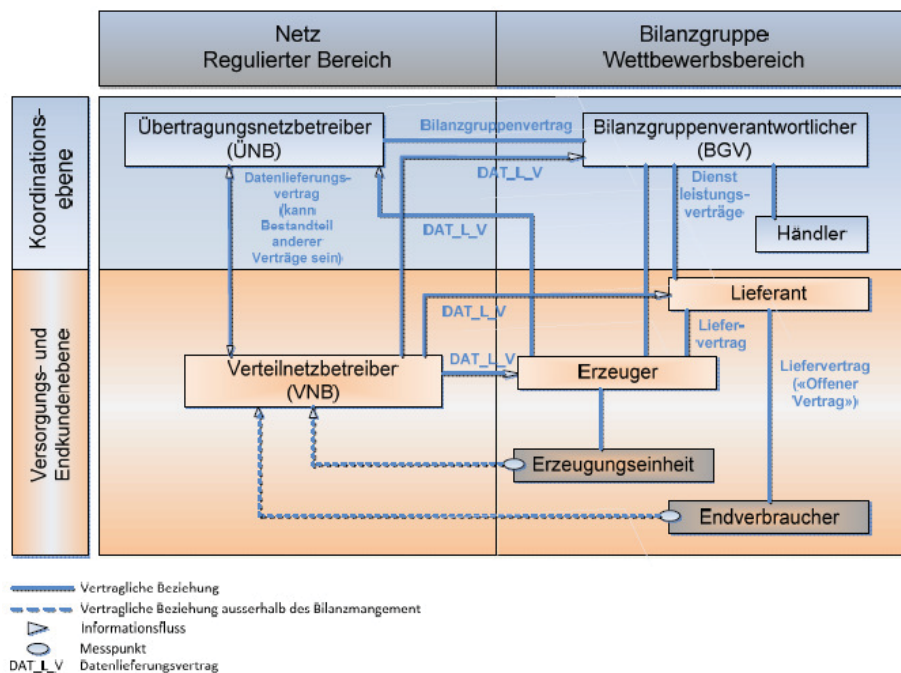


Abbildung 21: Übersicht Vertragsverhältnisse im Rollenmodell Schweiz (VSE BC - CH, 2012)

4.1.1.1 Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) Swissgrid

Der Auftrag von Swissgrid als nationale Netzgesellschaft ist im StromVG festgehalten und kann vereinfacht wie folgt beschrieben werden: „Die Netzgesellschaft sorgt dauernd für einen diskriminierungsfreien, zuverlässigen und leistungsfähigen Betrieb des Übertragungsnetzes als wesentliche

Grundlage für die sichere Versorgung der Schweiz.“ Swissgrid hat somit folgende Aufgaben zu erfüllen:

- Swissgrid betreibt das Schweizer Übertragungsnetz.
- Swissgrid gewährleistet die Versorgungssicherheit der Schweiz.
- Swissgrid garantiert, dass jeder am Höchstspannungsnetz angeschlossene Produzent Strom einspeisen kann und ermöglicht so einen diskriminierungsfreien Betrieb.
- Swissgrid stellt die internationale Anbindung des schweizerischen Stromnetzes sicher, wickelt die grenzüberschreitende Netznutzung ab und führt das Engpassmanagement durch.
- Swissgrid erbringt in ihrer Funktion als Bilanzgruppenkoordinator die Dienstleistung des Bilanzmanagements zugunsten der BGV. Insbesondere ist Swissgrid für das Fahrplanmanagement sowie für das Bilanzausgleichsmanagement zuständig.
- Swissgrid organisiert SDL, die für den Betrieb des Übertragungsnetzes notwendig sind. Die SDL sind im Kapitel 4.1.2.2 beschrieben.

Alle Aufgabenbereiche und Verantwortlichkeiten sind gesetzlich im StromVG geregelt.

4.1.1.2 Bilanzgruppenverantwortlicher (BGV)

Die Gruppe BGV umfasst die Verantwortlichen für eine oder mehrere Bilanzgruppen (BG) in der Schweiz. Eine BG umschreibt ein Energiekonto. Jede Produktions- und Verbrauchsstätte in der Schweiz ist genau einer dieser BG zugeordnet. Über dieses Energiekonto kann der BGV Energiegeschäfte mit anderen BGV im In- und Ausland abwickeln, Energie von Kraftwerken aufnehmen oder Energie an Endverbraucher abgeben. Damit eine BG aktiv werden kann, muss sie sich bei Swissgrid anmelden und einen Bilanzgruppenvertrag mit Swissgrid abschliessen.

Folgende Verantwortungen hat der BGV zu erfüllen:

- Der BGV ist gegenüber dem ÜNB für die ständige Ausgeglichenheit der Leistungsbilanz in seiner BG und die ordnungsgemässe Fahrplanabwicklung verantwortlich.
- Die Differenz zwischen effektivem Verbrauch und Erzeugung und den angemeldeten Fahrplänen muss möglichst gering gehalten werden. Die auf Grund der Prognoseungenauigkeit verbleibenden Differenzen werden vom ÜNB dem BGV zu Ausgleichsenergiepreisen verrechnet und sind vom BGV zu zahlen.
- Der BGV bildet Fahrpläne, die jeweils die Summe der Liefer- und Bezugsgeschäfte mit anderen BG in der Regelzone Schweiz oder in angrenzenden ausländischen Regelzonen repräsentieren. Er bildet somit Summenfahrpläne für jede BG, mit der er innerhalb der Regelzone CH oder in BG in ausländischen Regelzonen Energie austauschen möchte. Er tauscht diese Fahrpläne mit diesen BG ab und meldet sie an den ÜNB Swissgrid. Er ist verantwortlich für die Fahrplanabweichungen gegenüber dem ÜNB. Ausserdem meldet der BGV kurzfristig neue Fahrpläne auf Grund von unvorhergesehenen Last- und/oder Erzeugungsänderungen, Aktivierung von SDL (für etwaige in seiner BG befindlichen SDL-Erbringer) oder als Folge von Intraday-Geschäften und entsprechend den Erfordernissen des Engpassmanagements die von den Erzeugern gemeldeten Kraftwerksausfälle an den ÜNB.
- Grundsätzlich kann jeder Marktakteur entscheiden, ob er eine eigene BG gründet oder sich einer bestehenden BG anschliesst. Für die Bildung von BG sind verbindliche, nicht-diskriminierende Standards festgelegt worden. Die interne Organisation der BG liegt in der Verantwortung des BGV. Dieser Bereich unterliegt dem freien Markt.

4.1.1.3 Systemdienstleistungsverantwortlicher (SDV)

Der SDV ist verantwortlich für die Erbringung der von ihm angebotenen SDL gegenüber Swissgrid. Die Rolle SDV ist an eine BG gebunden. In jedem Fall hat ein SDV eine Regelenenergiebilanzgruppe zu führen.

Die Zulassung eines Akteurs als SDV durch die Swissgrid erfordert die Erfüllung der folgenden Voraussetzungen:

- Der SDV erbringt den Nachweis der technischen und organisatorischen Bedingungen im Rahmen des von der Swissgrid festgelegten Präqualifikationsverfahrens für SDL.
- Alle SDV müssen über eine täglich 24 Stunden erreichbare Ansprechstelle verfügen, die für die praktische Umsetzung der SDL verantwortlich ist.
- Die SDV müssen in Fällen, in denen die vereinbarte Verfügbarkeit von SDL nicht mehr gewährleistet ist oder sich Einschränkungen der Lieferqualität ergeben, unverzüglich Swissgrid über Ursache und Dauer der Einschränkungen informieren.
- Die Erteilung von Dienstleistungsaufträgen zur Erbringung von SDL erfolgt in der Regel auf Grundlage von Ausschreibungsverfahren. Diese sind indes im Kapitel 4.1.2.2 ausführlich beschrieben.

4.1.1.4 Verteilnetzbetreiber (VNB)

Der VNB ist verantwortlich für die Bereitstellung der Netzinfrastruktur und für die Verteilung der elektrischen Energie innerhalb seines Netzgebietes. Zudem stellt er den BGV, dem ÜNB und den Lieferanten die erforderlichen Daten zur Verfügung. Darüber hinaus verwaltet er die Zuordnung der Messpunkte zu den BG.

Folgende grundlegende Anforderungen hat der VNB zu erfüllen:

- Im Zusammenhang mit dem Bilanzmanagement erfasst und liefert er bedarfs- und fristgerecht die notwendigen Messdaten, welche die einzelnen Rollen, z.B. BGV und Lieferanten, benötigen. Der VNB verwaltet die Zuordnung aller Messpunkte von Endverbrauchern zu Lieferanten bzw. von Erzeugungsanlagen zu Erzeugern sowie zu ihren BG. Die Datenübermittlung ist im Dokument VSE SDAT - CH (2012) geregelt, respektive in Verträgen mit dem ÜNB, dem BGV und dem Lieferanten bzw. dem Erzeuger zu regeln.
- Der VNB schliesst mit den EZE, Endverbrauchern und anderen Netzbetreibern, die an sein Netz angeschlossen sind, die erforderlichen Verträge ab. Dies können typischerweise Netznutzungs-, Netzanschluss-, Netzbetriebs- und Datenlieferungsverträge sein (für den Fall, dass Netzeigentum und -betrieb voneinander getrennt sind, erfolgt dies dennoch in der Regel durch den Netzbetreiber). Bei Endverbrauchern und EZE werden Netznutzungs- und Netzanschlussverträge abgeschlossen oder es gelten „Allgemeine Bedingungen“ im Rahmen eines Reglements.

4.1.1.5 Lieferant/Erzeuger (LF/EZ)

Ein Lieferant kann sogleich Erzeuger sein, wenn er eigene Kraftwerke besitzt. Andererseits kann er die Belieferung seiner Kunden anhand von Verträgen mit verschiedenen Erzeugern wahrnehmen oder die Energie auf dem Markt beschaffen. Dabei tritt der Lieferant nicht in der Rolle als Erzeuger auf. Nachfolgend sind die beiden Rollen - Lieferant und Erzeuger - separat erklärt.

- Ein Lieferant beschafft Energie zur Belieferung seiner Endverbraucher. Seine Beschaffung basiert auf Verbrauchsprognosen der von ihm versorgten Endverbraucher. Dabei schliesst ein Lieferant einen Vertrag mit seinem Endverbraucher ab. Es gibt zwei Möglichkeiten. Ist der Endverbraucher in der Grundversorgung, übernimmt der Lieferant die Vollversorgung – der Endverbraucher hat kein Recht auf einen anderen Lieferanten. Die zweite Möglichkeit ist, dass der Endverbraucher seinen Lieferanten frei wählen kann oder mit mehreren Lieferanten einen Liefervertrag abschliesst – dabei muss der Endverbraucher aber berechtigt sein, seine Energie auf dem freien Markt zu beschaffen. Die Messpunkte von jedem Endverbraucher eines Lieferanten sind ihm und genau einer BG, an welcher er angeschlossen ist, zugeordnet. Diese Zuordnung wird durch den zuständigen Netzbetreiber abgewickelt. Jeder Lieferant muss somit einer BG zugeordnet sein.
- Ein Erzeuger betreibt eine oder mehrere EZE und speist über Einspeisestellen Energie ins Netz ein. Die Einspeisestellen der EZE müssen einer BG zugeordnet sein. Über diese BG kann der Erzeuger seine Energie vermarkten und die Kraftwerkseinsatzpläne, sofern er am Übertragungsnetz angeschlossen ist, an Swissgrid melden.

4.1.1.6 Erzeugungseinheit (EZE)

Eine EZE kann sowohl eine Produktionseinheit als auch ein Endverbraucher sein. Sie kann aus mehreren Aggregaten (Energieverbraucher oder Energieerzeugungseinrichtungen) bestehen, soll im Normalfall aber in einen Messpunkt ein- bzw. ausspeisen. Dieser Messpunkt wird durch den betroffenen VNB einem Lieferanten oder Erzeuger und einer BG zugeordnet. Die genaue Abgrenzung der EZE wird zusammen mit Swissgrid im Rahmen der Präqualifikation festgelegt. Dabei wird zwischen konventioneller EZE und virtueller EZE unterschieden.

- Die konventionelle EZE ist eine nach bestimmten Kriterien abgrenzbare Anlage eines Kraftwerkes wie beispielsweise ein Kraftwerksblock, ein Maschinensatz, ein Grossverbraucher, ein Notstromaggregat, eine Kraftwerksstufe, ein ganzes Kaskadenkraftwerk oder ähnliches. Wichtiges Kriterium ist dabei die geografische Zusammengehörigkeit der Anlage. Eine EZE soll generell in einen Netzknoten auf Ebene 1 oder 3 ins Netz einspeisen. Im Speziellen gelten Kraftwerke, die anhand ihrer technischen Auslegung und Möglichkeiten als «Kraftwerke am Übertragungsnetz» eingestuft werden, als EZE.
- Virtuelle EZE setzen sich aus einer sinnvollen Anzahl von Teilanlagen, wie beispielsweise Wärmepumpen oder Blockheizkraftwerke mit Ein-/Ausspeiseknoten auf den Netzebenen 5 und 7, zusammen. Die virtuelle EZE ist dadurch gekennzeichnet, dass die Teilanlagen in der Betriebsplanung, der Steuerung und der Überwachung zu einem einzigen Ein-/Ausspeisepunkt zusammengefasst werden.

4.1.1.7 Pool-Betreiber

Ein Pool-Betreiber ist ein Marktakteur, der mit EZE aus der eigenen und fremden BG SDL gegenüber Swissgrid anbietet. Ein Pool-Betreiber besitzt die Rolle des SDV und muss dessen Anforderungen nachkommen. Im Gegensatz zum klassischen SDV muss der Pool-Betreiber sich nicht um die Strom-Lieferung respektive –Abnahme kümmern (Netzentgelte und Stromtarife). Das heisst, dass der Pool-Betreiber die Regelennergie aus der BG bezieht, bei welcher die EZE zugeordnet ist. Die BG ist indessen verantwortlich für deren Versorgung mit elektrischer Energie. Im Moment der Regelenenergiefreileistung weicht die Bilanzgruppe von ihrem Fahrplan ab und es fliesst Ausgleichsenergie. Swissgrid gleicht dies am folgenden Tag gemäss nachträglichem Fahrplan („post scheduling“) aus.

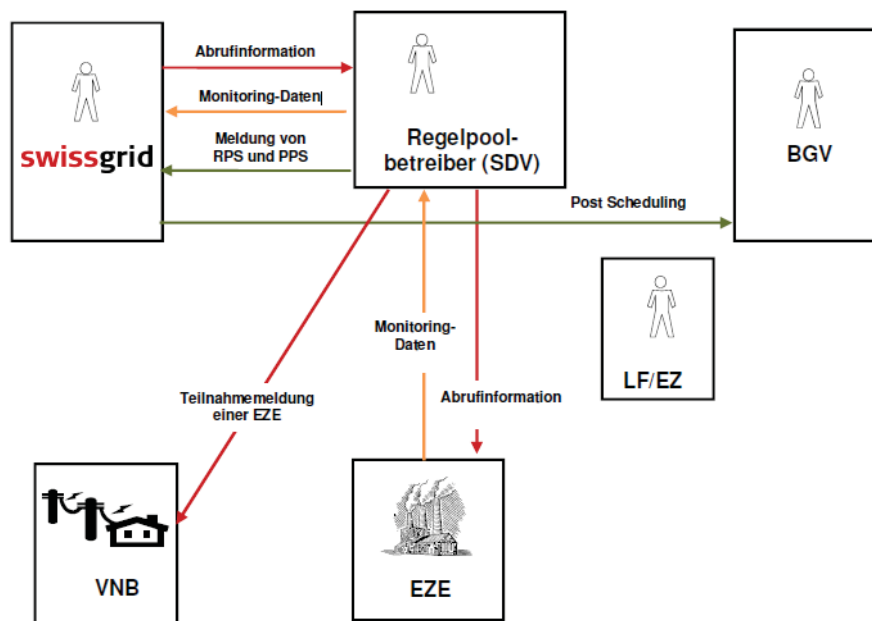


Abbildung 22: Rollenmodell für die Abwicklung des Regelpoolings (VSE RP/PR - CH, 2013)

In Abbildung 22 sind die betroffenen Rollen für das Regelpooling dargestellt. Ein typischer Abruf an Regelenergie erfolgt durch die Abrufinformation von Swissgrid an den Pool-Betreiber. Der Pool-Betreiber aktiviert wiederum die EZE in seinem Portfolio und liefert Swissgrid die aggregierten Messdaten zurück. Daraufhin vergütet Swissgrid den betroffenen BG im Post Scheduling Verfahren die Regelenergie und bereitet die Abrechnung gegenüber dem SDV vor. Die Abrechnung der Regelenergie erfolgt über die Regelenergiebilanzgruppe des SDV.

Der Pool-Betreiber hat grundsätzlich die gleichen Pflichten wie ein SDV (beschrieben in Kapitel 4.1.1.3).

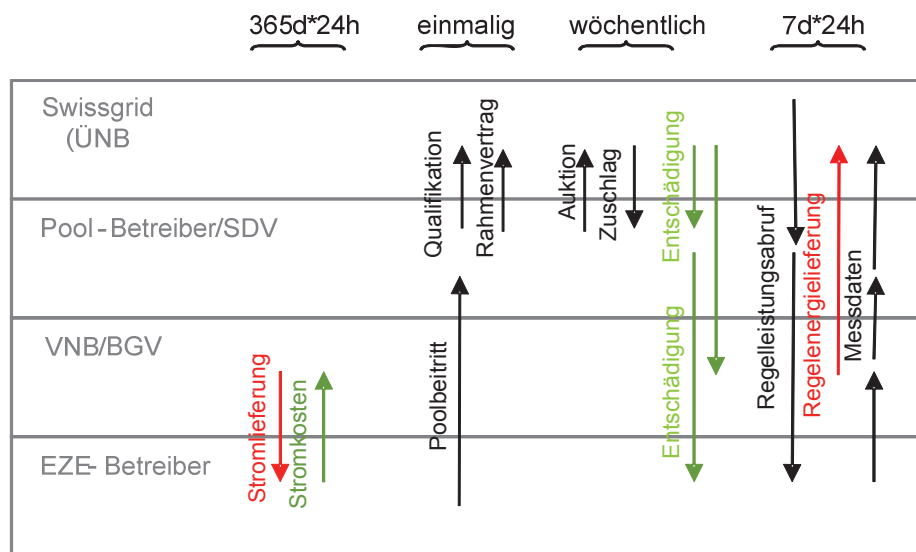
4.1.1.8 Energieversorgungsunternehmen (EVU)

In der Schweiz existiert eine föderalistische Vielfalt mit gegen 800 EVU in verschiedensten Ausprägungen. Grundsätzlich übernimmt ein EVU die Grundversorgung von Endverbrauchern. Dabei ist es möglich, dass ein EVU zugleich mehrere Funktionen wahrnimmt und in der gesamten Versorgungskette von der Erzeugung (LF/EZ) über den Handel (BGV) und dem Transport (VNB) tätig ist.

Ein EVU hat die Möglichkeit einen Pool aufzubauen und als Pool-Betreiber aufzutreten um SDL zu vermarkten. Ein grosser Vorteil besteht in der Flexibilität eines EVU, diesen Pool für weitere Zwecke einzusetzen. Ein mögliches Szenario wäre, dass ein EVU ohne eigene BG die Flexibilität des Pools der angehörigen BG vermarktet. Die BG kann diese Flexibilität dazu nutzen, Ausgleichsenergie zu minimieren.

4.1.2 Energiewirtschaftliche Prozesse

In Abbildung 23 sind die energiewirtschaftlichen Prozesse zwischen ÜNB, Pool-Betreiber (Aggregatoren), EZE und BGV vereinfacht dargestellt. Der Fokus der Betrachtung liegt beim Pooling von SRL.



SDV: Systemdienstleistungsverantwortlicher
 VNB: Verteilnetzbetreiber
 BGV: Bilanzgruppenverantwortlicher
 EZE: Erzeugungseinheit

Abbildung 23: Energiewirtschaftliche Prozesse

4.1.2.1 Prozessbeschreibung

Die Prozesse sind, basierend auf dem Pooling, vereinfacht beschrieben und sollen dem Leser ein Verständnis dazu geben, wie ein Pooling für SRL energiewirtschaftlich funktioniert.

Zur Rollenverteilung werden folgende Annahmen gemacht: Ein EZE-Betreiber (Endverbraucher) ist der Betreiber einer flexiblen Last. Der EZE-Betreiber bezieht seine Energie von einem LF/EZ, welcher einer BG angeschlossen ist. Der EZE-Betreiber stellt seine flexible Last einem Pooling-Betreiber zur Verfügung.

Stromlieferung

Der LF/EZ liefert einem EZE-Betreiber den benötigten Strom und ist mit einem Vertrag an diesen gekoppelt. Dabei übernimmt der LF/EZ das Energiemanagement und schätzt anhand einer Verbrauchsprognose die Energie ab, die er einem EZE-Betreiber liefert.

Stromkosten

Der EZE-Betreiber bezahlt seinen LF/EZ direkt für den verbrauchten Strom. Die Stromkosten setzen sich aus Netznutzungskosten und den effektiven Strombeschaffungskosten zusammen. Dafür hat der EZE-Betreiber einen Energieliefervertrag mit dem LF/EZ.

Pool-Beitritt

Falls ein EZE-Betreiber sich für einen Pool eignet, kann er einem solchen beitreten. Der Pool-Betreiber schliesst dazu einen Vertrag mit dem EZE-Betreiber ab und legt allfällige Vergütungen fest. Der Pool-Betreiber meldet die Teilnahme der EZE an Swissgrid.

Qualifikation

Für die Teilnahme am SRL-Markt muss der Pool-Betreiber seinen Pool bei Swissgrid Präqualifizieren lassen. Dabei überprüft Swissgrid die Leistungsfähigkeit des Pools anhand vordefinierter Kriterien und entscheidet über eine Zulassung des Pools für SRL.

Rahmenvertrag

Der Pool-Betreiber muss für den Zugang zum SDL-Markt verschiedene Verträge mit Swissgrid abschliessen. Zuerst braucht er einen Bilanzgruppenvertrag mit Swissgrid damit er einen Regelbilanzgruppen-Untervertrag unterzeichnen kann. Damit tritt der Pool-Betreiber als SDV auf und kann weiter einen Rahmenvertrag für die Regelleistungserbringung abschliessen. Für SRL wäre das der Rahmenvertrag zur Lieferung von SRL.

Auktion

Die Auktion der benötigten Leistung für die SRL findet einmal wöchentlich für die Folgeweche statt (beschrieben unter 4.1.2.2.2). Der Pool-Betreiber kann dazu Angebote bei Swissgrid einreichen, die Mindestangebotsmenge beträgt 5 MW und kann mit 1 MW Schritten erhöht werden.

Zuschlag

Der Zuschlag für die Auktion der SRL wird dem Pool-Betreiber durch Swissgrid mitgeteilt. Die ausgeschriebene Menge wird nach einem marktbasierten und diskriminierungsfreien Verfahren vergeben. Mit dem Zuschlag erhält der Pool-Betreiber die Verpflichtung, die zugeschlagene Leistung vorzuhalten und jederzeit die Regelleistungsanforderung zu erbringen.

Entschädigung

Für die Entschädigung muss zwischen der Leistungsvorhaltung und der erbrachten Regelenenergie unterschieden werden. Die Leistungsvorhaltung wird direkt dem Pool-Betreiber entschädigt. Dieser verteilt die Entschädigung, abhängig von seinem Businessmodell, weiter an seine Pool-Teilnehmer. Die Entschädigung der Regelenenergie wird aufgeschlüsselt in den Anteil SwissIX-Preis und den Anteil +/- 20% SwissIX-Preis. Der Anteil SwissIX-Preis geht über Swissgrid an die BG, in der sich der LF/EZ befindet. Der Anteil +/- 20% SwissIX-Preis wird dem Pool-Betreiber vergütet und kann somit an die Pool-Teilnehmer (EZE-Betreiber) weitergegeben werden. Es gilt zu bedenken, dass für negative Regelenenergie die Vergütung negativ ist, also hat der Pool-Betreiber für diese Energie zu bezahlen.

In Abbildung 24 ist ein positiver, in Abbildung 25 ein negativer Abruf von SRL illustriert und soll die Entschädigungszahlung verdeutlichen.

Positiver Abruf von Sekundärregelenergie

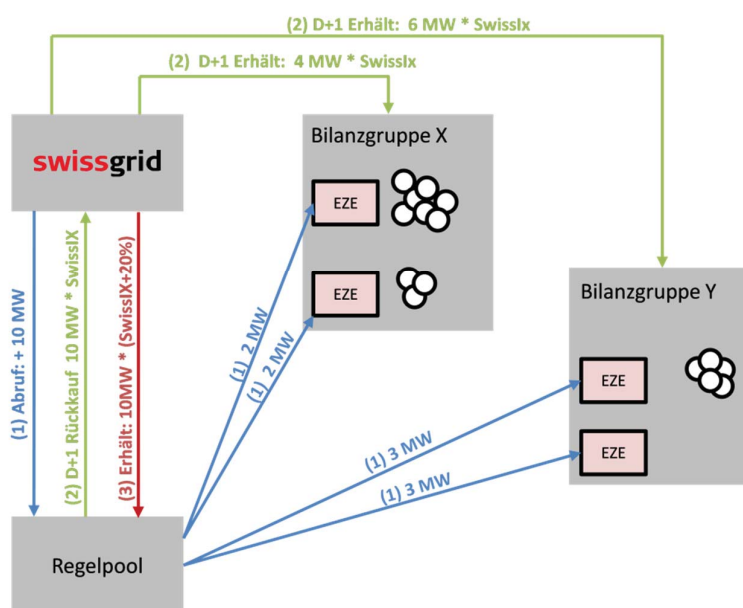


Abbildung 24: Abrechnung eines positiven SRL-Abrufs

Negativer Abruf von Sekundärregelenergie

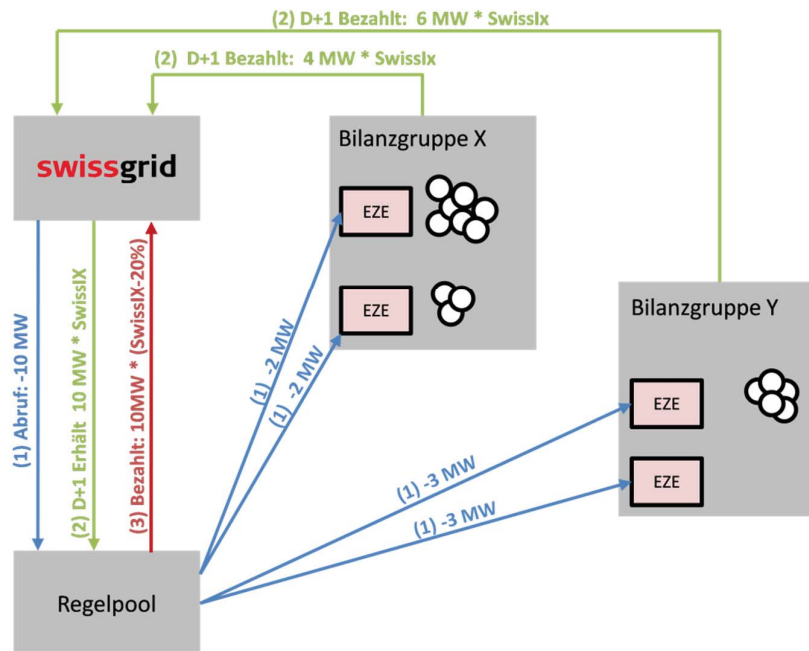


Abbildung 25: Abrechnung eines negativen SRL-Abrufs

Regelleistungsabruf

Der Regelleistungsabruf erfolgt durch Swissgrid beim Pool-Betreiber. Der Pool-Betreiber teilt die Ab-rufmenge auf seine Pool-Teilnehmer (EZE-Betreiber) auf und verantwortet die sachgemässe Liefe-rung der Regelennergie. Der Pool-Betreiber muss jederzeit in der Lage sein, die geforderte Regelleis-tung unmittelbar zu liefern.

Regelenenergiefelieferung

Die Regelenenergiefelieferung erfolgt vom EZE-Betreiber zu Swissgrid. Genau genommen liefert der LF/EZ die Regelennergie, da der EZE-Betreiber die Flexibilität seiner Last zur Verfügung stellt und keine Energie produziert.

Messdaten

Die Messdaten für die Abrechnung können vom VNB erfasst und zum Pool-Betreiber geliefert wer-den. Andernfalls benutzt der Pool-Betreiber seine eigene Messeinrichtung für die Messdatenerhe-bung. Der Pool-Betreiber bereitet die Messdaten gemäss Anforderungen Swissgrid auf und leitet diese an Swissgrid weiter.

4.1.2.2 Systemdienstleistungen (SDL)

Unter SDL werden Hilfsdienste verstanden, die eine sichere und permanente Stromversorgung ge-währleisten sollen. Diese sorgen für einen ständigen Ausgleich zwischen Verbrauch und Produktion. Deshalb organisiert Swissgrid im Rahmen ihrer gesetzlichen Pflichten folgende SDL:

- Netzregelung (Primärregelung, Sekundärregelung, Tertiärregelung)
- Spannungshaltung
- Ausgleich der Wirkverluste
- Schwarzstart- und Inselbetriebsfähigkeit
- Systemkoordination
- Betriebliche Messung

Die SDL zur Netzregelung sind aufgrund ihrer Struktur von Interesse für diese Begleitstudie und werden weiterführend genauer erklärt.

4.1.2.2.1 Netzregelung

Die zeitlich dreistufige Netzregelung ist in Primär- (PRL), Sekundär- (SRL) und Tertiärregelleistung (TRL) unterteilt. Abbildung 26 zeigt das Prinzip dieser dreistufigen Netzregelung auf.

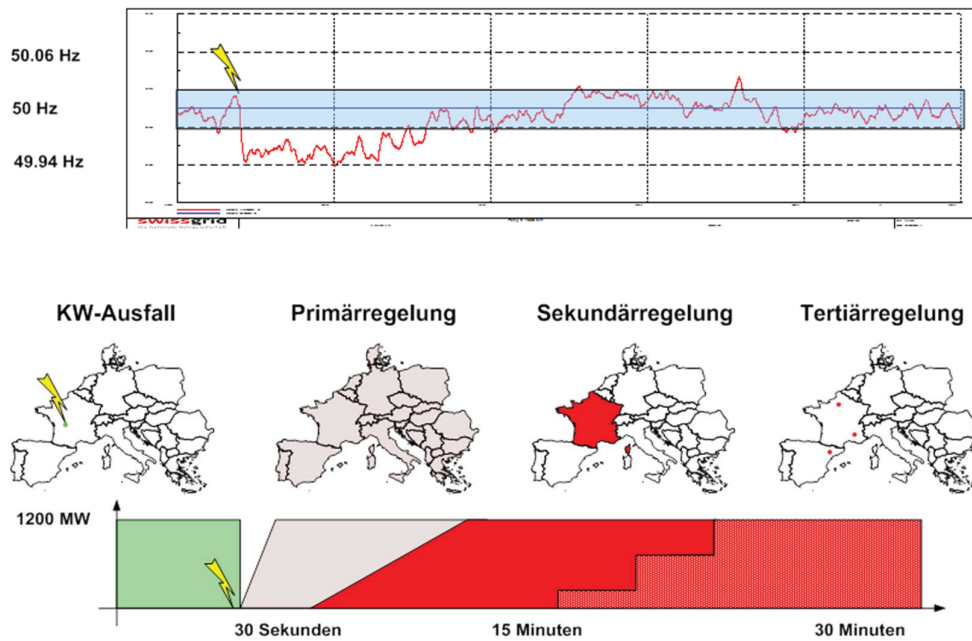


Abbildung 26: Prinzip der dreistufigen Regelung (Quelle: Swissgrid)

Die PRL hat, als reine Proportionalregelung zum Ziel, die Frequenz nach einer Frequenzabweichung zu stabilisieren. Die Primärregler befinden sich direkt an den beteiligten EZEs und aktivieren die vorgehaltene Leistungsreserve innerhalb von 30 Sekunden, entsprechend der Frequenzabweichung. Ist diese positiv, wird die Leistung der EZE vermindert, ist diese negativ, wird die Leistung erhöht. Als Eigenschaft der Proportionalregelung bleibt aber eine stabile Frequenzabweichung bestehen.

Die SRL soll dann die Frequenz wieder auf ihren Sollwert (50 Hz) zurückführen und die PRL wieder bereitstellen. Wie aus der vorhergehenden Grafik entnommen werden kann, grenzt die SRL den Verursacher der Frequenzabweichung ein und stellt eine wieder ausgeglichene Bilanz her.

Die TRL beginnt nach 15 Minuten mit der Ablösung der SRL und stellt die SRL-Reserven wieder her. Damit ist das Netz weitgehend stabilisiert und die PRL- und SRL-Reserven stehen für einen weiteren Vorfall im Netz bereit.

4.1.2.2.2 Sekundärregelung

Auktion

Wöchentlich, von Montag 00:00 Uhr bis Sonntag 24:00 Uhr, wird die SRL-Vorhaltung im Umfang von +/- 400 MW ausgeschrieben. Die SDV können ihre Angebote bis am Dienstag in der Woche vor der Lieferung abgeben.

Es existieren zwei Formen von Angeboten. In der ersten Variante bietet der SDV einen ganzen Block an Regelleistungsvorhaltung zu einem bestimmten fixen Preis an, in der zweiten Variante bietet der SDV ein sogenanntes Stufenangebot an. Das Stufenangebot beinhaltet für einen Leistungsvorhaltungsbereich verschiedene Vorhaltungsmengen mit verschiedenen Preisen. Der Vorteil ist, dass der SDV

einen Leistungsvorhaltungsblock splitten kann und somit nicht mehr anbietet, als dass er überhaupt vorhalten könnte. Alle Angebote werden an jedem Donnerstag nach einem marktbasierten und optimierten Verfahren beurteilt und die SDV werden über ihre Zuschläge informiert.

Abruf

Der Abruf an SRL erfolgt automatisch bei den SDV, die einen Zuschlag an der SRL Auktion erhalten haben. Das SRL-Signal wird dazu anteilmässig auf die zugeschlagenen Mengen aufgeteilt und dem entsprechenden SDV übergeben. Als Beispiel muss ein SDV mit einem Zuschlag von 40 MW (40 MW symmetrisch, d.h. +/- 40 MW), bei einem positiven SRL-Abruf von 50 MW, 5 MW erbringen.

Vergütung

Die Vorhaltung von SRL wird gemäss dem beim Zuschlag erfolgten Preis vergütet.

Die tatsächlich abgerufene SRL wird zusätzlich nach dem stündlichen Spot-Preis SwissIX +/- 20% inklusive Cap/Floor Wochenbase vergütet. Das heisst, dass die positiv abgerufene SRL-Energie mit einem Preis SwissIX + 20% entschädigt wird, und dass bei negativ abgerufener SRL-Energie der Preis SwissIX – 20% bezahlt werden muss.

4.1.2.2.3 Tertiärregelung

Auktion

Bei der Ausschreibung von TRL wird zwischen Leistungsvorhaltung und zwischen Energielieferung unterschieden. Bei der Leistungsvorhaltungsausschreibung verpflichtet ein Zuschlag die Vorhaltung der angebotenen Leistung und wird gemäss dem angebotenen Preis vergütet. Bei der Energieausschreibung geht es um die Vergütung der effektiv gelieferten Energie bei einem Abruf. Demnach erhält der SDV bei einem positiven Abruf den angebotenen Preis oder er bezahlt bei einem negativen Abruf den angebotenen Preis. Hat ein SDV einen Zuschlag von Leistungsvorhaltung erhalten, so ist er verpflichtet, auch an der Energieausschreibung teilzunehmen.

Die Leistungsvorhaltung wird wöchentlich und täglich ausgeschrieben. Die wöchentliche Ausschreibung beträgt +250 MW für TRL+ (positive TRL) und -240 MW für TRL- (negative TRL). Sie erfolgt wie bei der SRL bis am Dienstag vor der Woche des Beginns einer möglichen Lieferung. Die tägliche Ausschreibung beträgt +200 MW für TRL+ und -150 MW für TRL-. Sie erfolgt zwei Tage im Voraus, ausser am Wochenende. Das heisst, dass für Samstag, Sonntag und Montag der Angebotsabgabezeitpunkt am Donnerstag und für den Dienstag am Freitag endet. Die Mindestangebotsmenge beträgt 5 MW und kann inkrementell mit 1 MW erhöht werden. Zusätzlich ist es möglich, verschiedene Mengen/Preis Angebote (Stufenangebote) zu machen.

Die Energieausschreibung erfolgt täglich in 4h Blöcken und ist wie folgt aufgeteilt.

Von 00:00 Uhr bis 12:00 Uhr endet die Ausschreibung am Vortag der Lieferung, von 12:00 Uhr bis 24:00 Uhr endet sie am selben Tag (intraday). Dabei ist die Mindestmenge wieder 5 MW für 4 Stunden. Es besteht die Möglichkeit, freiwillig mehr anzubieten als an der Leistungsausschreibung vereinbart, jedoch entfällt dafür die Vergütung für die Leistungsvorhaltung

Abruf

Der Abruf an TRL erfolgt manuell durch Swissgrid anhand einer Merit Order Liste. Das heisst, dass das günstigste Angebot zuerst abgerufen wird. Die Angebote werden demnach mit aufsteigendem Preis sortiert und gemäss dem Bedarf abgerufen.

Vergütung

Die Vorhaltung von TRL+ wird anhand des Preises des Angebots nach einem Zuschlag vergütet, unabhängig der Tertiärenergie.

Die positive Tertiärenergie wird nur bei erfolgtem Abruf zum angebotenen Preis vergütet. Bei negativer Tertiärenergie muss der SDV den angebotenen Preis bezahlen, da er Energie aus dem Stromnetz bezieht.

4.2 Marktabschätzung Regelenenergiemarkt

Die nachfolgenden Marktabschätzungen des Regelenenergiemarktes basieren auf verschiedenen Studien aus dem umliegenden Ausland und der Schweiz. Sie ergeben ein aktuelles Bild, wie es sich im Jahr 2014 zeigt. Durch die weiteren zu erwartenden Veränderungen, vor allem durch die neuen erneuerbaren Energien im Energiemarkt, sind Prognosen schwierig. Die zusätzlichen, selber durchgeführte Umfragen und Interviews im Schweizer Markt stützen die Herleitungen dieses Kapitels. Durch die Aufzählung der heute bereiten Marktakteure ergibt sich ein Bild eines sich im Aufbau befindlichen Wettbewerbes.

4.2.1 Prognose Erzeugung aus neuen erneuerbaren Energiequellen in der Schweiz

Die Consentec Studie befasst sich mit der Bestimmung von und Umgang mit Verteilnetzengpässen, Umbau und Ausbau der Netze (Consentec, 2011). Sie diskutiert den in der Schweiz erforderlichen Netzausbau der Verteilnetze in Abhängigkeit verschiedener Strombedarfs- und Ausbauszenarien im Hinblick auf den Zubau neuer erneuerbarer Erzeugungsquellen. Geht man von dem mit „forcierte Energiepolitik“ bezeichneten mittleren Szenario aus, entwickelt sich die schweizerische Erzeugung von heute rund 90 TWh bis zum Jahre 2050 auf rund 65 TWh.

Die Erzeugungskapazitäten (installierte Leistung) werden in diesem mittleren Szenario durch rund 9 GW Photovoltaik (PV), rund 5 GW andere neue erneuerbare Energien und rund 15 GW fossil-thermische und/oder nuklear erbracht. Den Hauptanteil des Zubaus an neuen erneuerbaren Erzeugungskapazitäten hat demnach für die Schweiz die PV.

Für die weiteren Betrachtungen wird für die Schweiz vom mittleren Szenario der Consentec Studie ausgegangen.

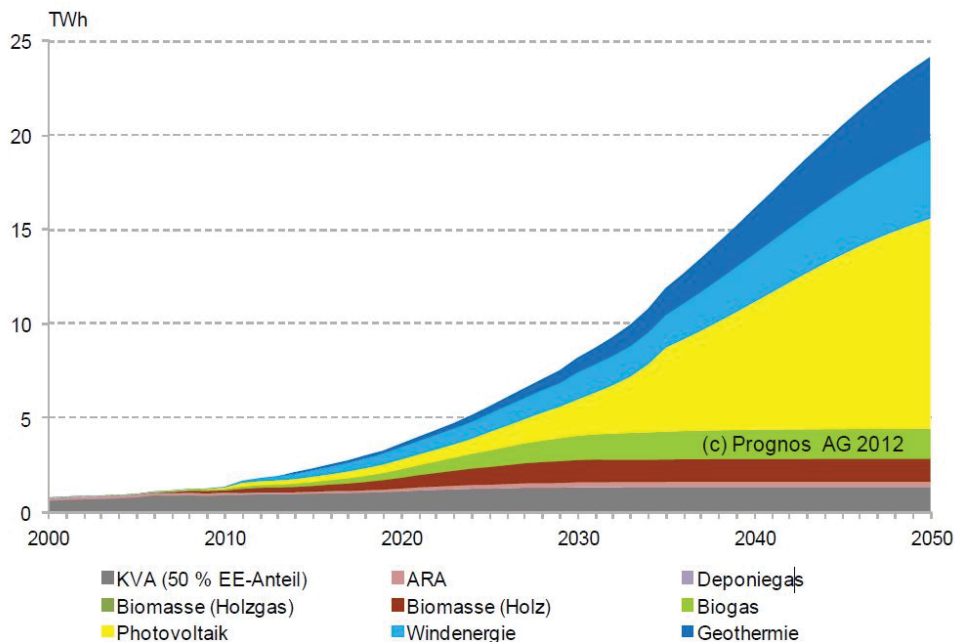


Abbildung 27: Prognose für die Energieerzeugung aus neuen Erneuerbaren Energiequellen in der Schweiz (BFE, 2013b)

4.2.2 Prognose Erzeugung von neuen erneuerbare Energiequellen in Deutschland und Europa

Speziell in Deutschland wird der Zubau neuer erneuerbarer Energieträger durch die entsprechenden politischen Rahmenbedingungen massiv vorangetrieben.

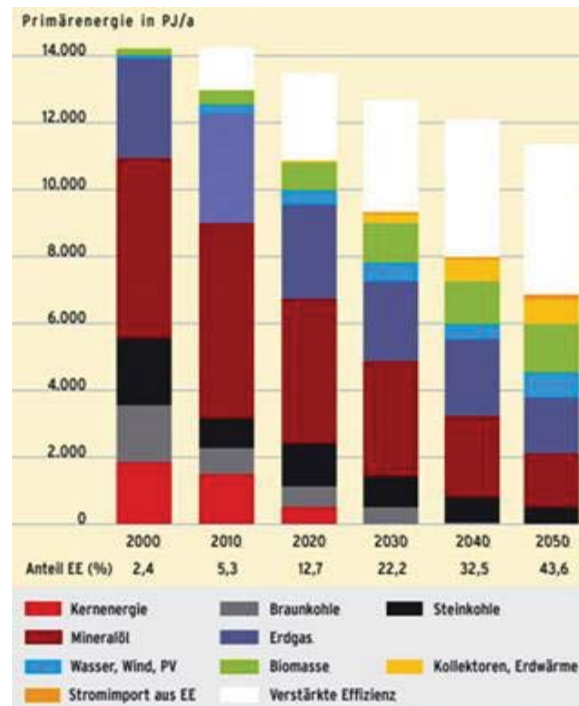


Abbildung 28: Prognose Zubau von neuen erneuerbaren Energiequellen in Deutschland bis 2050 (Quelle: www.heise.de)

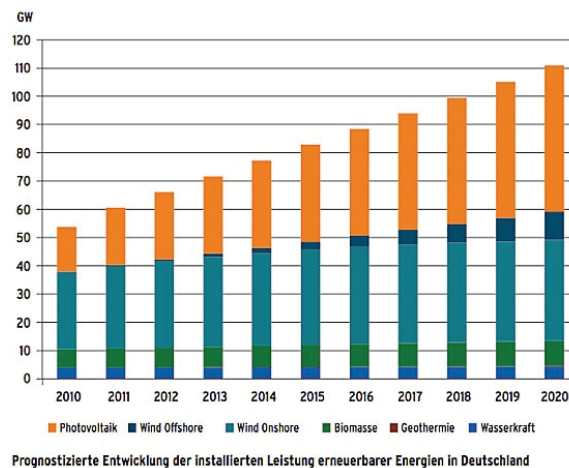


Abbildung 29: Prognose Entwicklung der installierten Leistung erneuerbarer Energien in Deutschland (BMU, 2011)

Abbildung 29 verdeutlicht, dass in Deutschland ein vergleichsweise hoher Anteil von installierter neuer erneuerbarer Energie Kapazität von ca. 44% bis 2050 prognostiziert wird, wobei die PV bereits Anteil von knapp 47% im Jahre 2020 erreicht. Wie in Abbildung 30 ersichtlich ist, liegt im europäischen Vergleich der weit überwiegende Anteil an volatiler Einspeisung bei der Windenergie.

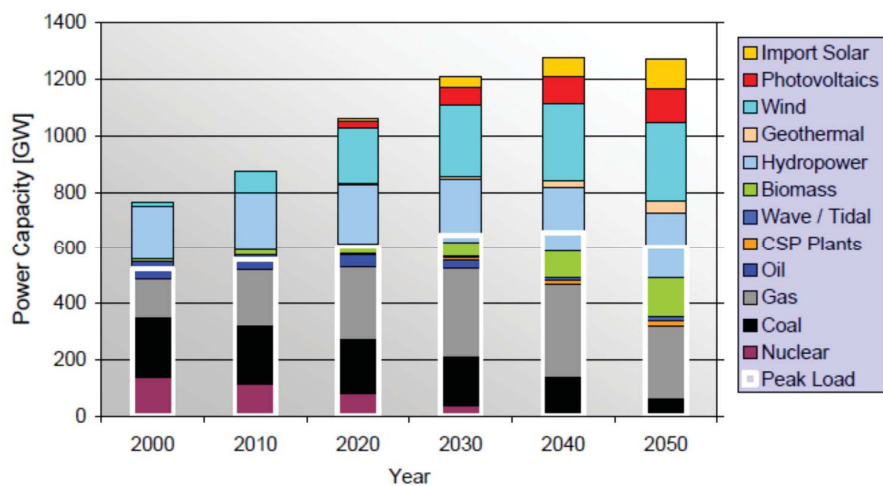


Abbildung 30: TRANS-CSP Szenario für die gesamte installierte Leistung und Höchstlasten für Europa (30 Länder) bis 2050 (DLR, 2006)

4.2.3 Prognose Speicherkraftwerke

Wie in Abbildung 31 dargestellt, sind neben noch relativ neuen Speicherungsmöglichkeiten im Bereich von über 10 MW wie Druckluftspeicher, Batterien, oder elektrothermische Speicher vor allem die Pumpspeicherung eine der wichtigsten traditionellen Konkurrenztechnologien zu Demand-Response bzw. Demand-Side-Management-Lösungen mit industriellen Lasten, um Regelernergie bereit zu stellen.

	Mikrospeicher	Kleintechnische Speicher	Mitteltechnische Speicher	Grosstechnische Speicher
	≤ 100 kW	1 - 10 MW	10 – 100 MW	100 - 1.000 MW
Monate				Power-to-Gas
Tage / Wochen			Pumpspeicher	Pumpspeicher Power-to-Gas
Stunden / Tage	Batterien	Batterien	Pumpspeicher Druckluftspeicher Elektrothermische Speicher Batterien	Pumpspeicher Druckluftspeicher Elektrothermische Speicher
Minuten / Stunden	Batterien	Batterien	Elektrothermische Speicher Batterien	Pumpspeicher Druckluftspeicher Elektrothermische Speicher
Sekunden / Minuten	Superkondensatoren, Spulen	Schwungräder Batterien	Batterien (Pumpspeicher) (Druckluftspeicher)	(Pumpspeicher) (Druckluftspeicher)

Abbildung 31: Übersicht über mögliche Anwendungen von Speichertechnologien nach Leistungsklasse und Speicherdauer (KEMA, 2013)

Die heute in Europa und der Schweiz installierten Pumpspeicherkapazitäten sind in Abbildung 32 zu sehen.

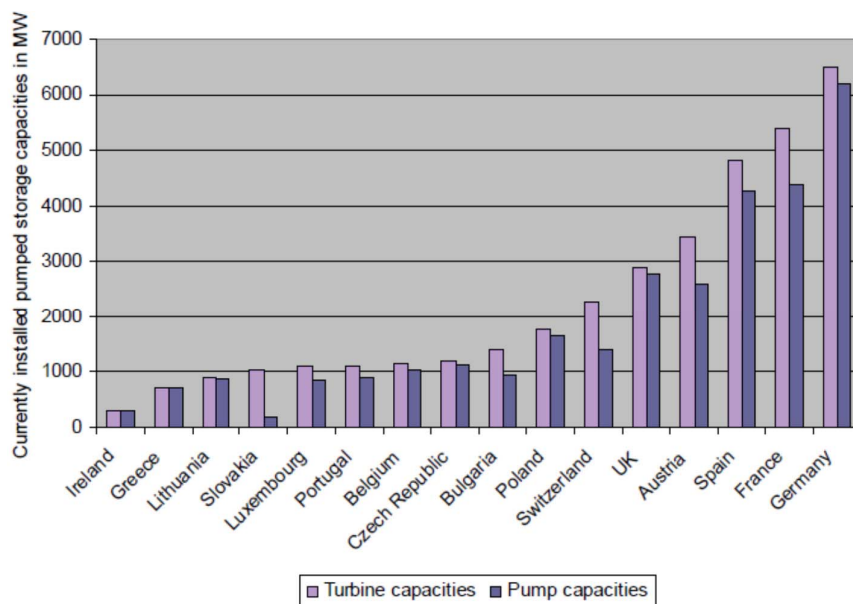


Abbildung 32: Installierte Leistung von Pumpspeicherkraftwerken in Europa im Jahr 2009 (Eurelectric, 2011)

Eine Prognose für künftig installierte Pumpspeicherkapazitäten gestaltet sich schwierig. Zwar sind heute in Österreich und der Schweiz einige Kraftwerksprojekte im Bau bzw. in der Planungsphase, es wurde jedoch auch eines der bedeutendsten Schweizer Projekte Grimsel III anfangs 2013 sistiert, da aus heutiger Sicht die Wirtschaftlichkeit in Frage gestellt ist (BFE, 2013a) (Frontier/swissQuant, 2013). Die Berechnungen von Frontier/swissQuant (2013) gehen davon aus, dass mit einer verbesserten Wirtschaftlichkeit ab 2020 zu rechnen sei, was Neu- und Ausbauprojekten fördern und somit die Gesamtkapazität der Pumpspeicherung für den Regelle Energiemarkt erhöhen würde.

4.2.4 Prognose Regelleistungsreserve

Der Regelleistungsbedarf und -einsatz wird grundsätzlich durch den starken Ausbau der erneuerbaren Energien und die damit verbundene Einspeisevolatilität getrieben. Die künftige Veränderung des Regelleistungsbedarfs hängt wesentlich von der Prognosegüte der Wind- und PV-Einspeisung ab (DLR, 2011).

Im Falle der Windenergie liegt der Prognosefehler bei ca. 12-14% und kann in Extremfällen bei 21% der Windparkleistung liegen (Dena, 2012). Diese Fehler müssen durch entsprechende Regelleistungsvorhalten ausgeglichen werden können. Auch unter der Annahme einer Verbesserung der Prognosegüte, d.h. einer Verringerung des Prognosefehlers um 50% bis 2020 wird künftig zusätzliche Regelleistung vorgehalten werden müssen (DB Research, 2012).

Eine Abschätzung der zum Ausgleich von Prognosefehlern benötigten Regelleistungsreserve wird von DB Research (2012) vorgenommen. Demnach erhöht sich der Regelenergiebedarf von 2010 bis 2040 um 70%.

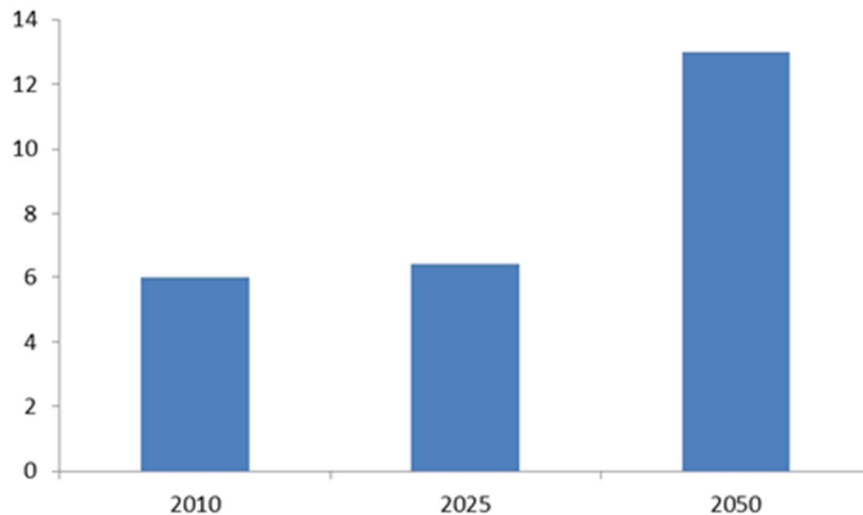


Abbildung 33: Benötigte Reserveleistung in GW (LBD, 2011)

In LBD (2011) hingegen wird der Regelleistungsbedarf aufgrund dargebotsabhängiger regenerativer Stromeinspeisung anhand der grössten Leistungsänderungen der zeitgleichen Stromeinspeisung aus Wind- und PV-Anlagen in 2010 innerhalb bestimmter Zeiträume abgeschätzt. Demnach betragen bei 45 GW installierter Leistung aus Wind- und PV-Anlagen in 2010 die Leistungsänderungen innerhalb von 2h +/- 6 GW. Bei der angenommenen Verdoppelung der installierten Wind- und PV-Einspeisung von 2020 bis 2050 wird eine Reserveleistung von +/- 13 GW prognostiziert und damit der Wert von 2010 mehr als verdoppelt (vgl. Abbildung 33).

Nach DLR (2011) ist bis zum Jahr 2020 mit einer durch den Zubau installierter Wind- und PV-Leistung bedingten deutlichen Zunahme des Regelleistungsbedarfs und insbesondere der Minutenreserve zu rechnen (vgl. Abbildung 34). Für die Jahre 2030 und danach wird aufgrund verbesserter Prognosegüten der Wind- und PV-Einspeisung nur mit einer geringen Zunahme des Regelleistungsbedarfes und ab 2050 mit einer Abnahme gerechnet.

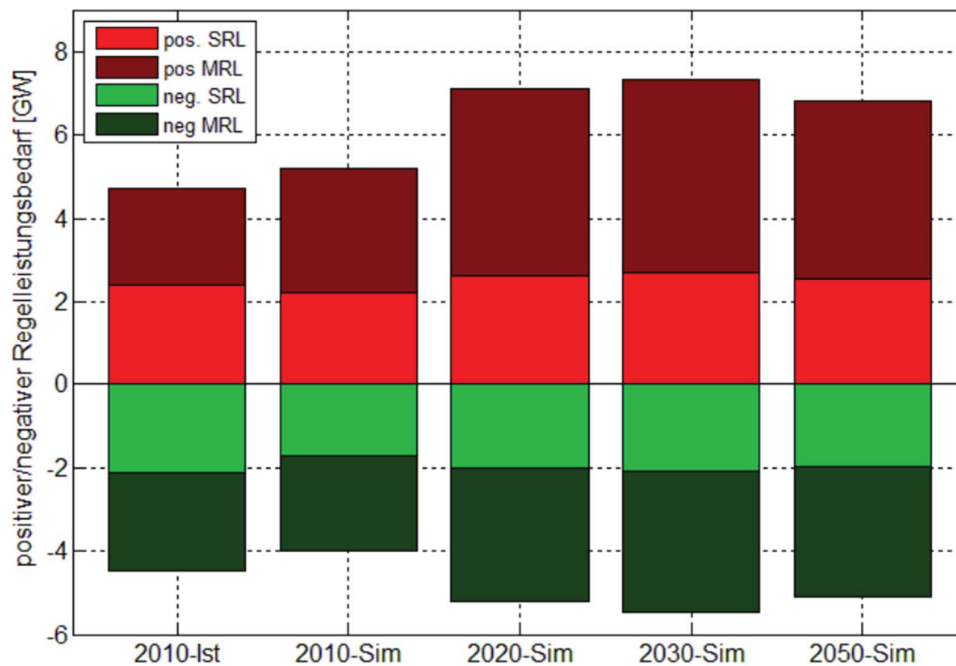


Abbildung 34: Simulation des Regelleistungsbedarfs für Deutschland bis 2050 im Vergleich zur Ist-Situation in 2010 (DLR, 2011).

Der Vergleich der betrachteten Befunde verdeutlicht, dass es kein einheitliches Bild im Hinblick auf die künftigen Regelleistungsbedarfe gibt. Während LBD (2011) von einer geringen Zunahme des Regelleistungsbedarfes bis 2025 und einer starken Zunahme bis 2050 ausgeht, wird in DLR (2011) im Gegensatz dazu eine starke Zunahme bis 2020 und basierend auf diesem Niveau eine Abnahme bis 2050 prognostiziert. Grundsätzlich ist eine quantitative Abschätzung des künftigen Regelleistungsbedarfes schwierig und mit Unsicherheiten behaftet und es besteht weiterer Forschungsbedarf. Zudem kann die meteorologische Anti-Korrelation der Wind- und PV-Einspeisung eine reduzierende Wirkung auf die Prognosegüte der gesamten neuen erneuerbaren Energie-Einspeisung haben, was wiederum zu einer Verringerung des Regelleistungsbedarfes führen kann (DLR, 2011). In allen zugänglichen Quellen wird jedoch grundsätzlich von einer Zunahme des Regelleistungsbedarfes durch den Zubau volatiler Erzeugung im Vergleich zum heutigen Niveau ausgegangen.

In der Schweiz werden derzeit durch den ÜNB Swissgrid die folgenden SDL ausgeschrieben (Swissgrid, 2013a):

- PRL: +/- 66 MW
- SRL: +/- 400 MW
- TRL: + 450 MW / - 390 MW

Gemäss VSE (2011) gibt es aus heutiger Sicht keine Anzeichen für eine erheblich nachfrageseitige Änderung des Regelleistungsbedarfes in der Schweiz für die nächsten 10 Jahre. Eine Abschätzung des Regelleistungsbedarfes für 2050 kann in Analogie zum Ansatz der LBD (2011) wie folgt erbracht werden. Das in Kapitel 4.2.1 diskutierte Zubau-Szenario an neuen erneuerbaren für die Schweiz geht von 9 GW installierter Leistung PV in 2050 aus. Diese Menge entspricht einem Fünftel der dargebotsabhängigen Erzeugung der in LBD (2011) prognostizierten 45 GW neuen erneuerbaren Energie-Installation in Deutschland. Unter der Annahme direkter Proportionalität zwischen der installierten Leistung und der nötigen Reserveleistung kann der im Jahre 2050 benötigte Regelleistungsbedarf für die

Schweiz mit 1.2 GW abgeschätzt werden. Der tatsächliche Regelleistungsbedarf wird jedoch eher darunter liegen, da der weit überwiegende Anteil der dargebotsabhängigen Einspeisung in der Schweiz aus besser prognostizierbaren Sonnenkraftwerken kommen wird.

Auf lange Sicht werden jedoch auch Bestrebungen der ENTSO-E (www.entsoe.eu, European Network of Transmission System Operators for Electricity) im Hinblick auf eine europaweite Zusammenarbeit im Regelenenergiemarkt greifen. Dies betrifft Harmonisierungsbestrebungen bei den Regelleistungsprodukten, sowie grenzüberschreitende Regelzonen, die eine länderübergreifende Optimierung des Regelleistungseinsatzes und damit verbunden der Kosten zur Folge haben werden. Das Beispiel des deutschen Netzregelverbundes kann dabei einen Hinweis auf die zu erwartende Tendenz geben.

In Abbildung 35 ist zu sehen, dass sich die vorzuhaltende SRL mit der Einführung des deutschen Netzregelverbundes im Mai 2010 (Zusammenschluss der vier deutschen ÜNB) massiv reduziert hat und sich seitdem auf mehr oder weniger konstantem Niveau bewegt.

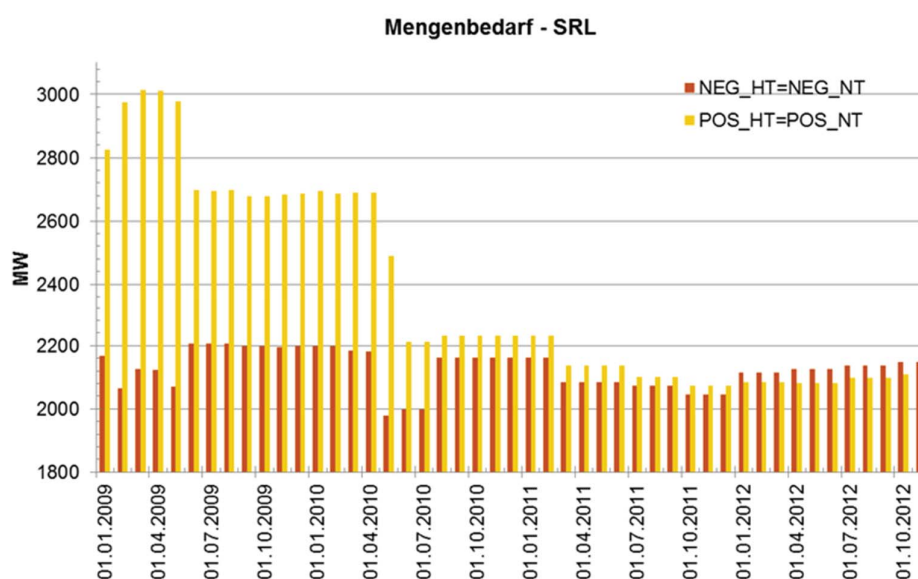


Abbildung 35: Mengenbedarf für SRL in MW: Entwicklung vom 1. Januar 2009 bis 5. November 2012 (www.regelleistung.net)

Als Zwischenfazit kann festgehalten werden, dass zumindest kurz- und mittelfristig eher nicht mit einer starken Zunahme des Regelleistungsbedarfes in der Schweiz zu rechnen ist. Sollten europäische Marktharmonisierungsbestrebungen jedoch zu einem verstärkten grenzüberschreitenden Austausch von Regelleistung bzw. -energie führen, wäre automatisch ein grösseres Marktvolumen für Schweizer Anbieter zugänglich. Andererseits wird auf der Nachfrageseite jedoch irgendwann eine Sättigung bedingt durch verbesserte Prognosen eintreten. Eine Zunahme der Anbieterzahl z.B. durch Aggregation flexibler Lasten wird dann unweigerlich zu Kostenreduktionen der Nachfrageseite führen.

4.2.5 Marktanalyse Aggregatoren

In den letzten Jahren ist eine Reihe von Firmen mit Pooling-Konzepten in das Geschäftsfeld der Aggregation steuerbarer Lasten oder Kraftwerke eingetreten. Im Folgenden wird eine Übersicht über Firmen gegeben, die das Geschäftsmodell Pooling von schaltbaren Lasten zum Zwecke der Regelenenergieerzeugung verfolgen. Neben den sogenannten Poolern sind auch einige Industriebetriebe der Schwerindustrie aufgeführt, da diese am deutschen Regelenenergiemarkt präqualifiziert sind.

4.2.5.1 Beispiele von Aggregatoren aus der Schweiz

Swisscom Energy Solutions AG

Firmenprofil: Gründung 2012, Swisscom Hauptanteilseigner, 35% Beteiligung durch Repower GmbH, 10+ MA

Geschäftsmodell: Aggregation von steuerbaren elektrischen Haushaltslasten wie Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen zum Zwecke der Regelerzeugung und –vermarktung.

Adresse: Swisscom Energy Solutions AG, Hauptgasse 25, 4600 Olten

XAMAX AG

Firmenprofil: Gegr. 1930 in Zürich, August 2011 100%-ige Tochter der Alpiq Suisse AG

Geschäftsmodell: Kerngeschäft Energieoptimierung und Energie-Datenerfassung, Regelerzeugung mit industriellen Lasten im Aufbau befindlich (Stand 2012)

Adresse: Xamax AG, Bahnhofquai 12, CH-4601 Olten

4.2.5.2 Beispiele von Aggregatoren aus dem Ausland

ArcelorMittal Eisenhüttenstadt GmbH

Firmenprofil: Gründung 1951, seit 2002 EKO Stahl GmbH, seit 2006 ArcelorMittal Eisenhüttenstadt GmbH nach Fusion von Arcelor und Mittal, 2500 MA

Geschäftsmodell: Integriertes Hüttenwerk mit den Bereichen Roheisenwerk, Stahlwerk, Warmwalzwerk, Kaltwalzwerk

Adresse: ArcelorMittal Eisenhüttenstadt GmbH, 15888 Eisenhüttenstadt

BalancePower GmbH

Firmenprofil: Teil der EnergyLink-Gruppe, zuständig für alle Themen im Zusammenhang mit der Schaltbarkeit von Anlagen (virtuelle Kraftwerke, Minutenreserve oder „Demand-Response“)

Geschäftsmodell: Pooling von Notstromaggregaten und anderen EZE, Kunden: Industrie, Stadtwerke, Logistik, Fokus auf Minutenregelung

Adresse: BalancePower GmbH, Theaterstrasse 4/5, 30159 Hannover

Clean Energy Sourcing GmbH

Firmenprofil: Gegründet 2008 als Q-Cells Clean Sourcing GmbH (hundertprozentige Tochter des Solarzellenherstellers Q-Cells SE), Gesellschafterstruktur heute: TeraJoule Energy, Frankfurt (50.1%), Silizium Beteiligungsgesellschaft mbH, Leipzig (25.1%), „FF Futura: Deka Manager“-Fonds vertreten durch Deka Investment GmbH, Frankfurt/Main (24.8%).

Geschäftsmodell: Grünstromlieferant, Betreiber von virtuellen Kraftwerken zum Angebot von Regelerzeugung aus Bioenergie- und KWK-Anlagen

Adresse: Clean Energy Sourcing GmbH, Katharinenstrasse 6, 04109 Leipzig

Currenta GmbH

Firmenprofil: Gegründet 1877 am Standort Krefeld-Uerdingen, 3300 MA (5300 inkl. Beteiligungen)

Geschäftsmodell: Betreiber des CHEMPARK an drei Standorten mit sechs Geschäftsfeldern (Energie, Umwelt, Sicherheit, CHEMPARK, Analytik, Bildung)

Adresse: Currenta GmbH & Co. OHG, 51368 Leverkusen

Energy2market GmbH

Firmenprofil: k.A.

Geschäftsmodell: unabhängiges Energiehandelshaus mit Spezialisierung auf Direktvermarktung von Energie aus EEG- und KWK-Anlagen, "Virtuelles Grünes Kraftwerk" zur Regelerzeugungsvermarktung

Adresse: Energy2market GmbH, Karl-Tauchnitz-Strasse 4, 04107 Leipzig

Entelios AG

Firmenprofil: Start-up Unternehmen, Seed-money Finanzierung durch Hightechgründerfonds

Geschäftsmodell: Full-Service-Provider für Demand-Response-Lösungen für Industriekunden, Regenergievermarktung, Branchen: Geschäftsgebäude – Hotels – Einkaufszentren, Industrie und Gewerbe, Warenhäuser, Kühlhäuser, Nahrungsmittel- und Getränkeindustrie
Adresse: Entelios AG, Claudius-Keller-Str. 3c, 81669 München

Infracor GmbH

Firmenprofil: Gegründet 1998, Tochterunternehmen von Evonik Degussa GmbH, 3500 MA
Geschäftsmodell: Standortbetreiber und Komplettdienstleister für Chemieparcs (Standortbetrieb, Logistik, Energien, Utilities, Entsorgung, Anlagen- und Arbeitsplatzbetreuung)
Adresse: Infracor GmbH, Paul-Baumann-Strasse 1, 45772 Marl

in.power GmbH

Firmenprofil: Gründung 2006
Geschäftsmodell: unabhängiger Marktteilnehmer im Bereich Handel von regenerativen und umweltfreundlichen Energien, Direktvermarktung
Adresse: in.power GmbH, An der Fahrt 5, 55124 Mainz-Gonsenheim

Mainova EnergieDienste GmbH

Firmenprofil: Tochterfirma der Mainova AG, mehr als 100 Mitarbeiter
Geschäftsmodell: Dienstleistungen im Energiebereich
Adresse: mainova EnergieDienste GmbH, Solmstrasse 38, 60623 Frankfurt

Next Kraftwerke GmbH

Firmenprofil: Gründung 2009, Seed-Money Finanzierung durch Hightechgründerfonds, 30MA
Geschäftsmodell: Vermarktung von 300 MW Strom aus EE-Anlagen, davon ca. 150 MW auf dem Regenergiemarkt mit Fokus auf Biomasse/Biogas, ca. 100 Anlagen zentral steuerbar, weitere 40MW aus konventionellen Kraftwerken für Regenergiemarkt (Stand 2012)
Adresse: Next Kraftwerke GmbH, Lichtstrasse 43 g, 50825 Köln

TeraJoule Energy GmbH

Firmenprofil: Gründung 2010, 120 Mio. Euro Jahresgruppenumsatz, 75 MA
Geschäftsmodell: Versorger für Regenerative Energien: Erzeugung, Handel und Kapazitätsmanagement, Contracting, Vertrieb und Consulting / Projektierung
Adresse: TeraJoule Energy GmbH, Carl-Benz-Strasse 21, 60386 Frankfurt am Main

ThyssenKrupp Steel AG

Firmenprofil: 1999 als ThyssenKrupp AG, Führungsgesellschaft des Segments Stahl der ThyssenKrupp AG, 27.761 MA, 10.992 Mrd. EUR Umsatz p.a.
Geschäftsmodell: Stahlerzeugung (Elektrostahl geschmolzen im Lichtbogen oder Induktionsofen), Herstellung von Flachprodukten aus Qualitätsstahl, sowie die Erbringung von Dienstleistungen im Stahlbereich
Adresse: ThyssenKrupp Steel Europe AG, Kaiser-Wilhelm-Strasse 100, 47166 Duisburg

Trianel GmbH

Firmenprofil: Gegründet 1999
Geschäftsmodell: EVU mit Schwerpunkt auf Energiehandel, Energieerzeugung und der Beratung von Stadtwerken, Aufbau eines Tertiärregelpools Schweiz mit Fokus auf Kehrlichtverbrennungsanlagen sowie Grossverbraucher wie Stahlwerke, Papier- und Zementfabriken oder Kühlhäuser.
Adresse: Trianel GmbH, Lombardenstrasse 28, D-52070 Aachen

Voltalis

Firmenprofil: Französisches Start-up Unternehmen

Geschäftsmodell: Installation einer eigenentwickelten "Bluepod"-Box in Haushalten, um Demand-Response-Kapazitäten vorzuhalten (Peak-Shaving)

Adresse: Voltalis, 100/101 Terrasse Boieldieu, 92042 PARIS LA DEFENSE

Xstrata Zink GmbH

Firmenprofil: Teil der Business Unit Zinc der weltweit im Bereich Rohstoffe operierenden Xstrata Gruppe, 300MA

Geschäftsmodell: elektrolytische Zinkgewinnung seit 1972

Adresse: Xstrata Zink GmbH, Johannastrasse 1, 26954 Nordenham

Tabelle 4 gibt eine Übersicht, welche der betrachteten Unternehmen am Deutschen Regelenenergiemarkt mit welchem Produkt präqualifiziert sind, wobei die Minutenregelung (MRL) der TRL entspricht.

Unternehmen		SRL	MRL
ArcelorMittal Eisenhüttenstadt GmbH	Schwerindustrie		✓
Balance Power GmbH	Pooler		✓
Clean Energy Sourcing GmbH	Pooler		✓
Currenta AG	Pooler Fokus Chemieindustrie		✓
Energy2market GmbH	Pooler	✓	✓
Entelios AG	Pooler		
Infracor GmbH	Chemieindustrie		✓
In.power GmbH	Pooler		
Mainova EnergieDienste GmbH	Pooler		
Next Kraftwerke GmbH	Pooler	✓	✓
TeraJoule GmbH	Pooler		
ThyssenKrupp Steel AG	Schwerindustrie		✓
Trianel	Pooler	✓	✓
Xstrata Zink GmbH	Schwerindustrie	✓	

Tabelle 4: Auf dem deutschen Regelenenergiemarkt präqualifizierte Pooler oder EZE der Schwerindustrie.

Am Deutschen Regelenenergiemarkt steht den Poolern bzw. Industrievertretern eine Gruppe von 37 am Deutschen Regelenenergiemarkt präqualifizierten EVU gegenüber. Zusammengefasst steht einer monopolistischen Nachfrageseite mit fixer Marktgröße eine Vielzahl von Anbieter gegenüber.

4.2.6 Schaltbare industrielle Lasten

Elektrische Verbraucher, die nicht unter Dauer- bzw. auch in Teil-Last betrieben werden, können grundsätzlich interessant sein für Demand-Response-Anwendungen.

Die Möglichkeiten des Demand-Response sind (von Roon & Gobmaier, 2010):

- Lastreduktion: Abschalten und/oder Lastreduktion von Anlagen bei denen keine Nachholbedarf besteht (Beispiel: überdimensionierte Lüftungsanlagen)
- Lastverschiebung: Abschalten oder Leistungsreduktion von Anlagen mit Speichern, die zu einem späteren Zeitpunkt in den ursprünglichen Zustand versetzt werden müssen und dabei Nachholbedarf generieren (Beispiel: Warmwasserboiler)
- Lastpufferung: Analog zur Lastverschiebung jedoch mit vorherigem Auffüllen des Speichers (Beispiel: Temperaturabsenkung von Kühlhäusern)
- Lasterhöhung: Leistungserhöhung oder Anschalten zusätzlicher Verbraucher (Beispiel: elektrische Zusatzheizung)

Während Haushalte wegen gesamthaft hoher Investitionskosten und geringen Erlöspotenzialen für Demand-Response-Anwendungen derzeit unattraktiv erscheinen (inergie, 2013), gibt die Betrachtung

besonders energieintensiver Branchen einen Hinweis auf die Potenziale des Demand-Response (vgl. Abbildung 36).

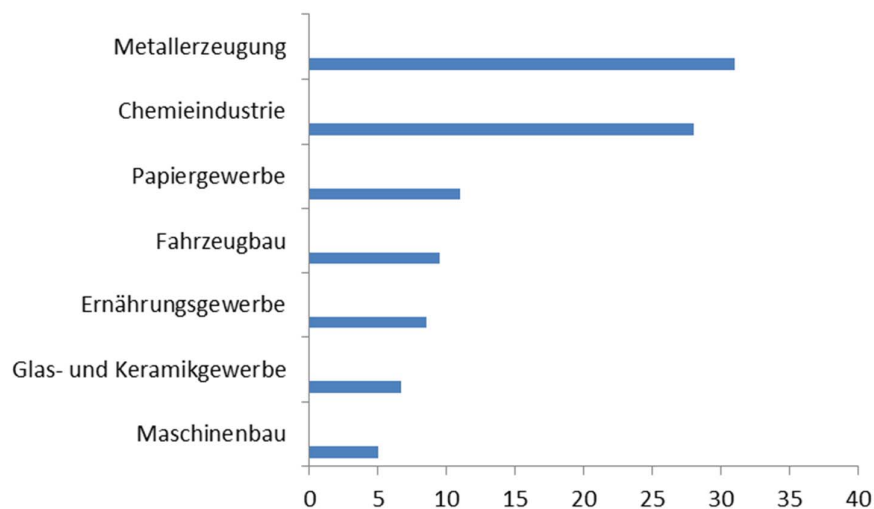


Abbildung 36: Anteil des Stromverbrauchs energieintensiver Branchen am gesamten Industriestromverbrauch in % in Deutschland (von Roon & Gobmaier, 2010)

Das Lastverschiebepotential spezifischer industrieller Anwendungen ist in Tabelle 5 dargestellt. Demnach ergibt sich für Deutschland ein ca. 30%-iges industrielles Lastverschiebepotenzial, was etwa 420 MW Leistung entspricht.

Branche	Anwendung	Spitzenlast [MW]	Leistungs-klasse [MW]	Lastver-schiebung in %
Lebensmittelhandel (Kühlhäuser)	Kältekompressoren	146	0.2 – 1.0	35
Wasserversorgung	Pumpen	97	0.1 – 2.0	20
Gartenbau	Beleuchtung	>12	0.1 - 2.0	20 - 25
Recycling Kunststoff	Zerkleinerer	10	0.03 – 7.0	50
Recycling Siedlungsabfall	Zerkleinerer	28	0.1 -1.0	50
Metallbearbeitung	Wärmebehandlungs-öfen	260	1.5 - 2.5	15
Papierindustrie	Holzstoff (Refiner, Mahlwerk)	430	5.0 - 30.0	>50
Zementindustrie	Rohstoff- und Zementmühlen	413	10.0	>40
Summe		1384		>30

Tabelle 5: Bewertung des deutschlandweiten Lastverschiebepotenzials (Dr. Lange, Dr. Focken, & Bümmerstedt, 2010).

Die Forschungsstelle für Energiewirtschaft betrachtet in ihrer Analyse des technischen Potenzials der industriellen Lastverschiebung die zeitliche Abhängigkeit der abschaltbaren Leistungen (von Roon & Gobmaier, 2010). Der Hauptanteil der zeitlichen Verschiebbarkeit entfällt demnach auf Zeiten bis zu 5 Minuten (vgl. Abbildung 37).

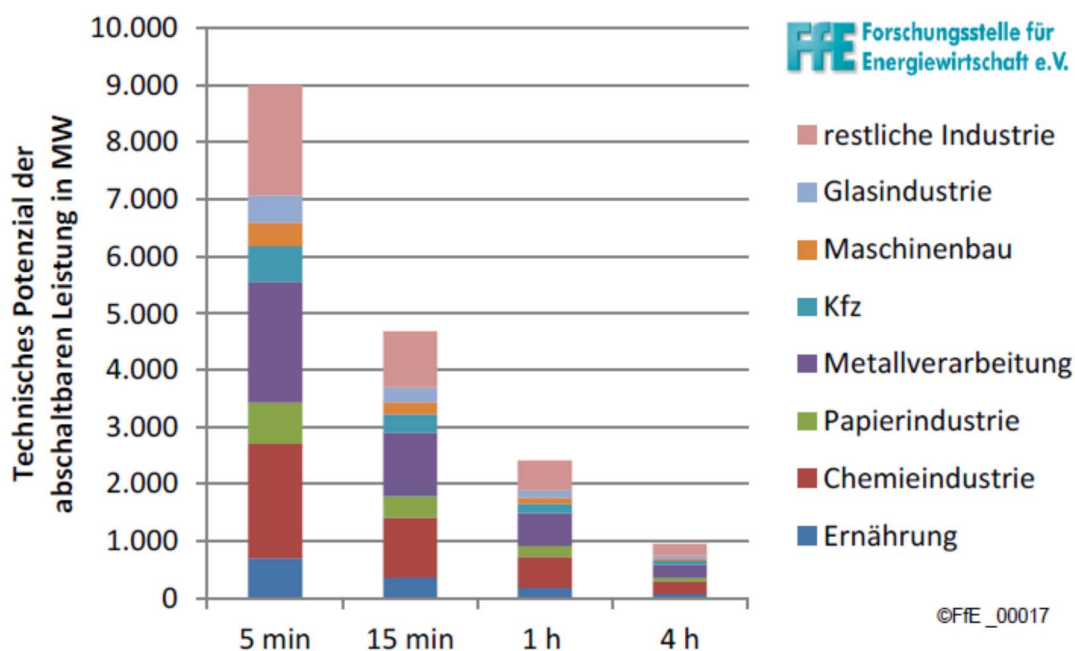
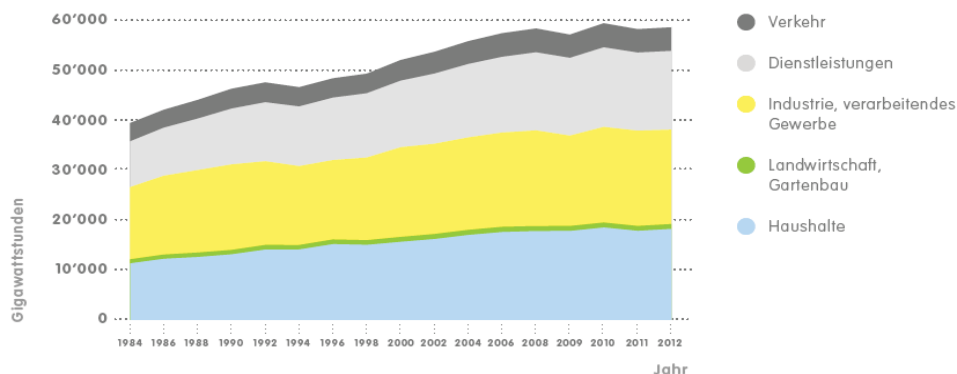


Abbildung 37: Technisches Potential der abschaltbaren Leistung von Industriebetrieben in Abhängigkeit der Abschaltzeit (von Roon & Gobmaier, 2010)

Abbildung 37 verdeutlicht zudem, dass die gemäss ihres Verbrauchsanteils am industriellen Gesamtstromverbrauch grössten Sparten Chemieindustrie, Metallindustrie und Papierindustrie auch in Bezug auf die zeitliche Verschiebbarkeit die grössten Potenziale aufweisen.

Das gesamte Lastverschiebepotenzial des Industriesektors wird an anderer Stelle mit 2.8 GW beziffert (Klobasa, 2007). Diese 2.8 GW entsprechen nahezu dem Zuwachs an Regelleistungsbedarf bis zum Jahr 2020 wie er gemäss Abbildung 34 prognostiziert wird. Ob dieses theoretische Potenzial tatsächlich wirtschaftlich gehoben werden kann, ist insbesondere von spezifischen Produktionsprozessen und diese limitierenden Teilprozessen abhängig (von Roon & Gobmaier, 2010).

In der Schweiz hat der industrielle Sektor einen prozentualen Anteil am Gesamtstromverbrauch von knapp 33% (Abbildung 38).



Quelle: BFE, Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2012

Abbildung 38: Entwicklung des Stromverbrauch nach Verbrauchergруппen, Bundesamt für Energie, Elektrizitätsstatistik 2012 (www.kernenergie.ch)

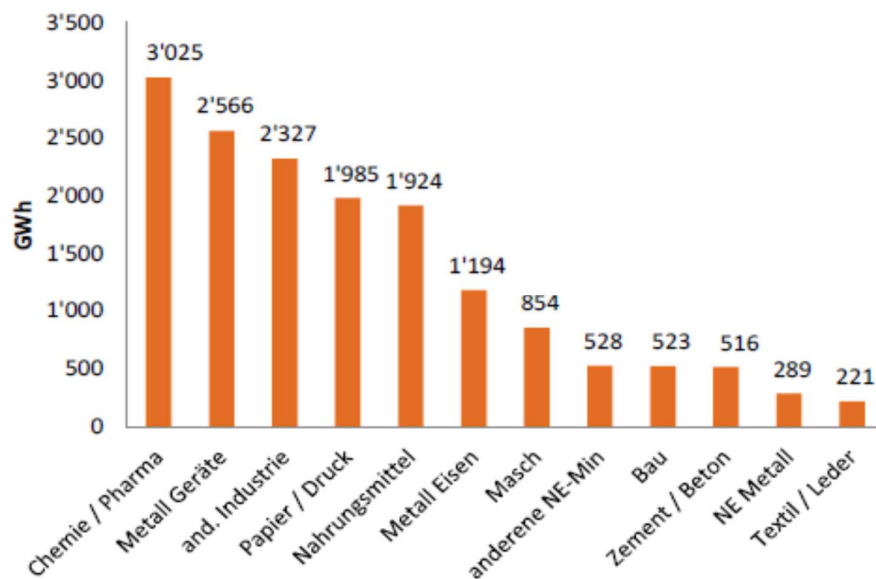


Abbildung 39: Stromverbrauch nach Industrie und Branchen in der Schweiz 2010 (Ernst Basler + Partner, 2011)

In Abbildung 39 ist der Stromverbrauch des industriellen Sektors in der Schweiz branchenspezifisch aufgeführt.

Für das Lastmanagement geeignete Branchen und Anwendungen sind in Tabelle 6 dargestellt.

Branche	Anwendung	Art der Laständerung
Chlorindustrie	Elektrolyse	Teillastbetrieb mit reduzierter Leistungsaufnahme
Aluminiumindustrie	Elektrolyse	Abschalten einzelner Reihen
Kupferindustrie	Elektrolyse	Abschalten einzelner Reihen
Zink-Blei-Industrie	Elektrolyse	Abschalten einzelner Reihen
Stahlindustrie	Lichtbogenöfen	Produktionsplanung: Abschaltung des Ofens
Papierindustrie	Zellstoff- und Thermomechanische Holzstoffherstellung	Abschalten von Schleifern bzw. Refinern
Zementindustrie	Zement- und Rohmühlen	Abschalten bzw. reduzierte Leistungsaufnahme
Chemische Industrie	Luftzerlegung	Teillastbetrieb mit reduzierter Leistungsaufnahme
Bergbau	Wasserhaltung	Abschalten bzw. reduzierte Leistungsaufnahme
Wasserversorgung	Pumpen	Abschalten bzw. reduzierte Leistungsaufnahme
Holzindustrie	Fräsmaschinen, Sägegatter	Produktionsplanung
Querschnittstechnologien	Mühlen, Pumpen, Verdichter, Klima- und Kälteanlagen	Abschalten bzw. zeitweise Teillastbetrieb

Tabelle 6: Für das Lastmanagement geeignete Branchen und Anwendungen (Ernst Basler + Partner, 2011).

Nach von Ernst Basler + Partner (2011) durchgeführten Expertenbefragungen in der Schweiz gibt es widersprüchliche Aussagen im Hinblick auf die Potenziale von industriellem Lastmanagement. Die Potenziale konnten nicht konkret beziffert werden, wobei für energieintensive Branchen davon ausgegangen wurde, dass ein Grossteil der Potenziale bereits realisiert wurde.

Für eine erste grössenordnungsmässige Abschätzung des Lastmanagementpotenzials in der Schweiz wird von folgenden Annahmen ausgegangen. Der industrielle Sektor in der Schweiz sollte ähnlich demjenigen in Deutschland strukturiert sein, d.h. mit bedeutenden Anteilen in der Chemie- und Metallindustrie, sowie weiteren stromintensiven Industrien wie Papier- und Zementindustrie, die zusammengenommen in etwa 80% des industriellen Stromverbrauchs der Volkswirtschaft in Deutschland (und angenommenenmassen der Schweiz) ausmachen (siehe Abbildung 39). Weiterhin wird angenommen, dass der technische Stand der Maschinen und Anlagentechnik in der Schweiz auf einem zu Deutschland vergleichbaren Niveau entwickelt ist und dass Energieeffizienz- und Lastmanagementpotenziale ebenfalls auf vergleichbaren Niveau und vergleichbarer Durchdringungstiefe entwickelt sind.

In Deutschland hat der industrielle Sektor im Jahr 2011 einen Anteil am Gesamtstromverbrauch, der sich auf 249.6 TWh beläuft (AGEB, 2013). Dem gegenüber steht ein mit 2.8 GW Leistung beziffertes Lastmanagementpotenzial. Der industrielle Stromverbrauch in der Schweiz belief sich im Vergleichsjahr 2011 auf 19.205 TWh (BFE, 2012). Unter Berücksichtigung der zuvor getroffenen Annahmen sollte in erster Näherung direkte Proportionalität zwischen Stromverbrauch und Lastmanagementpotenzialen gelten, was zu einem industriellem Lastmanagementpotenzial von rund 215 MW in der Schweiz führt. Diese Abschätzung ist anhand von Analogiebetrachtungen vorgenommen worden und kann daher nur als Anhaltspunkt dienen.

PikeResearch beziffert das weltweite industrielle Lastverschiebungspotential in 2013 mit 26.9 GW und für 2019 mit 62 GW (Hedin & Woods, 2013). Im Vergleich zu dieser Abschätzung erscheint die für die Schweiz abgeleitete Grössenordnung plausibel.

Das anhand von Plausibilitätsbetrachtungen und Analogieschlüssen abgeleitete theoretische industrielle Lastmanagementpotenzial in der Schweiz muss in der Realität wirtschaftlich gehoben werden können und hängt wie zuvor diskutiert von prozessualen und anderen betriebswirtschaftlichen Parametern (zeitliche Verschiebbarkeit, Tarifstruktur, Wettbewerb mit etablierten Regelkraftwerken etc.) ab. Konkrete Ansätze für industrielles Lastmanagement werden in Kapitel 5 diskutiert.

Die Autoren dieser Studie sind der Auffassung, dass davon ausgegangen werden kann, dass Demand-Side-Management und Demand-Response Lösungen in der Industrie allein durch den technischen Fortschritt im Laufe der kommenden Jahre automatisch Einzug halten werden. Industrielle Steuerungsanlagen werden internet- bzw. ethernetfähig, eine Vielzahl von Prozessparametern wird gemessen und gesteuert werden können (Stichwort Smart Factory). Die betreffenden Investitionen werden in der Industrie ohnehin getätigt werden, sollten beispielsweise Fabrikneubauten oder Ersatzinvestitionen anstehen. Das bedeutet, dass eine wesentliche technische Voraussetzung für Demand-Response installiert wird ohne, dass eine spezifische Demand-Response-Anwendung hierfür der Auslöser geworden wäre. Der Zusatzaufwand für entsprechende Algorithmen, um z.B. Regelernergievorhaltungen bei spezifischen Anwendungen zu realisieren, ist im Vergleich zu mittleren bis hohen dreistelligen Millionenbeträgen, wie sie für neue Pumpspeicherwerke anfielen, gering.

4.2.7 Lastverschiebungspotenzial von Abwasserreinigungsanlagen (ARA), Wasserversorgung (WV) und Kehrichtverbrennungsanlagen (KVA)

Der Verein InfraWatt hat mit dem BFE zusammen eine Studie (InfraWatt & BFE, 2013) zum Potenzial von flexiblen Lasten in den Bereichen, ARA, KVA und WV durchgeführt. Die Untersuchung fokussierte dabei auf mehrere Fallstudien von Anlagen und eruiert das vorhandene Potenzial. Dabei wurden drei typische ARA, drei WV und zwei KVA untersucht. Die daraus resultierenden Potenziale wurden dann auf die gesamte Schweiz hochgerechnet.

Insgesamt beziffert InfraWatt & BFE (2013) die Anzahl an Anlagen in der Schweiz mit 3880 und einer gesamten installierten Leistung von -210 MW bis + 410 MW, wobei sich nicht alle Anlagen für eine Lastverschiebung eignen. Die 2880 Anlagen unterteilen sich in 30 KVA, rund 850 ARA und rund 3000 WV. Bei den 30 KVA handelt es sich um Anlagen mit einem grossen Potenzial zur Lastverschiebung von häufig 1 MW bis 5 MW positive Regelleistung heute bzw. 3 MW bis 7 MW in Zukunft. Die negative Regelleistung bewegt sich bei 7 bis 10 MW pro Anlage (heute und in Zukunft). Bei den ARA und WV reicht das Spektrum von Anlagen mit Potenzialen im MW-Bereich bis hin zu vielen kleinen Anlagen mit geringem Potenzial.

In der nachfolgenden Tabelle 7 sind die Zahlen der Anlagen aufgelistet. Die KVA haben demnach das grösste auf der Produktionsseite. Für die Verbrauchsseite ist das grösste Potenzial bei den ARA und bei den Wasserwerken.

	Anzahl Anlagen	Stromverbrauch [GWh/a]	Stromproduktion [GWh/a]	Installierte Leistung Verbrauch [MW]	Installierte Leistung Produktion [MW]
ARA	850	490	114	100 - 150 MW	30 MW
WV	3000	370	107	100 - 150 MW	20 MW
KVA	30	470	1900	10 - 20 MW	360 MW
TOTAL	3880	1330	2121	210 - 370 MW	410 MW

Tabelle 7: Ausgangslage bei Infrastrukturanlagen: Stromverbrauch und installierte Leistung (InfraWatt & BFE, 2013)

Laut InfraWatt & BFE (2013) können dabei alleine die grössten 30 ARA, 30 WV und 30 KVA heute rund 85 MW positive und rund 186 MW negative Regelleistung für 1 Stunde anbieten. Das gesamte Potenzial (Tabelle 8) für eine Lastverschiebung von allen Anlagen umfasst 80 bis 140 MW für positive Regelleistung und 112 bis 233 MW für negative Regelleistung. Es gilt zudem zu beachten, dass sich das Potenzial von möglichen Abrufen stark unterscheidet. Für eine positive Leistungserbringung schwankt die maximale Anzahl von Abrufen zwischen 1- bis 8-mal täglich und für die negative Leistungserbringung von 1- bis 80-mal täglich. Das Fazit daraus ist, dass die untersuchten Anlagen nur in Form eines Poolings für die Regelleistungserbringung eingesetzt werden können.

Dauer der Regelleistung mit ARA, WV oder KVA	Abrufbar pro Tag	Totale Leistung
Positive Regelleistung		
15 Minuten	1 – 8	134 MW
30 Minuten	1 – 3	137 MW
1 Stunde	1 – 3	140 MW
2 Stunden	1	133 MW
über 2 Stunden	1	80 MW
Negative Regelleistung		
15 Minuten	0 – 80	215 MW
30 Minuten	0 – 40	224 MW
1 Stunde	1 – 20	233 MW
2 Stunden	1 – 10	233 MW
über 2 Stunden	1 – 5	112 MW

Tabelle 8: Potenziale zur Lastverschiebung im Jahresmittel (2012) aller Infrastrukturanlagen: in Abhängigkeit der Zeitdauer und Abrufbarkeit (Anzahl pro Tag, 2012) (InfraWatt & BFE, 2013)

Gesamthaft ergeben die ARA, KVA und WV ein interessantes Potenzial von Lastverschiebung. Jedoch stellt sich die Frage der Wirtschaftlichkeit, vor allem wegen des hohen Aufwands für das Erschliessen von kleinen Anlagen. Trotzdem stellen die ARA, KVA und WV eine interessante Ergänzung zu den in dieser Studie eruierten Potenzialen von Industrien dar.

4.2.8 Fazit

Das mittlere Szenario der Consentec Studie Bestimmung von und Umgang mit Verteilnetzengpässen, Umbau und Ausbau der Netze (Consentec, 2011) geht davon aus, dass im Jahr 2050 die Erzeugungskapazitäten zur Hälfte etwa durch erneuerbare Energien gedeckt ist. Der grösste Zuwachs wird bei PV zu verzeichnen sein und deshalb eine hohe Einspeisevolatilität mit sich bringen. Eine hohe Einspeisevolatilität bedingt wiederum grössere Regelleistungsreserven, um die Differenz zwischen Verbrauch und Produktion aufzufangen. Alle heute zugänglichen Quellen gehen von diesen zukünftig höheren Regelleistungsreserven aus. Eine Abschätzung unter Kapitel 4.2.4 geht von einer Reserveleistung von ca. 1.2 GW für 2050 aus, was aus heutiger Sicht einer Zunahme von ca 20% entspricht. Kurz bis mittelfristig ist aber eher nicht mit einer starken Zunahme an Regelleistung zu rechnen. Das für Schweizer Anbieter zugängliche Marktvolumen könnte sich aber trotzdem durch zukünftige europäische Marktharmonisierungsbestrebungen signifikant vergrössern.

Die wichtigste Konkurrenz zu Demand-Response werden Pumpspeicherkraftwerke sein. Jedoch ist in der Schweiz zukünftig nicht mit einem grossen zusätzlichen Ausbau zu rechnen, da die ihre Wirtschaftlichkeit in Frage gestellt ist. Ergänzend kann davon ausgegangen werden, dass die Fähigkeit für Demand-Response zukünftig ohnehin bei Erneuerungen oder Neubauten von Industrieanlagen installiert werden wird. Die Anlagen werden internet- bzw. ethernetfähig und liefern somit eine wesentliche technische Voraussetzung für Demand-Response. Damit fallen spezifische Anfangsinvestitionen weg und die Konkurrenzfähigkeit von Demand-Response wird steigen.

Zusammenschliessend kann festgehalten werden, dass Demand-Response eine berechnete Stellung in Regelleistungsmarkt einnehmen wird und einen wichtigen Beitrag zur Netzsicherheit leisten wird. Zudem ist damit zu rechnen, dass durch Demand-Response die Preise für Regelleistung zukünftig sinken werden. Durch die Angebotsvergrösserung werden die Preise für Regelleistung bei gleichbleibender Nachfrage sinken.

4.3 Übertragbarkeit der Lösung

4.3.1 Kernfragen

Um eine Aussage zur Übertragbarkeit der Lösung FlexLast zu treffen, werden innerhalb dieses Kapitels hauptsächlich zwei Fragen beantwortet:

1. Welche Möglichkeiten ergeben sich durch eine Kombination unterschiedlicher Lastprofile für die Erzeugung von Regelernergie allgemein und speziell von SRL?
2. Was bedeutet die inkrementelle Anbindung einer weiteren Last in einen bestehenden Pool konzeptionell und technisch?

4.3.2 Möglichkeiten durch Kombination unterschiedlicher Lastprofile

4.3.2.1 Abgrenzung

Die Übertragbarkeit der FlexLast Lösung wird analysiert, indem Profile von industriell schaltbaren Lasten zusammengestellt werden. Diese Profile haben zum Ziel, die Eignung der Anlagen zur Erbringung von SRL analog der MVN TKL zu untersuchen. Die betrachteten EZE-Typen sind gemäss Abbildung 40 abgegrenzt. Somit liegt der Fokus für FlexLast bei grossen Lasten auf der Netzebene ≤ 5 . Grosse Lasten können beispielsweise Papierfabriken, Stahlwerke oder andere stromintensive Industriebetriebe sein.

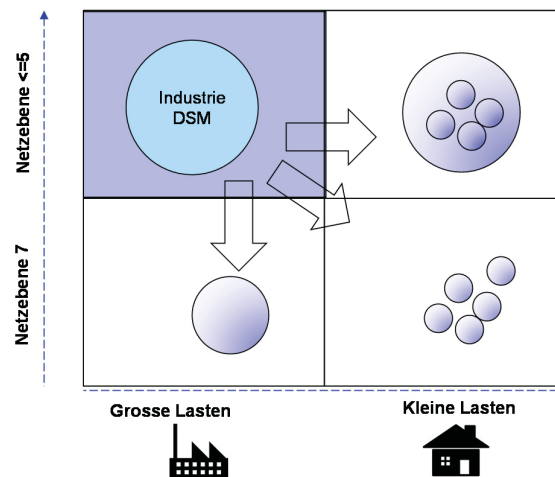


Abbildung 40: Abgrenzung des Projekts FlexLast

Die Aggregation von nicht industriellen Lasten wie Boilern oder Wärmepumpen wurde in diesem Projekt nicht betrachtet, jedoch haben die BKW, IBM und andere Partner die technische Machbarkeit beispielsweise im Projekt FLEX des Vereins inergie (2013) bereits nachgewiesen. Zudem sind momentan im Schweizer Markt andere Projekte wie beispielsweise WARMup (Misurio, 2013) in diesem Umfeld tätig. Basierend den Erkenntnissen aus dem Projekt FLEX sind die Verfasser überzeugt, dass es für die Erbringung von SRL sinnvoller ist, grosse industrielle Verbraucher zu aggregieren; gegenüber der Aggregation aus kleinen Verbrauchern ist die Wirtschaftlichkeit mit grossen Verbrauchern eher gegeben. Sinnvollerweise können aber Pools aus industriellen Lasten mit Subpools aus kleinen Lasten ergänzt werden.

4.3.2.2 Schlussfolgerungen aus dem Feldversuch

Bereits zu Projektbeginn war absehbar, dass ein einziges TKL für die Erzeugung von SRL nicht genügen würde. Deswegen war es das Ziel, herauszufinden, wo die Grenzen des dynamischen Verhaltens eines TKL bezüglich SRL liegen.

Der Feldversuch MVM / TKL zeigt folgendes Lastverhalten:

- Erreichbare Leistungsgrösse: ca. 1.5 MW bei mehreren Kühlhäuser
- Leistungsbereich / Auflösung: nur diskrete Schritte, in einem Bereich von 300 kW
- Leistungsdauer: einige Stunden, längere Zeit
- Reaktionsgeschwindigkeit: Rampe ca. 2-5 Minuten

Bei den untersuchten TKL handelt es sich also um vergleichsweise grosse, statische Lastblöcke. Nachfolgende Graphik zeigt schematisch die Notwendigkeit zum „Einpassen“ von Lasten mit unterschiedlichen Charakteristika in die Dynamik eines SRL-Abrufes:

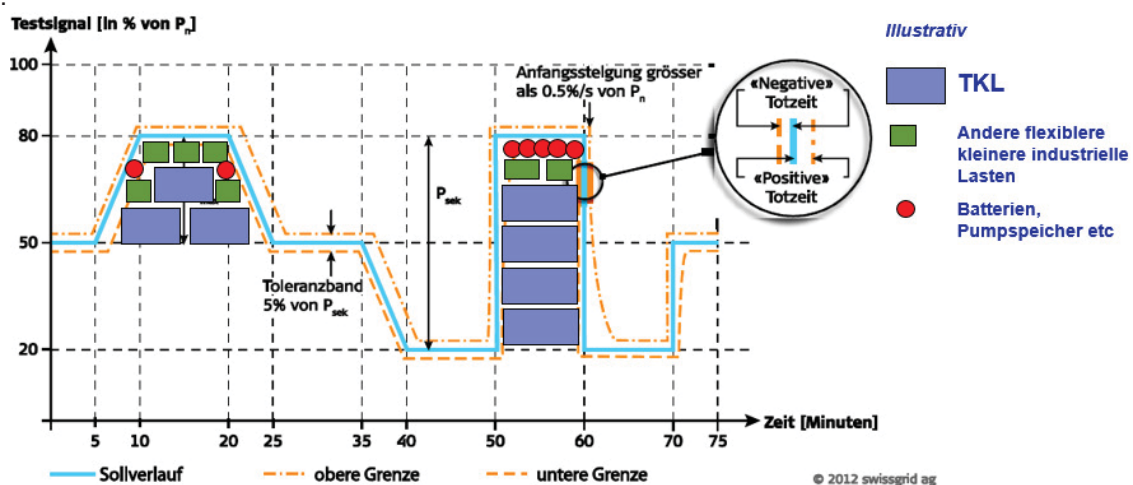


Abbildung 41: Modell zur Kombination unterschiedlicher Lasten innerhalb der Toleranzbänder der Swissgrid zur Erzeugung von SRL

4.3.2.3 Schlussfolgerungen aus den durchgeführten Interviews (Begleitstudie)

Ziele der Begleitstudie waren unter anderem (vgl. Kapitel 1.2):

- Identifikation weiterer (potentieller) industrieller Lasten in der Schweiz
- Bildung von Lastprofilen
- Einschätzung der grundsätzlichen Bereitschaft, als EZE an einem Pool für Regelenenergie teilzunehmen

Abgeleitet aus den durchgeführten Interviews und der Umfrage konnten folgende branchentypische Lastprofilpotenziale identifiziert werden:

- Stahlwerk:
 - Leistungsgrösse: ca. 50 MW (Lichtbogenofen)
 - Leistungsbereich / Auflösung: feine Stufen, 1 MW / 5 MW / 15 MW
 - Leistungsdauer: bis 5 Stunden / 15 Minuten / 1 Minuten
 - Reaktionsgeschwindigkeit: Änderung innerhalb einer Minute
 - Weiteres: Wartungs- und Ferienfenster, keine Saisonalität

- Papierfabrik (Profil a):
 - Leistungsgrösse: 2 x 5 MW Schleifmotoren
 - Leistungsbereich / Auflösung): Regelbare Stufen
 - Leistungsdauer: bis 1- 2 Stunden
 - Reaktionsgeschwindigkeit: Rampe ca. 5 Minuten
 - Weiteres: täglich 7-16h wochentags
- Papierfabrik (Profil b):
 - Leistungsgrösse: ca. 20 MW Heizkessel (Substitutionsenergie)
 - Leistungsbereich / Auflösung): analog regelbar
 - Leistungsdauer: Stunden bis Tage
 - Reaktionsgeschwindigkeit: innert 1 Minute
 - Weiteres: 7 x 24h, erfordert zus. Strombezug
- Schokoladen-Herstellung:
 - Leistungsgrösse: ca. 5 MW Kältemaschinen, je 450 kW
 - Leistungsbereich / Auflösung): nur diskrete Schritte a 450 kW
 - Leistungsdauer: ca. 1 Stunde, mehrmals pro Tag
 - Reaktionsgeschwindigkeit: Rampe ca. 2-3 Minuten (ähnlich TKL)
 - Weiteres: allenfalls noch Eisproduktion nutzbar (3x150 kW)
- InfraWatt Studie (Wasser, ARA, KVA):
 - Leistungsgrösse: 30 WV, 40 ARA, 30KVA = 70% Gesamtpotenzial CH
 - Leistungsbereich / Auflösung): nur diskrete Schritte a 450 kW
 - Leistungsdauer: Summe 140 MW positiv / 330 MW negativ während einer Stunde
 - Reaktionsgeschwindigkeit: n.a.
 - Weiteres: Details in der Studie Infracwatt & BFE (2013)

Eine Möglichkeit zur Klassifikation der einzelner Lastprofile zur Kombination in einem Pool zeigt nachfolgende Tabelle:

INDUSTRIEPROFILE (Beispiele)	LEISTUNG			STUFUNG		VERFÜGBARE DAUER			REAKTIONSZEIT		Qualifikation
	1MW	5MW	> 5MW	FEIN	GROB	1 Min	15 Min	>1Std	1 Min	2-5 Min	
Tiefkühlager	x				x			x		x	TRL
Schokoladeherstellung		x			x			x		x	TRL
Stahlwerk Prozess a	x	x		x			x	x	x		SRL
Stahlwerk Prozess b			x		x	x				x	TRL
Papierfabrik Prozess a		x			x			x		x	TRL
Papierfabrik Prozess b			x	x				x	x		SRL

Legende: SRL = Sekundärregelung, TRL Tertiärregelung

Tabelle 9: Beispiele unterschiedlicher Lastprofile

4.3.2.4 Regelenenergie durch Kombination komplementärer industriellen Lasten

Die Ergebnisse aus den Interviews und aus der Umfrage haben ergeben, dass es unterschiedliche Lastprofile mit verschiedenen Ausprägungen in der Grossindustrie gibt. Diese Lastprofile können intelligent in einem Pool aggregiert werden, um eine maximale Flexibilität zu erhalten.

Zudem kann ein Pool zu Beginn oder quasi als Rückversicherung mit konventionellen EZE, wie beispielsweise Pumpspeicherwerken aufgestockt werden. Abbildung 41 verdeutlicht die Idee des Aufsplittens eines vorgegebenen Leistungssignals in kleinere Leistungsblöcke mit unterschiedlichen Profilen.

Die Bereitschaft der interviewten EZE- Betreiber an einem SRL/TRL Pool teilzunehmen ist grundsätzlich hoch, vorausgesetzt die (kommerziellen) Rahmenbedingungen „stimmen“.

4.3.3 Bedeutung der inkrementellen Anbindung einer weiteren Last

Der Grenzaufwand zur Integration weiterer Lasten (EZE) in einen bestehenden Pool ist sowohl unter technischen als auch unter konzeptionell / betriebswirtschaftlichen Gesichtspunkten zu betrachten.

4.3.3.1 Konzeptionelle oder betriebswirtschaftliche Implikationen

Für die Integration einer jeweils neuen Last in einem bestehenden Pool sind zu prüfen und zu entscheiden:

- Wie ist das Lastprofil und wie ergänzt das Lastprofil der neuen Last den bestehenden Pool (vgl. Kapitel 4.3.2)? Wieviel Regelleistung kann erzeugt werden?
- Wie ist der Business Case und das Zusammenarbeitsmodell zwischen EZE-Betreiber und Poolbetreiber? Dabei hängt Wirtschaftlichkeitsrechnung hängt von den Faktoren Vertragsgestaltung mit den EZE's, Komplementarität der Poolteilnehmer, Prozessoptimierung der Pooling Lösung sowie Angebots- und Abrufhäufigkeit ab.
- Wie kann eine Gainsharing zwischen beiden Parteien gestaltet werden? Wie wird die Zusammenarbeit vertraglich geregelt? (vgl. Kapitel 4.4)

Für Analyse und Gestaltung dieser Fragen kann von einem Effizienzgewinn (Lernkurve, standardisierte Verfahren) ausgegangen werden.

4.3.3.2 Technische Implikationen

Für die Technische Integration sind drei Faktoren massgebend:

- Der Aufbau des Optimierungsmodelles einer jeden Last wird jeweils eine individuelle Aufgabe bleiben. Auch hier kann von einer Lernkurve ausgegangen werden; insbesondere ist zu erwarten dass sich auch hier je nach Last- bzw- Anlagentyp bestimmte (adaptierbare) Typen von Optimierungsmodellen herauskristallisieren.
- Die Komplexität der IT-Schnittstellen (vgl. Kapitel 3.1.2 – Architekturübersicht) zwischen der jeweiligen Anlage und einem FlexLast Core System. Hier kann davon ausgegangen werden, dass mit zunehmender Standardisierung und Erfahrung der Integrationsaufwand abnimmt.
- Der Aufwand zum „Anlegen“ eines weiteren Poolteilnehmers in einem FlexLast System, welcher mit einem Plattform-Ansatz (vgl. Kapitel 5.3) reduziert werden kann.

Insgesamt empfiehlt sich ein Vorgehen mit der Einbindung potentieller Poolteilnehmer sowie deren Systemlieferanten in Informations- und Standardisierungsworkshops.

4.3.4 Konvergenz mit anderen Smart Grid Themen (andere Anwendungsbereiche)

Die Studienverfasser gehen davon aus, dass viele EVU und neue Pool-Betreiber über Dienstleistungen wachsen wollen und in neue wettbewerbsorientierte Märkte in den Bereichen Smart Grid, e-Mobilität, Smart Building oder Smart Cities eintreten werden. Diese Domänen hängen miteinander zusammen und die Erkenntnisse aus Demand-Side-Management ähnlichen Anwendungsformen - wie dem Bereitstellen von Regelenergie durch das Poolen von industriellen Lasten - können wiederverwendet werden.

Die Marktbeobachtungen zeigen, dass viele Prototypen und pilotähnliche Projekte im Bereich von VPP im Gange sind und nächstens in realen Produkten wirtschaftlich vermarktet werden. Auslöser dazu sind die dazu geschaffenen Marktvoraussetzungen, wie beispielsweise in der Schweiz die Möglichkeit als Pool-Betreiber Regelenergie zu vermarkten. Dabei können alle Arten von EZE miteinander in verschiedenen Konstellationen gekoppelt werden, sei es mit industriellen Grosslasten, Boilern und Wärmepumpen, oder DER aus Wind und PV mit Nachtspeicheröfen oder Batterien von e-Fahrzeugen.

Da aber Produktionsprozesse beeinflusst werden, muss deren Planung mit der Produktionsplanung optimal abgestimmt werden. Daher sehen die Verfasser einen Bedarf an einer Energieoptimierungs-Anwendung für die Pool-Teilnehmer wie auch für die Pool-Betreiber.

Eine mögliche Entwicklung von Smart Grid Anwendungen ist in der Abbildung 42 verdeutlicht und zeigt in welche Richtung sich der Markt in den nächsten Jahren entwickeln könnte. Es ist zu bedenken, dass sich zukünftige Szenarien nur vage prognostizieren lassen und dass die Entwicklung von vielen Faktoren abhängt. Seien dies beispielsweise politische Rahmenbedingungen oder neue Marktformen.

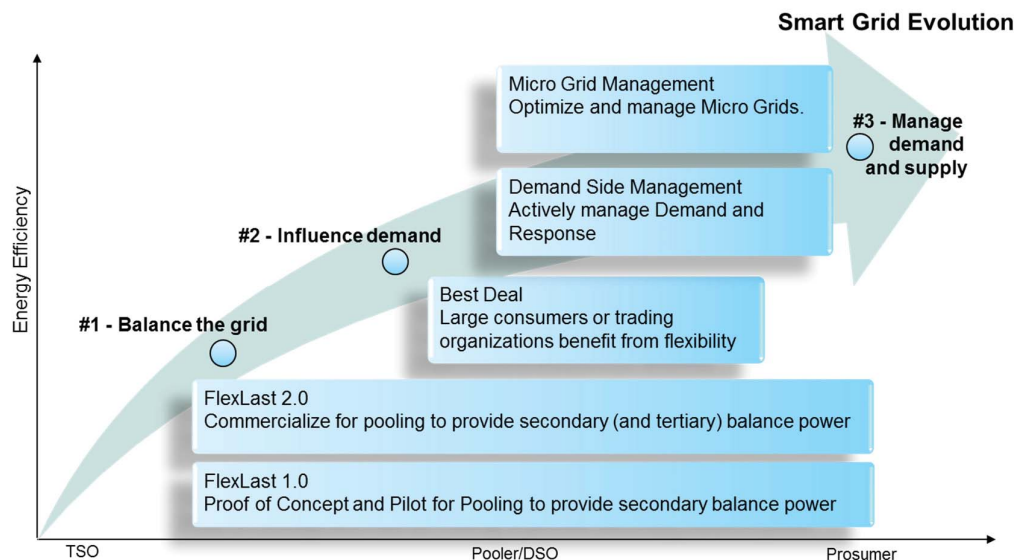


Abbildung 42: Smart Grid Evolution (Quelle: IBM)

Es kristallisieren sich folgende Grundfunktionen heraus, die in den meisten Smart Grid Anwendungen, wie auch in FlexLast, gebraucht werden:

- Modellierung der Last (Load modeling): Abbild des realen System (der EZE) um die mögliche Flexibilität zu bestimmen und sie von aussen akkurat zu steuern.

- Optimierung (Flexibility Optimization): Berechnung von Fahrplänen für die angeschlossenen EZE mittels Optimierung auf eine Zielfunktion (beispielsweise Preis oder SRL-Signal) mit der die vorhandene Flexibilität optimal ausgenutzt werden kann unter Berücksichtigung von verschiedensten Einschränkungen des Anlagenbetreibers oder des VNB.
- Aggregation: Poolen von verschiedenen EZE zu einem VPP.
- Business Process Management: Regelbasiert Prozesse abwickeln, wie bspw. das Anbinden von neuen Anlagen
- Visualisierung und Reporting: Zeitnahe Anzeige und weiterführende intelligente Auswertungen um Informationsgrundlagen Marktteilnehmergerecht darzustellen
- IT und OT Integration: Integration der Technischen Informatik (OT - Scadas, IEC 61850, IEC 61970/CIM) mit der betriebswirtschaftlichen Business-to-Business IT mit anderen Marktteilnehmern (Lieferant, VNB, ÜNB, Trading etc.)

Es ist daher sinnvoll, eine erste Smart Grid Applikation, beispielsweise FlexLast zu realisieren und darauf aufbauend die Erweiterungen für andere Smart Grid Anwendungen zu erstellen. Ein etwas anderes Szenario würde einen generalisierten Ansatz verfolgen, bei welchem ausgehend vom ersten Anwendungsfall, beispielsweise FlexLast, eine Applikationsplattform aufgebaut wird auf der dann die anderen Smart Grid Anwendungen realisiert werden. Diese Variante hat zum Vorteil, dass Anlagen die einmal modelliert und angeschlossen wurden, relativ einfach in andere Anwendungsfälle integriert werden können. Zudem könnte eine solche Applikationsplattform auch als mandantenfähige Marktplattform Marktfunktionen wie die Anschluss- und Wechselprozesse durch eine Standardisierung vereinfachen und Investitionen -weil auf mehrere Marktteilnehmer verteilt- pro Teilnehmer reduzieren.

4.3.5 Fazit

Die Erkenntnisse aus dem vorhergehenden Studienteil zeigen die Notwendigkeit auf, dass komplementäre Lasten in einem Pooling aggregiert werden müssen, um damit SRL oder andere Dienstleistungen zu erbringen. Die Herausforderung besteht darin, die passenden Anlagen zu finden um eine möglichst hohe Flexibilität zu erreichen. Dazu empfehlen wir, dass das Projekt FlexLast weitergeführt wird und dass ein Pool aus komplementären Lasten aufgebaut und getestet wird.

Eine wichtige Erkenntnis ist, dass auch andere Smart Grid Anwendungen, wie Preisoptimierung, weitere Demand-Side-Management oder Microgrid Management Lösungen, im Kern immer auf denselben Funktionsblöcken (Lastmodell, Aggregation, Optimierung, Integration etc.) aufbauen. Somit können dieselben Konzepte und Implementierungen wiederverwendet oder eine solche erste Anwendung für die anderen Anwendungsmöglichkeiten erweitert werden.

Es wäre zielführend, eine Applikationsplattform bereit zu stellen, die diese Kernfunktionalitäten zur Verfügung stellt und auf welcher dann Zusatzmodule aufgebaut werden. Dadurch können domänenübergreifende Lösungen schneller realisiert und wirtschaftlicher betrieben werden. Ein Beispiel dazu wäre die Koppelung eines Smart Building und eines E-Mobilitätsmoduls für SRL.

4.4 Beschreibung Business Case

Nachfolgend wird eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung sowohl für den Pool-Betreiber, wie auch für den Pool-Teilnehmer (Anlagenbesitzer EZE) aufgezeigt. Dies erfolgt auf einem relativ hohen Abstraktionslevel, da die Wirtschaftlichkeit am Ende von vielen Faktoren abhängt und schlussendlich durch die kommerziellen Überlegungen des Pool-Betreibers massgeblich beeinflusst wird. So kann ein potenzieller Pool-Betreiber den SRL-Pool auch mit anderen Energieprodukten koppeln und somit für beide Seiten attraktivere Konditionen erzielen. Der als Beispiel zu verstehende Business Case ist im Anhang in Kapitel 6.1 detailliert aufgelistet, die wichtigste Einflussgrössen für den Aufbau eines Pools sind nachfolgenden beschrieben:

Für den Pool-Teilnehmer

- Investitionskosten für das Anbinden der zu steuernden Anlage an den Regelpool. Diese Kosten können durch Normierungen und Standards verringert werden. Bei vielen Anlagen wird es aber je nach Typ Nachrüstung brauchen, damit sie von aussen sicher angesteuert werden können.
- Der Aufwand für die Abbildung der Anlagen in Modelle, welche die Grundlage für die Voraussagbarkeit und somit der Steuerung der Anlagen bilden, ist nicht zu vernachlässigen. Diese können je nach Anlagentyp und einzugreifendem Prozess komplex werden und somit aufwandsintensiv in der Erstellung. Dieser Aufwand wird künftig reduziert werden können, da ähnliche Anlagen mit denselben parametrisierbaren Modellen genügend genau gesteuert werden können bzw. bei neuen Modellen ein Lerneffekt greifen wird.
- Die vom Pool-Betreiber weitergegebene Entschädigung für die Leistungsvorhaltung ist stark abhängig von dessen Geschäftsmodell und der von Swissgrid definierten Entschädigung. Gerade diese Entschädigung macht den Löwenanteil der Einnahmen aus. Eine Marktentwicklung mit nach unten tendierenden Preisen würde das Geschäftsmodell des Pool-Teilnehmers negativ beeinflussen und den Return on Investment (ROI) zeitlich ausdehnen. Die Entschädigung verringert sich zudem proportional zu der Anzahl Teilnehmer in einem Pool. Somit hängt es vom Geschick des Pool-Betreibers ab, die optimale Mischung von Pool-Teilnehmern zu finden, um einerseits dem SRL-Signal genau zu folgen und andererseits die wirtschaftliche Attraktivität für die Pool-Teilnehmer zu gewährleisten. Je nach Geschäftsmodell wird der Pool-Teilnehmer diese Entschädigung nicht direkt sehen und in einem Vertragskonstrukt die Entschädigung auf eine andere Art weitergegeben. Im nachfolgenden Referenzmodell werden diese Varianten nicht berücksichtigt.
- Die Entschädigung für die tatsächliche Regelenergielieferung ist die zweite Einnahmequelle. Die Preise sind hier noch tiefer und vor allem volatiler, da sie an den SwissIX gekoppelt sind.
- Ein erhöhter Gesamtenergieverbrauch durch die Lastverschiebung wird voraussichtlich bei allen Anlagen die Folge sein. Dies geschieht beispielsweise dadurch, dass Motoren wieder angefahren werden müssen und dadurch mehr Leistung benötigen. Typischerweise braucht ein TKL rund 3% mehr Energie, um ein Grad Temperaturabsenkung auszugleichen.
- Tarifliche Einbussen sollten durch den Vertrag mit dem Pool-Betreiber ausgeglichen werden. Je nach Tarifplan und zeitlicher Lastverschiebung kann es vorkommen, dass der Verbrauch in höhere Tarifbänder fällt, falls Spitzenschwellenwerte überschritten werden oder zeitlich in eine andere Tarifklasse fallen.

Für den Pool-Betreiber:

- Die Entschädigung für die Leistungsvorhaltung bildet die Haupteinnahmequelle. Verändern sich diese Marktpreise nach unten, wird der Business Case des Pool-Betreibers negativ beeinträchtigt. Der Pool-Betreiber wird sich überlegen müssen, welchen Anteil davon er für sich behält und welchen er an die Pool-Teilnehmern weitergibt. Je nach Geschäftsmodell wird der Pool-Betreiber diese Entschädigung nicht direkt weitergeben und in einem Vertragskonstrukt auf eine andere Art weitergegeben. Im nachfolgenden Referenzmodell werden diese Varianten nicht berücksichtigt.
- Die Entschädigung für die tatsächliche Regelenergielieferung ist die zweite Einnahmequelle. Die Preise sind hier noch tiefer und vor allem volatiler, da sie an den SwissIX gekoppelt sind.
- Die Investitionskosten für die technische Erstinstallation des Pools müssen über mehrere Jahre abgeschrieben werden, es sei denn, es bietet sich eine Möglichkeit, die benötigte technische Infrastruktur bei einem Anbieter in einem pay-per-use Modell zu beziehen. Ist der Pool technisch einmal etabliert, sind für den Pool-Betreiber die Grenzkosten für das Anbinden eines weiteren Pool-Teilnehmers klein.

Für die weitere Betrachtung wurde ein einfaches Referenzmodell verwendet. Dieses wird nachfolgend beschrieben.

4.4.1 Operationelles Referenzmodell

Das Referenzmodell geht davon aus, dass der Pool-Betreiber die enthaltenen Entschädigungen für die Leistungsvorhaltung und die eigentliche Energielieferung proportional zur Anzahl Pool-Teilnehmern und deren gelieferte Energie, respektive deren vorgehaltener Leistung weitergibt.

Es gelten dabei folgende Annahmen für die Berechnungen

- Zuschlag für die Lieferung von SRL: an 30 Wochen der stattfindenden Auktionen im Jahr. Dies entspricht einer 58 % Erfolgsrate für die Zuschläge der Auktionen.
- 50% der Prämie für die Leistungsvorhaltung und Energielieferung behält der Pool-Betreiber für sich.
- Anteil des betrachteten Teilnehmer am Pool: 3.3% der Leistungsvorhaltung und der tatsächlichen Energielieferung. D.h. der Pool hält 30 MW vor und die betrachtete EZE 1 MW.
- Abschreibungsdauer ist auf 10 Jahre gesetzt.

4.4.1.1 Für den Pool-Teilnehmer

Grundsätzlich rechnet sich die Bereitstellung von SRL für den Pool-Teilnehmer, wenn die Mehreinnahmen die Mehrkosten decken. Der Break-Even hängt stark von der Dauer der zeitlichen Abschreibung der Investitionskosten ab. Die potenziellen Mehreinnahmen summieren sich aus den vom Pool-Betreiber weitergegebenen Entschädigungen für die Leistungsvorhaltung und Energielieferung

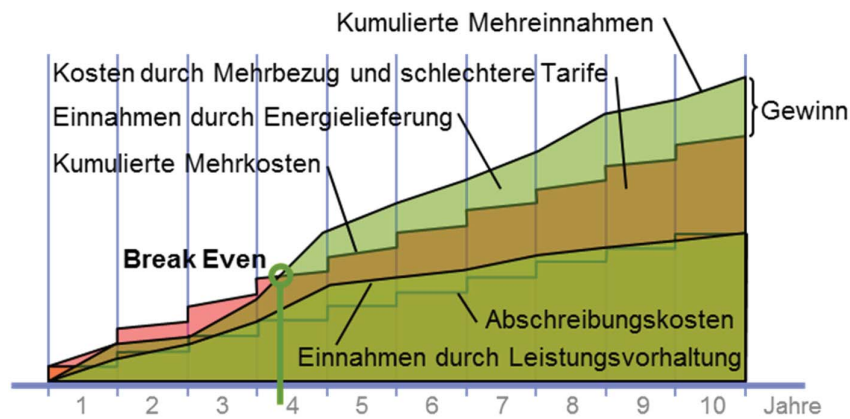


Abbildung 43: Zeitliche Wirtschaftlichkeit für den Regelpoolteilnehmer (Quelle: IBM)

Sekundärregelleistungsvorhaltung

Vorgehaltene Leistung

Monetäre Entschädigung

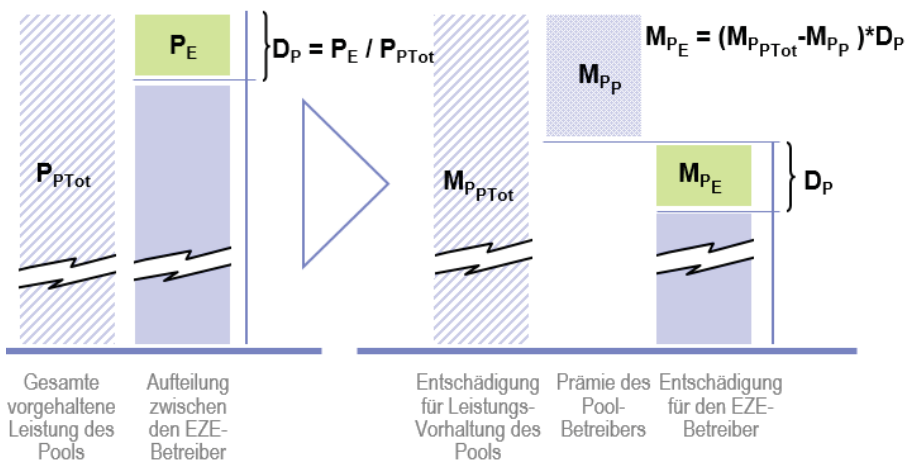


Abbildung 44: Vereinfachtes Modell für die Entschädigung der SRL-Vorhaltung (Quelle: IBM)

Sekundärregelenergielieferung

Gelieferte Energie

Monetäre Entschädigung

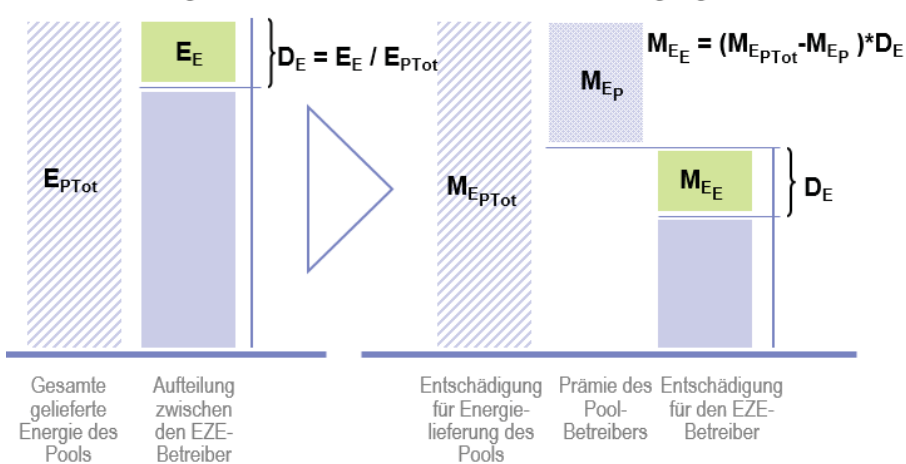


Abbildung 45: Vereinfachtes Modell für die Entschädigung der SRL-Lieferung (Quelle: IBM)

Legende:

D_E	Anteil der Leistungsvorhaltung des EZE-Betreibers am Pool
D_P	Anteil der Leistungsvorhaltung des EZE-Betreibers am Pool
E_E	Energief Lieferung des EZE-Betreibers in MW
E_{ETot}	Gesamtenergief Lieferung des Pools in MW
M_{EE}	Monetäre Entschädigung für die Energief Lieferung für den EZE-Betreiber in CHF
M_{EETot}	Monetäre Entschädigung (20% SwissIX) für die Energief Lieferung an den Pool in CHF
M_{EP}	Monetäre Prämie des Pool-Betreibers für die Energief Lieferung in CHF
M_{PE}	Monetäre Entschädigung für die Leistungsvorhaltung für den EZE-Betreiber in CHF
M_{PP}	Monetäre Prämie des Pool-Betreibers für die Leistungsvorhaltung in CHF
M_{PPTot}	Gesamte monetäre Entschädigung für die Leistungsvorhaltung an den Pool in CHF
P_E	Leistungsvorhaltung des EZE-Betreibers in MW
P_{PTot}	Gesamtleistungsvorhaltung des Pools in MW

Die potenziellen Mehrkosten ergeben sich aus dem möglichen Strom-Mehrverbrauch und die schlechteren Tarife. Dieser Strom-Mehrverbrauch kann verschiedene Ursachen haben und hängt vom beeinflussten Prozess und deren Verbraucher ab. Motoren ziehen mehr Leistung, wenn beispielsweise Förderbänder neu angefahren werden müssen oder es braucht mehr Energie um Prozesswärme oder –kälte zu erstellen, da das ideale Temperaturniveau verlassen wurde. So wurde beispielsweise festgestellt, dass ein Grad runter zu kühlen in rund einem 3% höheren Energieverbrauch mündet (Quelle: Walter Wettstein AG).

Beispiel: Durch die zeitliche Lastverschiebung wird anstelle der Energiemenge A (grün) die Menge B (blau) verbraucht. Die zusätzlich benötigte Energiemenge ist B-A (vgl. Abbildung 46). Die Autoren nehmen an, dass es bis zu 5% mehr Stromverbrauch geben kann. Diese Annahmen sind in der Praxis für jede Anlage einzeln zu prüfen.

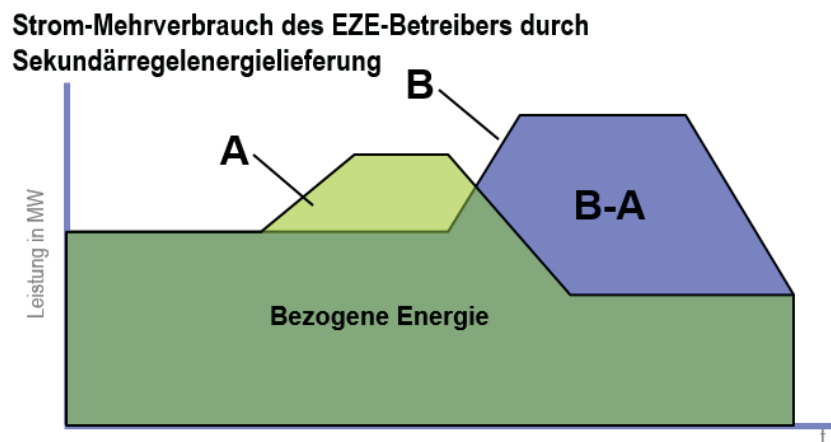


Abbildung 46: Mehrverbrauch durch Lastverschiebung (Quelle: IBM)

Durch die zeitliche Verschiebung kann es vorkommen, dass der Strombezug in eine schlechtere Tarifkategorie fällt, oder es können Schwellwerte überschritten und somit der Strombezug in eine teure Verrechnungskategorie fallen. Dieser Effekt wird in der Abbildung 47 vereinfacht dargestellt. Die TKL werden im Winter fast ausschliesslich in der Nacht gekühlt (grüner Energiebezug). Wird nun Regelenergie über den ganzen Tag geliefert (roter Energiebezug), dann wird rund die Hälfte des Stromverbrauchs in die andere Tageshälfte mit Hochtarifen geschoben. Diese sind rund 25% höher, was zu Mehrkosten von rund 12.5% führt. Diese Effekte wurden in einem vereinfachten Modell in die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung aufgenommen.

Mehrkosten durch Verschiebung in schlechteren Tarif

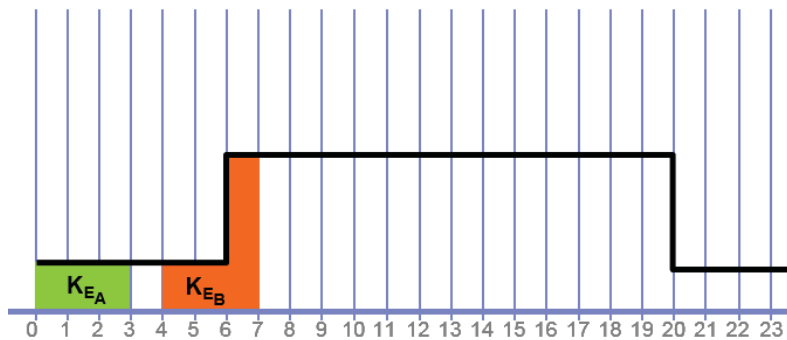


Abbildung 47: Schlechtere Tarife durch die Lastverschiebung (Quelle: IBM)

Eine exemplarische Berechnung der Wirtschaftlichkeit für den EZE-Betreiber, unter den im nachfolgenden Abschnitt beschriebenen Annahmen für den Pool-Betreiber, ergibt einen positiven ROI von weniger als CHF 10'000 pro Jahr.

4.4.1.2 Für den Pool-Betreiber

Die Investitionskosten für den Pool-Betreiber werden in zwei Kategorien aufgeteilt. Erstens, die Basisinvestition in eine Plattform zu ca. CHF 2'000'000 und zweitens Investitionen pro EZE, die in den Pool aufgenommen werden, zu ca. CHF 50'000. Diese Investitionen pro EZE sind vor allem durch die Modellbildung und das Testen des Verhaltens der Anlage begründet, da nur so die geforderte Güte für einen SRL-Pool sichergestellt werden kann. Bei einer Abschreibedauer von wiederum rund 10 Jahren wurde ein positiver ROI von rund CHF 318'580 pro Jahr kalkuliert.

5 Schlussfolgerungen

Das Projekt FlexLast hatte zum Ziel, die folgenden Fragestellungen zu adressieren:

- Felderfahrung mit dynamischem Lastmanagement bei Grossverbrauchern
- Modell für die breite Nutzung (Business Case)
- Wertvolle Erfahrungen mit neuen Zusammenarbeitsformen

Die Felderfahrung wurde mit einer Prototypeninstallation in TKL2 und TKL3 bei MVN gesammelt. Das Modell für die breite Nutzung wurde in einer Begleitstudie analysiert. Aus den beiden Teilprojekten lassen sich wertvolle Erfahrungen mit neuen Zusammenarbeitsformen ableiten.

5.1 *Felderfahrung mit dynamischem Lastmanagement bei Grossverbrauchern*

5.1.1 Die Erzeugung von Regelleistung durch industrielle Lasten ist technisch machbar

Erkenntnis	Regelleistung mit aggregierten industriellen Lasten ist technisch machbar. Im Feldversuch konnte gezeigt werden, dass es grundsätzlich möglich ist a) den Grad der Flexibilität einer industriellen Last vorausschauend zu berechnen, b) geplante Leistungswerte auf Schaltzustände der Verbraucher (hier: Kompressoren der Kühlanlage) abzubilden und c) die entsprechende Steuerimpulse an die Kühlanlage zu übertragen.
Empfehlung	Eine direkte Ansteuerung der Anlagen ist einer indirekten vorzuziehen. Je besser die Modellierung des Verhaltens einer Anlage ist und je direkter die Regelung der Last erfolgen kann, umso grösser ist die Güte der dadurch zur Verfügung gestellten Regelenergie. Im Feldversuch der MVN wurden beispielsweise der Stromverbrauch der Ventilatoren und der Kühlung in der Vorzone (zwischen Ausgang TKL und Verladerampe) nicht modelliert. Die Steuerung erfolgte aus Sicherheitsgründen indirekt über die Zieltemperatur der Hallenabschnitte und nicht direkt an den Kompressoren. Letzteres bedingt einen Zeitversatz zwischen Steuerimpuls und Bereitstellung der Leistung. Durch die indirekte Ansteuerung wird das Modell der Anlage komplizierter und bestmögliche Güte der Regelleistungserbringung kann nicht erreicht werden. Dennoch müssen die Anlagen sicher betrieben werden und die eigentliche Anlagensteuerung sollte weiterhin die Oberhand behalten.
Erkenntnis	Die Herausforderung zur Erbringung von SRL besteht im Nachfahren des dynamischen SRL-Signals. Das Projekt FlexLast hat aufgezeigt, dass die Erbringung von SRL mit den betrachteten TKL alleine nicht möglich ist. TKL sind - wie viele grosse EZE - eher träge und grosse Lasten mit wenig dynamischem Verhalten und eignen sich alleine nicht für SRL.
Empfehlung	Ein Pool aus komplementären industriellen Lasten kann mit nicht-industriellen Lasten und traditionellen EZE ergänzt werden, um die Anforderungen an die SRL besser zu erfüllen. Um SRL zu liefern, müssen industrielle Lasten miteinander so aggregiert werden, dass sie sich gegenseitig ergänzen, also trägere Lasten kombiniert mit schneller schaltbaren Lasten. Die Ergänzung eines Pools mit

Erkenntnis	traditionellen EZE wie Pumpspeicherkraftwerken oder kleineren nicht-industriellen Lasten macht Sinn. Neben den Branchendokumenten und den SRL-Anforderungen der Swissgrid bedarf es noch weiterer Vereinheitlichungen und Rahmenbedingungen für eine effiziente Integration gepoolter Lasten in den SRL Markt. Die Schnittstelle zwischen Pool-Betreiber und EZE-Betreiber ist nicht definiert. Neben der technischen Anbindung, wo normierte Schnittstellen eine Anbindung der Anlagen vereinfachen würde, fehlen auch prozessuale Regelungen. Mit einer Vereinheitlichung könnten die Machbarkeit einfacher und nachvollziehbar überprüft und die Implementierungszeit verkürzt werden. Damit würden auch die Investitionskosten geringer ausfallen.
Empfehlung	Technische und prozessuale Schnittstellen normieren. Bilden einer schweizerischen Arbeitsgruppe (beispielsweise. via Folgeprojekt FlexLast 2.0) zur Festlegung einer standardisierten technischen und prozessualen Schnittstelle Pool-Betreiber – EZE.

5.2 Modell für die breite Nutzung

5.2.1 Potenzial und Interesse für SRL-Pooling von industriellen Lasten ist hoch

Erkenntnis	In der Schweiz ist ein geschätztes Potenzial von rund +300/-400 MW schaltbarer industrieller Lasten vorhanden. Aus Befragungen, Studienvergleichen und Adaption von anderen Märkten wurde ein Potenzial von rund +300/-400 MW schaltbarer industrieller Lasten ermittelt, deren Flexibilität grundsätzlich für SDL zur Verfügung stehen würde. Diese Flexibilität kann in aggregierter Form als SRL oder TRL bereitgestellt werden.
Erkenntnis	Alle befragten Firmen würden an einem Regelpooling teilnehmen, sofern es ihre Prozesse zulassen. Die befragten Firmen würden sofort an einem Regelenergiepool teilnehmen. Motivatoren dazu sind u.a.: • Kosten senken: Durch die Zurverfügungstellung der Flexibilität werden den Energiekosten Erträge gegenüber gesetzt und der Gesamtaufwand ist geringer. • Ideologie: Die teilnehmenden Firmen können ihre Mitwirkung geschäftspolitisch ausnutzen (Beispiel Werbung). • Etwas für die Schweiz zu tun; Beitrag zur Energiestrategie 2050.
Empfehlung	Das Momentum sollte genutzt und erste industrielle Lasten in einem Regelpooling aggregiert werden. Auch wenn noch nicht alle Standards da sind und sich die Wirtschaftlichkeit eng rechnet, macht es dennoch Sinn, jetzt in die Anlagen zu investieren und deren Flexibilität für Regelenergie nutzbar zu machen. Die vorbereiteten Anlagen können in Zukunft auch für andere Smart Grid Anwendungen genutzt werden. Wir empfehlen daher jetzt mit einem FlexLast 2.0 zu starten, das die gewonnenen Erkenntnisse aufnimmt und den Teilnehmerkreis durch weitere komplementäre industrielle Lasten ergänzt.

5.2.2 Wirtschaftlichkeit nur in einem engen Rahmen möglich

Erkenntnis

Der ROI rechnet sich für den Pool- wie für die einzelnen EZE-Betreiber nur in einem sehr engen Rahmen wirtschaftlich.

Die Erfahrung aus der Projektarbeit zeigt, dass Investitionen in die Anlagenanbindung schnell einen sechsstelligen Bereich erreichen können. Investitionskosten werden neben den zu implementierenden und von aussen zugänglichen Steuerschnittstellen, vor allem auch durch die Modellentwicklung und das Testen des Anlagenverhaltens generiert.

Die heutigen üblichen Tarifmodelle, welche auch durch die Netznutzungsgebühren beeinflusst sind, setzen der Wirtschaftlichkeit der Lastverschiebung Grenzen (durch ein dadurch geschmälertes finanzielles Profitpotenzial). Viele Anlagen werden bei der Erbringung von Regelleistung einen grösseren Teil ihres Verbrauchs vom Nieder- in den Hochtarif verschieben. Damit sind höhere Energiebeschaffungskosten verbunden.

Beispiel: Die TKL decken den Grossteil ihres Strombedarfes im Winter im Niedertarif. Bei der Teilnahme an einem SRL Pool wird die Hälfte davon in den Hochtarif verschoben, welcher rund 25% teurer ist. Dies hat zur Konsequenz, dass sich die Stromkosten, je nach Gesamtverbrauch, um rund 12.5% erhöhen. Je nach Preisentwicklung für die Vorhaltung und Lieferung von SRL kann der ROI nochmals geschmälert werden.

Grundsätzlich ist jedoch bei der ROI Betrachtung festzustellen, dass die Wirtschaftlichkeit für den Pool - wie für die teilnehmenden EZE-Betreiber - sehr stark vom „Produkt“ abhängig ist, welches der Pool-Betreiber am SDL Markt anbietet.

Empfehlung

Einer halbautomatisierten Steuerung könnte den Vorzug gegeben werden um die Investitionen in einem Vernünftigen Rahmen zu halten.

Je nachdem, wie die vorhandene Flexibilität vermarktet werden soll, beispielsweise TRL anstelle von SRL, kann dies auch mit einer halbautomatischen Steuerung gemacht werden. Halbautomatisiert hiesse einfaches Ein- und Ausschalten oder einem alternativen Flexibilitätssfahrplan nachzufahren. Im Gegensatz zu einem voll dynamischen Nachfahren eines Stellsignals bei einer vollautomatisierten Steuerung. Dabei entfallen die Investitionskosten in das Anschliessen der Anlagen und die IT-Kosten halten sich in einem vernünftigen Rahmen. (Zusätzlich zur direkten oder indirekten Steuerung der Anlagen wie in 5.1.1 besprochen.) Als Konsequenz daraus kann nicht das ganze Potenzial der möglichen Flexibilität ausgeschöpft werden und es bedingt manuellen Mehraufwand für die Planung und das operationelle Steuern der Anlagen um die Flexibilität zur Verfügung zu stellen.

Erkenntnis

Die Erträge für die Pool-Betreiber wie für die Pool-Teilnehmer müssen stabil sein.

Regelenergie mit industriellen Lasten kann mit einer geringeren Energieeffizienz einhergehen. Beispiel: Kühlung 1% Temperaturschwankung entsprechen rund 3% mehr Energie. Dies muss im Rahmen von den anstehenden Energieeffizienz-Massnahmen berücksichtigt werden.

Erkenntnis

Mögliche künftige Energieeffizienzmassnahmen sollten die Investitionen für die Teilnahme an einem SRL-Pool nicht negativ beeinflussen.

Das Festlegen eines Entscheids/Vorgehens zur Interessenabwägung bei Effizienzverlusten durch Regelenergie gegenüber dem Gesamtnutzen ist von Bedeutung um den Pool- und EZE-Betreiber Investitionsschutz zu geben. Diese Investitionen werden über mehrere Jahre hinweg abgeschrieben. Ist in dieser Zeit keine Stabilität gegeben, um den Business Case mit adäquaten Risiken zu rechnen, dann werden die Investitionsentscheide in den nächsten Jahren kaum gefällt werden.

Empfehlung	Netznutzungsgebühren sollten für die Lieferung von SRL überprüft werden. Die Autoren der Studie sind der Auffassung, dass, sofern gepoolte SRL aus industriellen Lasten gefördert werden soll, für die Zeit der Lieferung von Regelenenergie die Netznutzungsgebühren nicht verrechnet werden sollten. Neben der wirtschaftlichen Argumentation, sind die Autoren der Meinung, dass die EZE mit der Lieferung von SRL einen Systemdienst am Netz leisten. Das heisst, diese sollten finanziell mit den traditionellen SRL-EZE, wie beispielsweise Pumpspeicherkraftwerken, gleichgestellt werden.
Empfehlung	Verknüpfung mit dem Energiemanagement für den EZE-Betreiber. Eine Ausdehnung des Produktes SRL aus gepoolten industriellen Lasten in höherwertige Dienste kann den Deckungsbeitrag pro EZE erhöhen. Der Pool-Betreiber könnte bspw. das komplette Energiemanagement für den EZE-Betreiber übernehmen.

5.2.3 Die Zuverlässigkeit und die Sicherheit müssen gewährleistet werden.

Erkenntnis	Ein spezieller Fokus ist auf den Schutz der Anlagen bzw. der Qualität der produzierten Produkte und die Zuverlässigkeit der SRL-Energielieferung zu legen. Flexible industrielle Lasten basieren auf energierelevanten Prozessen, die von aussen nur in klar definierten Grenzen beeinflusst werden können. Damit die Anlagen nicht beschädigt oder Folgeschäden auftreten, sollten diese von aussen nur indirekt angesteuert werden, d.h. die eigentliche Anlagensteuerung behält die Oberhand. Dies hat aber Konsequenzen auf die Güte der Regelenenergielieferung. Mit Testreihen ist daher sicherzustellen, dass die Verfügbarkeit der gewonnenen Flexibilität möglichst wie geplant (beispielsweise dem SRL-Signal folgend) eingesetzt werden kann. Schutz der Anlagen bedeutet aber auch, dass nun von aussen steuerbare Anlagen prinzipiell angreifbar werden.
Empfehlung	Die Kommunikationsinfrastruktur muss den Anforderungen gerecht ausgelegt werden. Die Kommunikationsinfrastruktur, vor allem zwischen Pool-Betreiber und EZE ist punkto Datenvolumen, Sicherheit und Verfügbarkeit zu überprüfen. Entsprechend festgelegte Rahmenbedingungen und Standards können die Risiken eines Ausfalls mindern.
Empfehlung	Sicherheitsbarrieren einsetzen. Die nach aussen geöffneten Anlagen müssen mit geeigneten Sicherheitsmassnahmen geschützt werden. Dies ist neben der Kommunikationsinfrastruktur insbesondere im Design der IT-Lösung zu berücksichtigen. Die letzte Entscheidung über die Schaltung der Anlagen sollte auf jeden Fall bei der eigentlichen Anlagensteuerung bleiben. Eine Zertifizierung der Anlagen könnte das Vorhandensein und Funktionieren dieser Sicherheitsbarrieren bestätigen.
Empfehlung	Eingehendes Testen zum Schutz der Anlagen und zur Überprüfung der Güte der gelieferten Regelenenergie. Damit die Anlagen mit Sicherheit geschützt sind und durch Schaltbefehle keinen Schaden nehmen können, müssen Standardtestreihen durchgeführt werden, um die Grenzen zu testen. Um die Güte der gelieferten Regelenenergie abzuschätzen müssen Testreihen durchgeführt werden, damit die Energieniveaus, das dynamische

Empfehlung	Verhalten und weitere technische und betriebliche Einflüsse geprüft werden. Die Autoren sind der Auffassung, dass wenn EZE-Betreiber ihre Schnittstellen und ihr Flexibilitätsangebot zertifizieren lassen könnten oder sogar müssten dadurch die Pool-Betreiber klare Angebote machen könnten und für das Gesamtsystem der Aufwand minimiert werden würde. Einfachen Steuerungsmodellen sollte der Vorzug gegeben werden. Im Gegensatz zur einfachen technischen Realisierung (siehe 5.1.1 – direkter Steuerung einer indirekten den Vorzug zu geben) und dem Optimieren des Business Case (siehe 5.2.2 – Abwägen zwischen halbautomatisierter und vollautomatisierter Steuerung) muss unter Umständen für die Gewährleistung der Sicherheit in diesen Bereichen Konzessionen eingegangen werden. Am einfachsten sind direkte Ein-/Ausschaltbefehle mit fixen Energieniveaus über einen begrenzten Zeitraum. Durch indirektes Ansteuern der Anlagen wird das System komplexer und die Investitionen teurer. Beispielsweise wäre das mit simplen Steuerzuständen wie ein- / ausschalten bzw. wählbaren Leistungsstufen innerhalb von festgelegten Zeitfenstern möglich. Dafür kann aber noch nicht die ganze mögliche Flexibilität ausgenutzt werden. Erst in einem zweiten Schritt würde aufbauend auf den Erfahrungen eine komplexere Ansteuerung erstellt und ggf. sogar mit den Betriebsführungssystemen verknüpft.
Empfehlung	Pool mit Reserven ausstatten. Analog zum Handlungsspielraum der Swissgrid muss der Pool-Betreiber für die zu liefernden SRL einen Reservespielraum einplanen um Ausfälle von Anlagen decken zu können. Am einfachsten haben es hier die Energielieferanten, da sie über konventionelle EZE, die Regelenenergie leisten können, verfügen.

5.3 Wertvolle Erfahrungen mit neuen Zusammenarbeitsformen

5.3.1 Der Aufbau von schweizweit tätigen SRL-Pools kann mit geeigneten Massnahmen gefördert werden

Erkenntnis	Einstiegshürden ergeben sich aus dem ROI für die Anbindung einer industriellen Last und den damit verbundenen Risiken, welche durch die Verminderung von Unsicherheiten reduziert werden können. Die „Höhe der Einstiegshürde“ zur Pool-Teilnahme ist eine Frage der erforderlichen Investitionen gegenüber dem erwarteten Ertrag für den EZE-, wie den Pool-Betreiber. Ein wesentlicher Faktor in dieser Betrachtung ist die Dauer auf welche die Investitionen abgeschrieben werden und wie die Risiken beurteilt werden, damit sich diese Investitionen wirklich im betrachteten Zeitraum wirtschaftlich auszahlen. Was den EZE-Betreibern fehlen sind die Entscheidungsgrundlagen solche Investitionen zu tätigen. Dazu braucht es klare Aussagen zur Wirtschaftlichkeit über den betrachteten Zeitraum und eine auf Fakten basierte Risikobeurteilung über die Entwicklung der zugrunde liegenden Annahmen. Um viele EZE-Betreiber dazu zu bewegen, ihre Flexibilität am Markt anzubieten braucht es Angebote, die es ihnen erlaubt Ihre Anlagen ohne grosse Investitionen an diesen Markt anzubinden.
------------	--

Empfehlung	Einführung eines neuen Regelenenergie-Produktes „2B“. Damit Grossverbraucher einfacher am Regelenenergiemarkt teilnehmen können, wird empfohlen ein Produkt zwischen TRL und SRL zu etablieren, das eher den Möglichkeiten der Lastprofile und vorhandenen Flexibilität der industriellen Lasten Rechnung trägt.
Empfehlung	Regelenenergie-Plattform als Katalysator für einen belebten Markt. Eine Marktplattform hilft einerseits Investitionskosten zu teilen und andererseits einen Markt durch einfachere Wechselprozesse zu beleben.
Empfehlung	Zertifizierung der Anlagen, um wiederholtes Validieren durch Testreihen zu vermeiden. Die Autoren empfehlen eine Art Zertifizierung einzuführen, damit ein Pool-Betreiber versichert ist, dass die Anlage auch das beschriebene Verhalten aufweist und der EZE-Betreiber auch einfach zu einem anderen Pool-Betreiber wechseln kann, ohne aufwendige Testreihen durchzuführen.
Empfehlung	Anschub durch Standard-Machbarkeitsüberprüfung. Die Verfasser dieser Studien empfehlen mit einer standardisierten Machbarkeitsüberprüfung den Markt für Regelenenergie mit gepoolten industriellen Lasten zu fördern. Als Resultat dieses Standard-Mandates bekäme der EZE-Betreiber eine ROI-Betrachtung mit einer Abschätzung der Investitionen und möglichen erzielbaren (Kosten-)Gewinne, basierend auf der zu erwartenden Ausnutzung der Flexibilität. Damit kann der EZE-Betreiber die internen Budgets planen und die Investitionsentscheide fällen.
Erkenntnis	Zielkonflikte für EZE-Betreiber zwischen kostendeckender Einspeisevergütung (KEV) und Teilnahme am SRL-Markt. Das heutige KEV-Modell fördert die Einspeisung von volatilen Strömen. Dadurch steigt der Bedarf an Regelleistung. Eine energetische Optimierung auf einem Areal oder in einer abgegrenzten Region würde mehr Sinn machen. Auf einem Areal (bspw. dem des MVNs mit PV-Anlage und TKLs) könnten die verschiedenen Erzeuger und Verbraucher optimal aufeinander abgestimmt werden. Betreiber von Anlagen die durch das heutige KEV-Modell gefördert werden, haben aber kaum Interesse dies zu tun, da durch die KEV sich ein guter ROI kalkulieren lässt.
Empfehlung	Für die Umsetzung der Energiestrategie des Bundes braucht es eine Überprüfung des KEV-Modells, damit dieses mit der Ausbalancierung der Netze besser kompatibel ist. Es sollte überprüft werden, inwiefern die Ausbalancierung auf den untersten Netzebenen und innerhalb von Arealen oder Micro Grids gefördert werden kann. Das Ziel sollte sein, das Gesamtsystem besser zu schützen und unnötige Investitionen zu vermeiden.

5.4 Ausblick

Die Erfahrung bei FlexLast zeigt, dass das Thema Einbindung und Pooling flexibler industrieller Lasten komplex ist und in mehreren Schritten gelöst werden muss. Dieses Thema wurde im Projektteam, dem Steering Committee und in der Trägergruppe diskutiert. Das Ergebnis ist ein Auftrag an eine Vorprojektgruppe zur Ausarbeitung eines Projektantrages für ein Projekt FlexLast 2. Dieses soll in einem weiteren Schritt die Einbindung weiterer unterschiedlichen industriellen Lasten verbunden mit einem Pooling enthalten.

6 Anhang

6.1 Business Case

Business Case Betrachtung

Betrachtungsdauer des Business Case

10 Jahre

1.) Einnahmen

1.1) Sekundärregelleistungsvorhaltung

Durchschnittlich den Zuschlag erhalten für Sekundärregelenergie pro Jahr
Durchschnittlich vom Pool vorgehaltene Leistung
Durchschnittlich von EZE vorgehaltene Leistung
Durchschnittliche Prämie des Pool-Betreibers für die Leistungsvorhaltung
Durchschnittliche Entschädigung von Swissgrid an den Poolbetreiber für die vorgehaltene Leistung pro MW

30 Wochen
30 MW (+/-) 15
1 MW
50 %

3'700 CHF (=CHF 22.02 pro MWh)

	pro Woche	pro Jahr	für die Dauer des Business Cases
Gesamt-Entschädigung von Swissgrid an den Poolbetreiber für die vorgehaltene Leistung	55'500 CHF	1'665'000 CHF	16'650'000 CHF
Entschädigung des Pool-Betreibers an den EZE-Betreiber für die Leistungsvorhaltung	925 CHF	27'750 CHF	277'500 CHF
Prämie des Pool-Betreibers für die Leistungsvorhaltung	27'750 CHF	832'500 CHF	8'325'000 CHF

1.2) Sekundärregelenergielieferung

Durchschnittlicher stündlicher SwissIX-Preis pro MWh

Durchschnittliche Prämie des Pool-Betreibers für die Energielieferung

Anzahl Stunden Abrufe von SRL pro Woche

Abgerufene Regelenergieleistung von Poolvorhaltung im Durchschnitt

Durchschnittlich von Swissgrid beim Pool abgerufene Sekundärregelenergie pro Woche

Durchschnittlich von EZE gelieferte Sekundärregelenergie pro Woche

60 CHF

50 %

168 h

15 %

756 MWh

25.2 MWh

für die Dauer des Business Cases

pro Jahr

pro Woche

Gesamt-Entschädigung von Swissgrid an den Poolbetreiber für die Energielieferung (20%*SwissIX)

Entschädigung des Pool-Betreibers an den EZE-Betreiber für die Energielieferung

Prämie des Pool-Betreibers für die Energielieferung

9'072 CHF

272'160 CHF

2'721'600 CHF

151 CHF

4'536 CHF

45'360 CHF

4'536 CHF

136'080 CHF

1'360'800 CHF

1.3) Einnahmen-Potenzial

1.3.1) Für den Pool-Betreiber

1.3.2) Für den EZE-Betreiber

pro Woche

32'286 CHF

968'580 CHF

9'685'800 CHF

1'076 CHF

32'286 CHF

322'860 CHF

pro Jahr

pro Woche

2.) Kosten					
2.1) Investitionskosten					
2.1.1) Abschreibung der Investition für den Pool-Betreiber					
Basisinvestition (Plattform)	2'000'000	CHF	Applikationserstellung		
Investitionskosten pro EZE	50'000	CHF	Alle Investitionen um die EZE zu steuern (Modellbildung & Anlagentest)		
Total	3'500'000	CHF			
Abschreibungsdauer	10	Jahre			
Abschreibungskosten während der Abschreibungsdauer	pro Woche		pro Jahr	für die Dauer des Business Cases	
	11'667	CHF	350'000	CHF	3'500'000 CHF
2.1.2) Abschreibung der Investition für den EZE-Betreiber					
Investitionskosten	30'000	CHF	Alle Investitionen um die EZE anzubinden (Anlagenanbindung; Anpassung Steuerung)		
Abschreibungsdauer	10	Jahre			
Abschreibungskosten während der Abschreibungsdauer	pro Woche		pro Jahr	für die Dauer des Business Cases	
	100	CHF	3'000	CHF	30'000 CHF
2.2) Wiederkehrende Kosten					
2.2.1) Betriebliche Mehraufwände und Plattformbetrieb pro Jahr für den Poolbetreiber					
	pro Woche		pro Jahr	für die Dauer des Business Cases	
	10'000	CHF	300'000	CHF	3'000'000 CHF
2.2.2) Betriebliche Mehraufwände (Manpower und IT) pro Jahr für den EZE-Betreiber					
	pro Woche		pro Jahr	für die Dauer des Business Cases	
	500	CHF	15'000	CHF	150'000 CHF

2.2.3) Strommehrkosten für den EZE-Betreiber

Strompreis pro kWh	0.09	CHF
SRL Anteil der durchschnittlichen jährlichen Stromkosten für den betrachteten Prozess	68040	CHF
Strommehrbezug durch betriebliche Einbussen als Anteil von gelieferter SRL	5	%
Durchschnittlicher Tarifeinfluss: Anteil SRL mit höherem Tarif	25	%
Durchschnittlicher Tarifeinfluss: Prozent des höheren Tarifs	20	%

Strommehrkosten

<i>pro Woche</i>	<i>pro Jahr</i>	<i>für die Dauer des Business Cases</i>
227 CHF	6'804 CHF	68'040 CHF

2.3) Kostenschätzung

2.3.1) Für den Pool-Betreiber
2.3.2) Für den EZE-Betreiber

<i>pro Woche</i>	<i>pro Jahr</i>	<i>für die Dauer des Business Cases</i>
21'667 CHF	650'000 CHF	6'500'000 CHF
827 CHF	24'804 CHF	248'040 CHF

3.) Gewinnpotenzial

3.1) Für den Pool-Betreiber	<i>pro Woche</i>	<i>pro Jahr</i>	<i>für die Dauer des Business Cases</i>
	10'619 CHF	318'580 CHF	3'185'800 CHF
3.2) Für den EZE-Betreiber	249 CHF	7'482 CHF	74'820 CHF
Anteil am Gesamtstromverbrauch		6 %	
Wobei			
Anzahl Stunden pro Tag	4 h		
Total MWh pro Jahr für die EZE	1460 MWh		
Total Stromkosten pro Jahr für die EZE	131400 CHF		

4.) Fazit

- 1.) Investition für Pool-Betreiber rechnet sich nur, wenn er dadurch den EZE-Betreiber bessere Konditionen geben kann und ihn dadurch besser an sich bindet und somit weniger Kundenwechsel hat
- 2.) Die Investition scheint sich für den EZE-Betreiber eher bezahlt zu machen.

6.2 Abkürzungen

Term	Definition
ARA	Abwasserreinigungsanlage
BFE	Bundesamt für Energie
BG	Bilanzgruppe
BGV	Bilanzgruppenverantwortlicher
BKW	Bernische Kraftwerke AG
DER	Distributed Energy Resource / Verteilte Energieressourcen (Erzeuger, Verbraucher und Speicher)
EVU	Energieversorgungsunternehmung
EZE	Erzeugungseinheit
FERN	Flexible Energy Resource Network
GW	Gigawatt
GWh	Gigawatt-Stunden
Hz	Hertz
IBM	International Business Machines
IEC	International Electrotechnical Commission
IT	Informationstechnologie
JEE	Java Enterprise Edition - Programmiersprache
KVA	Kehrichtverbrennungsanlage
kW	Kilowatt
kWh	Kilowatt-Stunden
MRL	Minutenregelung
MVN	Migros Verteilbetriebe Neuendorf
MW	Megawatt
OPC	Open Process Control / Standardprotokoll Automation
OT	Operational Technology
PRL	Primärregelleistung
PV	Photovoltaik
ROI	Return on investment / Kapitalrentabilität
SDL	Systemdienstleistungen
SDV	Systemdienstleistungs-Verantwortlicher
SRL	Sekundärregelleistung
StromVG	Stromversorgungsgesetz
TKL	Tiefkühlager
TRL	Tertiärregelleistung
TWh	Terawatt-Stunden
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber
VPP	Virtual Power Plant / Virtuelles Kraftwerk
VSE	Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen
VVG	Versicherungsvertragsgesetz
WV	Wasserversorgung

6.3 Referenzierte Dokumente

6.4

- AGEB. (2013). *Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2012*. Berlin: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen.
- Beck, M., & Scherer, M. (2010). *Überblick Systemdienstleistungen*. Frick: Swissgrid AG.
- BFE. (2012). *Überblick über den Energieverbrauch der Schweiz im Jahr 2011*. Bern: BBL/Bundespublikationen.
- BFE. (2013a). *Perspektiven für die Grosswasserkraft in der Schweiz- Wirtschaftlichkeit von Projekten für grosse Laufwasser- und Speicherkraftwerke und mögliche Instrumente zur Förderung der Grosswasserkraft*. Bern: BFE.
- BFE. (2013b). Referat: Energiestrategie 2050: Wichtige Weichenstellungen stehen an. Forum für Universität und Gesellschaft, Universität Bern, 16. Februar 2013.
- BMU. (2011). *Forschungsjahrbuch Erneuerbare Energien 2011*. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- Consentec. (2011). *Bestimmung von und Umgang mit Verteilnetzengpässen, Umbau und Ausbau der Netze - Abschlussbericht*. Aarau: VSE.
- DB Research. (2012). *Josef Auer, Jan Keil: Moderne Stromspeicher - Unverzichtbare Bausteine der Energiewende*. Frankfurt: DB Research.
- Dena. (2012). *dena-Netzstudie II*. Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH.
- DLR. (2006). *Trans-Mediterranean Interconnection for Concentrating Solar Power - Final Report*. Stuttgart: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt.
- DLR. (2011). *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global*. Stuttgart: Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt.
- Dr. Lange, M., Dr. Focken, U., & Bümmerstedt, J. (2010). *Kurz- bis mittelfristige MarktpotenzialPotentiale für Demand Response-Anwendungen im gewerblichen Sektor*. Abgerufen am 22. April 2012 von energy & meteo systems GmbH: http://www.energymeteo.de/media/VortragVernetzungstagungBerlin_lv.pdf
- EcoGrid. (2013). A.Caracas, F.Mueller, O.Sundstroem, C.Binding, B.Janson, VillaSmart: Wireless Sensors for System Identification in Domestic Buildings. *EcoGrid*. IEEE Innovative SmartGrid Technologies Conference.
- Ernst Basler + Partner. (2011). *Stromeffizienz und Nachfrageflexibilisierung in Industrie und Dienstleistungen - Schlussbericht*. Aarau: VSE.
- Eurelectric. (2011). *Hydro in Europe: Powering Renewables*. Brüssel, Belgien: Eurelectric.
- FLECH. (2013). F.Schmidt, O.Sundstroem, *Documentation iPower FLECH Implementation*. Abgerufen am 2013 von <http://www.ipower-net.dk/> ZRL contributions to iPower are available here: <http://www.zurich.ibm.com/ecogrid/contributions/>.
- FlexCharge. (März 2012). O.Sundstroem, C.Binding, Flexible Charging Optimization for Electric Vehicles Considering Distribution Grid Constraints. *IEEE Transactions on Smart Grid, Vol. 3, No 1*.
- FlexLast. (2013). F.Mueller, O.Sundstroem, C.Binding, D.Dykeman, Power reference tracking of a large-scale industrial freezer system for ancillary service delivery. submitted to ISGT, IEEE Innovative Smart Grid Technologies Conference.
- Frontier/swissQuant. (2013). *Bewertung von Pumpspeicherkraftwerken in der Schweiz im Rahmen der Energiestrategie 2050*. Bern: BFE.
- Grundlagen SDL Swissgrid. (2013). *Produktbeschreibung*. Frick: swissgrid AG.
- Hedin, M., & Woods, E. (2013). *Demand Response for Industrial Markets - Industrial Peak Load Curtailment and Payments: Global Market Analysis and Forecasts*. Abgerufen am 23. April 2013 von PikeResearch: <http://www.navigantresearch.com/wp-assets/uploads/2013/02/IDR-13-Executive-Summary.pdf>
- <http://www.kernenergie.ch>. (kein Datum). <http://www.kernenergie.ch>. Abgerufen am 01. 04 2013 von <http://www.kernenergie.ch/de/schweizer-strommix.html>: <http://www.kernenergie.ch>
- <https://www.regelleistung.net>. (kein Datum). Ausschreibungsübersicht.

- inergie. (2013). *Ergebnisse iSMART*. Abgerufen am 28. April 2013 von <http://inergie.ch/wie-funktioniert-es/ergebnisse-ismart/>
- InfraWatt & BFE. (2013). *Potential der Schweizer Infrastrukturanlagen zur Lastverschiebung. Schlussbericht*. Bern: BFE.
- KEMA. (2013). *Energiespeicher in der Schweiz - Bedarf, Wirtschaftlichkeit und Rahmenbedingungen im Kontext der Energiestrategie 2050*. Bonn: KEMA Consulting GmbH.
- Klobasa, M. (2007). *Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten. Dissertation*. Zürich: ETH.
- LBD. (November/Dezember 2011). *TRENDreport Energie & Emissionen*. Abgerufen am 22. April 2013 von Entwicklung an den Regelenenergiemärkten: <http://www.lbd.de/ob/entwicklung-an-den-regelenenergiemaerkten-lv1917.htm>
- Misurio. (2013). *WARMup – Optimale Verwertung der Flexibilität von thermischen Speichern*. BFE.
- Müller, A. (2013). *Schnittstellenhandbuch Systemdienstleistungen*. Frick: Swissgrid AG.
- Schlipf, D., Scherer, M., & Haller, M. (2013). *Test zur Sekundärregelfähigkeit*. Frick: Swissgrid AG.
- Swissgrid. (2010). *Transmission Code 2010*. Frick: Swissgrid AG.
- Swissgrid. (2013a). *Grundlagen Systemdienstleistungsprodukte - Produktbeschreibung – gültig ab Juli 2013*. Frick: Swissgrid AG.
- Swissgrid. (2013b). *Anforderungen an Fahrplandaten*. Frick: Swissgrid AG.
- Swissgrid. (2013b). *Netzdaten 2012*. Frick: Swissgrid AG.
- von Roon, S., & Gobmaier, T. (2010). *Demand Response in der Industrie - Status und Potentiale in Deutschland*. München: Forschungstelle für Energiewirtschaft (FfE).
- VSE. (2011). *Vorschau 2012 Basiswissen-Dokument "Beiträge der Erzeugungstechnologien"*. Aarau: VSE.
- VSE BC - CH. (2012). *Balancing Concept Schweiz, Grundlagen für das Bilanzmanagement des Strommarktes Schweiz*. Aarau: VSE.
- VSE MMEE - CH. (2011). *Marktmodell für die elektrische Energie - Schweiz*. Aarau: VSE.
- VSE RP/PR - CH. (2013). *Anbindung von Regelpools an den Schweizer SDL-Markt*. Aarau: VSE.
- VSE SDAT - CH. (2012). *Standardisierter Datenaustausch für den Strommarkt Schweiz*. Aarau: VSE.

6.5 Verzeichnis der Abbildungen

Abbildung 1: Zeitlicher Ablauf des Projektes „FlexLast“	8
Abbildung 2: Situationsplan Verteilzentrum Neuendorf (TKL1 und TKL3, TKL2 nicht dargestellt) (Quelle: MVN)	9
Abbildung 3: Verlauf Testsignal im Präqualifikationstest der Swissgrid mit entsprechenden Toleranzbändern (Quelle: Swissgrid)	10
Abbildung 4: Hauptprozesse der Wertschöpfungskette SDL gemäss Swissgrid	11
Abbildung 5: Darstellung FlexLast im Kontext mit weiteren EZE	11
Abbildung 6: FlexLast Architektur-Übersicht	12
Abbildung 7: FERN Architektur	16
Abbildung 8: Erreichbare Energieniveaus für TKL2 und TKL3	20
Abbildung 9: Reaktionszeiten der MVN Kälteanlagen	21
Abbildung 10: Auswirkungen von Abtauvorgängen auf den Stromverbrauch	22
Abbildung 11: Geplanter (requested schedule = Vorgabe) Stromverbrauch und Grenzen (constraints) der Testsequenz	25
Abbildung 12: Optimaler Kühlfahrplan für die einzelnen Hallen innerhalb TKL3 für die Testsequenz ..	26
Abbildung 13: Erwarteter Stromverbrauch (Expected power, grüne Kurve) ausgehend vom optimalen Kühlfahrplan vs. einer Verbrauchsvorgabe (Fahrplan, requested power, blaue Kurve)	27
Abbildung 14: Temperatur Zielwerte in den Hallenabschnitten des TKL3 (geschriebene und ausgelesene Werte)	27
Abbildung 15: Zieltemperatur (blau) und resultierende Betriebszustände (grün) der Kälteanlage für TKL3 / Halle 1	28
Abbildung 16: Zusammenhang zwischen Fahrplanvorgabe (desired power), erwartetem Fahrplan (expected power, resultierend aus Umsetzung des errechneten Kühlfahrplans in Steuerungsimpulse an die Kälteanlage) und tatsächlichem Stromverbrauch (consumed power) für das Gesamtsystem TKL3	29
Abbildung 17: Geplanter, erwarteter und effektiv gemessener Stromverbrauch (Test September 2-3, 2013)	30
Abbildung 18: Geplanter, erwarteter und effektiv gemessener Stromverbrauch (Test September 3-4, 2013)	30
Abbildung 19: Geplanter, erwarteter und effektiv gemessener Stromverbrauch (Test September 4-5, 2013)	31
Abbildung 20: Indirekte Steuerung über Abscheidefehler (Y-Achse: Abscheidertemperatur, X-Achse: Zeit, in 5-Minuten Intervallen)	32
Abbildung 21: Übersicht Vertragsverhältnisse im Rollenmodell Schweiz (VSE BC - CH, 2012)	34
Abbildung 22: Rollenmodell für die Abwicklung des Regelpoolings (VSE RP/PR - CH, 2013)	38
Abbildung 23: Energiewirtschaftliche Prozesse	39
Abbildung 24: Abrechnung eines positiven SRL-Abrufs	40
Abbildung 25: Abrechnung eines negativen SRL-Abrufs	41
Abbildung 26: Prinzip der dreistufigen Regelung (Quelle: Swissgrid)	42
Abbildung 27: Prognose für die Energieerzeugung aus neuen Erneuerbaren Energiequellen in der Schweiz (BFE, 2013b)	44
Abbildung 28: Prognose Zubau von neuen erneuerbaren Energiequellen in Deutschland bis 2050 (Quelle: www.heise.de)	45
Abbildung 29: Prognose Entwicklung der installierten Leistung erneuerbarer Energien in Deutschland (BMU, 2011)	45
Abbildung 30: TRANS-CSP Szenario für die gesamte installierte Leistung und Höchstlasten für Europa (30 Länder) bis 2050 (DLR, 2006)	46
Abbildung 31: Übersicht über mögliche Anwendungen von Speichertechnologien nach Leistungsklasse und Speicherdauer (KEMA, 2013)	46
Abbildung 32: Installierte Leistung von Pumpspeicherkraftwerken in Europa im Jahr 2009 (Eurelectric, 2011)	47
Abbildung 33: Benötigte Reserveleistung in GW (LBD, 2011)	48
Abbildung 34: Simulation des Regelleistungsbedarfs für Deutschland bis 2050 im Vergleich zur Ist- Situation in 2010 (DLR, 2011)	49

Abbildung 35: Mengenbedarf für SRL in MW: Entwicklung vom 1. Januar 2009 bis 5. November 2012 (www.regelleistung.net)	50
Abbildung 36: Anteil des Stromverbrauchs energieintensiver Branchen am gesamten Industriestromverbrauch in % in Deutschland (von Roon & Gobmaier, 2010)	54
Abbildung 37: Technisches Potential der abschaltbaren Leistung von Industriebetrieben in Abhängigkeit der Abschaltzeit (von Roon & Gobmaier, 2010).....	55
Abbildung 38: Entwicklung des Stromverbrauch nach Verbrauchergruppen, Bundesamt für Energie, Elektrizitätsstatistik 2012 (www.kernenergie.ch).....	55
Abbildung 39: Stromverbrauch nach Industrie und Branchen in der Schweiz 2010 (Ernst Basler + Partner, 2011).....	56
Abbildung 40: Abgrenzung des Projekts FlexLast	60
Abbildung 41: Modell zur Kombination unterschiedlicher Lasten innerhalb der Toleranzbänder der Swissgrid zur Erzeugung von SRL.....	61
Abbildung 42: Smart Grid Evolution (Quelle: IBM)	64
Abbildung 43: Zeitliche Wirtschaftlichkeit für den Regelpoolteilnehmer (Quelle: IBM)	68
Abbildung 44: Vereinfachtes Modell für die Entschädigung der SRL-Vorhaltung (Quelle: IBM)	68
Abbildung 45: Vereinfachtes Modell für die Entschädigung der SRL-Lieferung (Quelle: IBM).....	68
Abbildung 46: Mehrverbrauch durch Lastverschiebung (Quelle: IBM)	69
Abbildung 47: Schlechtere Tarife durch die Lastverschiebung (Quelle: IBM)	70

6.6 Verzeichnis der Tabellen

Tabelle 1: Anlagen-Funktionsblöcke	13
Tabelle 2: Betriebs-Funktionsblöcke	13
Tabelle 3: Systeminteraktionen	14
Tabelle 4: Auf dem deutschen Regelenergiemarkt präqualifizierte Pooler oder EZE der Schwerindustrie.	53
Tabelle 5: Bewertung des deutschlandweiten Lastverschiebepotenzials (Dr. Lange, Dr. Focken, & Bümmerstede, 2010).	54
Tabelle 6: Für das Lastmanagement geeignete Branchen und Anwendungen (Ernst Basler + Partner, 2011).	56
Tabelle 7: Ausgangslage bei Infrastrukturanlagen: Stromverbrauch und installierte Leistung (InfraWatt & BFE, 2013)	58
Tabelle 8: Potenziale zur Lastverschiebung im Jahresmittel (2012) aller Infrastrukturanlagen: in Abhängigkeit der Zeitdauer und Abrufbarkeit (Anzahl pro Tag, 2012) (InfraWatt & BFE, 2013)	59
Tabelle 9: Beispiele unterschiedlicher Lastprofile	62