



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und
Kommunikation UVEK

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Energieforschung

Schlussbericht vom 19. Oktober 2016

Demand-Response.ch





Datum: 19. Oktober 2016

Ort: Bern

Auftraggeberin:

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

Kofinanzierung:

BKW Energie AG, CH-3000 Bern 25
Bundesamt für Meteorologie und Klimatologie, CH-8058 Zürich-Flughafen
SIEMENS Schweiz AG, CH-6312 Steinhausen
Swissgrid AG, CH-5080 Laufenburg

Auftragnehmerin:

Hochschule Luzern – Technik & Architektur
CC iHomeLab
Technikumstrasse 21
CH-6048 Horw
www.hslu.ch/ihomelab

Autoren:

Daniel Bolliger, iHomeLab – Hochschule Luzern, daniel.bolliger@hslu.ch
Edith Birrer, iHomeLab – Hochschule Luzern, edith.birrer@hslu.ch
Patrick Huber, iHomeLab – Hochschule Luzern, patrick.huber@hslu.ch

BFE-Bereichsleitung: Dr. Michael Moser, michael.moser@bfe.admin.ch
BFE-Programmleitung: Dr. Michael Moser, michael.moser@bfe.admin.ch
BFE-Vertragsnummer: SI/500979-01

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

Bundesamt für Energie BFE

Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen; Postadresse: CH-3003 Bern
Tel. +41 58 462 56 11 · Fax +41 58 463 25 00 · contact@bfe.admin.ch · www.bfe.admin.ch



Zusammenfassung

Mit der erwarteten Zunahme neuer erneuerbarer elektrischer Energie wird der Ausgleich von Nachfrage und Angebot immer anspruchsvoller. Demand-Response (DR) ist ein vielversprechender Lösungsansatz. Dazu ist ein Paradigmenwechsel der Verbraucher vom reinen Einsparen von Energie, zur zeitlichen Lastverschiebung (LS) notwendig. Sie soll dann verbraucht werden, wenn sie reichlich verfügbar und günstig ist. Der Verbraucher reagiert auf ein zeitlich variables Preissignal mit LS, ohne dabei Komforteinbussen oder Prozesseinschränkungen in Kauf zu nehmen. In diesem Projekt fokussieren wir uns auf ein Konzept für Schweizer Dienstleistungsgebäude (SSSB), Demand-Response.ch (DR.ch). Als Grundlage werden laufende Projekte und Studien in diesem Gebiet evaluiert. Das LS-Potential von SSSB wird auf verschiedene Verbraucherkategorien aufgeteilt. Diese werden für verschiedene Jahres-, Wochen- und Tageszeiten analysiert. Berechnungen zeigen, dass bis zu 35% elektrischer Energie in SSSB potentiell für LS geeignet ist. Durch die Einführung von DR.ch in den grössten SSSB (7%) kann bis zu 65% des LS-Potentials zeitlich verschoben werden. Die benötigte Kommunikationsinfrastruktur für DR.ch wird analysiert. Mit gebräuchlichen IT-Standards wird ein DR Protokoll vorgeschlagen, welches alle relevanten Leistungs- und Sicherheitsanforderungen erfüllt. Ein Softwareframework für elektrische LS wird vorgestellt, welches eine Optimierung der LS bezüglich eines zeitlich variablen Stromtarifs ermöglicht. Es kann sowohl an ein existierendes Gebäudeleitsystem angedockt werden, als auch zur reinen Simulation von LS für elektrische Wärmeerzeuger in verschiedenen Gebäuden und Konfigurationen benützt werden. Die Simulationen ergeben mit heutigen Stromtarifen Kosteneinsparungen bis zu 34% bei gleichzeitiger Energieeinsparung von bis zu 20%. Die politisch- und energiemarktrelevanten Veränderungen in der Energielandschaft Schweiz zwischen 2013 – 2016 werden aufgezeigt, und deren Auswirkungen auf ihre Akteure kommentiert.

Abstract

With increasing amount of volatile renewable electrical energy, balancing demand and supply becomes much more demanding. Demand Response is an important approach. A paradigm change is required from energy savings towards shifting electrical consumption to timeslots with excess energy generation. This empowers consumers to act with load shifting (LS) on price variations, respecting their comfort, process and safety needs. We focus in this project on Swiss service sector buildings (SSSB). A comprehensive overview over the current projects and publications in this field is given. The load shift potential in SSSB is derived. The calculations base on Swiss energy consumption data, broken down to distinct categories of electrical appliances. Further the typical energy usage is considered in different seasons, week- and daytimes. Results show that 35% of the total energy consumed in the SSSB can potentially be used for load shift. Significant seasonal and intraweek differences are observed. By rolling out demand response to only the largest sites (7% of sites), already 65% of the load shift potential can be tapped. Communication requirements for the introduction of Demand-Response.ch are analysed. With currently available software standards a Demand Response protocol is proposed, that satisfies all performance and security aspects. A software framework was developed for LS which uses a tariff signal for the electric energy as minimization target. It can be used both on top of an existing building management system to shift heat generation towards low-tariff times, as well as to simulate LS for different buildings, heat pumps and storage configurations. The results show that even with the current tariffs, up to 34% of cost and up to 20% electrical energy consumption can be saved. Finally political and energy market relevant changes between 2013 and 2016 are compiled. The impact on the players relevant for the introduction of Demand-Response.ch is discussed.



Résumée

Avec l'accroissement des énergies renouvelables volatiles, l'équilibrage de l'offre et de la demande devient de plus en plus complexe. La réponse à la demande (RD) est une approche prometteuse, mais elle nécessite un changement de paradigme. En plus d'économiser de l'énergie, l'utilisateur doit également déplacer ses charges en fonction de ses contraintes (confort, sécurité, ...) vers des périodes d'excès de production où les prix sont bas. Dans ce projet, l'accent est mis sur les bâtiments du secteur des services (SSSB). Dans un 1er temps, une vision d'ensemble sur les projets et les publications est présentée. Le potentiel de charges déplaçables est estimé en se basant sur les statistiques de consommation d'énergie en Suisse (journalières et saisonnières) et s'appuie sur une décomposition par type d'appareil. Les résultats suggèrent que 35% de l'énergie totale consommée par les SSSB pourrait être déplacée. À noter qu'il existe des différences significatives selon la saison et même le jour de la semaine. Les SSSB présentent un intérêt de taille : rien que les plus grands sites (7% des sites) représentent 65% du potentiel. Dans un 2ème temps, les moyens de communication nécessaires à la mise en place de la RD sont analysés et en s'appuyant sur des logicielles existants, un protocole répondant aux besoins en terme de performance et de sécurité est présenté. Ensuite, un logiciel a été développé visant à implémenter la RD en incitant à un déplacement de charge via le tarif de l'électricité. Ce logiciel peut être utilisé pour optimiser l'enclenchement de la chaudière dans un bâtiment existant, tout comme il peut effectuer des simulations avec des bâtiments, chaudières et systèmes de stockage différents. Les simulations montrent qu'avec son utilisation, jusqu'à 34% des coûts et 20% de l'électricité peuvent être économisés. Pour finir, l'évolution du contexte économique-politique du marché de l'électricité entre 2013 et 2016 et son effet sur les acteurs sont commentés.



Inhalt

Zusammenfassung	3
Abstract	3
Résumé	4
1. Projektinhalt	7
1.1. Zielsetzungen und Ergebnisse.....	7
1.2. Gewählter Lösungsweg.....	7
2. Ausgangslage	9
2.1. Überblick und Zusammenfassung	9
2.2. Beurteilung und Empfehlung.....	20
3. Lastverschiebungspotential	26
• <i>Electrical Energy Consumption and Potential Groups</i>	28
• <i>Derivation of the Technical Potential</i>	29
• <i>Temporal Behaviour of the Potential Groups</i>	30
• <i>Applying Tariff Signals</i>	34
• <i>Roll-out Scenarios</i>	35
• <i>Load Shift Potential</i>	36
• <i>Effect of DR on Peak Consumption</i>	37
• <i>Financial Load Shift Benefit</i>	38
Acknowledgments	40
4. Technisches Konzept	41
4.1. Modellumgebung / Framework	41
4.2. Gebäudemodell.....	49
4.3. Optimierte Steuerung	53
4.4. Simulationsmethode.....	61
4.5. Simulationsergebnisse und Diskussion	65
4.6. Eichung auf reales Gebäude.....	72
4.7. Pilotinstallation	74
5. Kommunikation	77
5.1. Datenkommunikation in DR	77
5.2. Energiepreis-Datenkommunikation	78
5.3. Echtzeit, Verfügbarkeit und Datensicherheit.....	81
5.4. Bestehende Standards innerhalb der EVUs	86
5.5. Integration in übergeordnete Systeme der EVUs	91
5.6. Integration in übergeordnete Systeme der Gebäude.....	91
5.7. Empfehlungen	92
6. Skalierung auf die Schweiz	95
6.1. Einleitung.....	95
6.2. Ensemble Beschreibung	96



6.3.	Simulationsmethode.....	97
6.4.	Simulationsergebnisse	99
7.	Veränderungen Energielandschaft	102
7.1.	Für DR.ch relevante Ereignisse im Überblick 2014-2016.....	102
7.2.	Politische Veränderungen von 2014 bis 2016	103
7.3.	Weitere Einflüsse von 2014 - 2016	104
7.4.	Konsequenzen für Demand-Response.ch	106
8.	Ausblick	107
8.1.	DR kurzfristig.....	107
8.2.	In mittlerer (2020) bis ferner (2050) Zukunft	109
9.	Abkürzungen, Publikationen und Referenzen	112
9.1.	Abkürzungen	112
9.2.	Demand-Response.ch Publikationen.....	119
9.3.	Quellen & Verweise.....	119



1. Projektinhalt

Die folgenden Projektziele wurden verfolgt:

- Untersuchung und Implementation der Mechanismen zur Beeinflussung des Energieverbrauchs im Zeitablauf (zeitliche Verschiebung; nicht Effizienz) zwischen Versorgern und Verbrauchern.
- Untersuchung eines Anreizsystems für den Endkunden, damit sie sich entsprechend den Zielen der EVU und den physikalischen Randbedingungen in der Energieproduktion (Verfügbarkeit Solarstrahlung, Windkraft, Hydrologie etc.) verhalten und gleichzeitig die eigenen Kosten optimieren können.

1.1. Zielsetzungen und Ergebnisse

- Basierend auf der Versorgungs- und Kommunikationslandschaft der Schweiz wurde eine tarifbasierte DR Lösung für die Endverbraucher auf Netzebene Sieben entworfen.
- Es wurde gezeigt wie Verbraucher aktiv und automatisiert auf vom Netz gelieferte Preissignale reagieren und sich nach einem vordefinierten Ablauf verhalten können.
- Es wurde geprüft welchen Einfluss DR auf die Versorgungssicherheit hat. Mit zunehmender Verfügbarkeit von wetterabhängiger Produktion und den damit verbundenen volatilen Preisstrukturen wandelt sich DR von einem Regelsystem mit quasi-statischen Randbedingungen zu einem dynamischen und komplexen System mit sich stetig ändernden physikalischen sowie ökonomischen Randbedingungen. Das Ziel war daher, die Dynamik des Systems soweit zu verstehen und vorhersagen zu können, dass eine stabile Netzversorgung kombiniert mit ökonomisch attraktiven Energiepreisen möglich ist.
- Das Potential der Lastverschiebung von Endverbrauchern der Netzebene Sieben durch DR wurde bestimmt.
- Die betriebswirtschaftlichen und technischen Rahmenbedingungen für die Umsetzung der DR Lösung wurden erarbeitet.
- Die individuellen Fragen und Problemstellungen der Forschungspartner wurden beantwortet und liefern die Grundlage für robuste und zukunftsichere Entscheide.
- Neue Produkte und Dienstleitungen wurden beschrieben und eröffnen den Forschungspartnern die Erschliessung neuer Geschäftsfelder.
- Mit der konzeptionellen Auslegung für eine Pilotinstallation wurden die technischen Massnahmen und der Aufwand für eine schnelle Umsetzung von Pilotinstallationen bestimmt.

1.2. Gewählter Lösungsweg

1.2.1. Ausgangslage

Es wurde eine Auslegeordnung aus wissenschaftlichen Publikationen, aus Forschungsprojekten und aus den Erfahrungen der Projektpartner im Bereich Demand Response (DR) zusammengetragen. Ebenfalls wurde eine Übersicht über existierende DR Standards und Produkte gewonnen. Die Vor- und Nachteile der gängigen DR Modelle wurden beschrieben und den Anforderungen der Projektpartner gegenübergestellt. Damit wurden erste Erkenntnisse erarbeitet, welche DR Modelle und Standards erfolgsversprechend sind.



1.2.2. Lastverschiebungspotential

Die Verbraucher- / Erzeuger-Landschaft der Schweiz wurde analysiert. Lastverschiebepotentiale in den verschiedenen Anwendungsfällen in Dienstleistungsgebäuden wurden definiert. Dieses Ziel wurde erreicht, indem zuerst die Nachfrageflexibilisierung der Verbraucher bestimmt wurde. Unter dem Begriff der Nachfrageflexibilisierung wird die Möglichkeiten verstanden, dass Verbraucher ihren Strombezug reduzieren oder für eine bestimmte Zeit sogar unterbrechen können. Es wurden somit die Steuerungsmöglichkeiten der Verbraucher untersucht. In wie fern sich Verbraucher steuern lassen hängt auch davon ab, welche Schnittstellen zur Steuerung dieser zur Verfügung stehen. Es wurde auch der Einfluss von Speichermöglichkeiten geprüft. Da es sich bei den Verbrauchern um grosse Lasten handelt, stammen diese oft aus dem Bereich der Kälte- und Wärmeproduktion. Es wurde in groben Zügen untersucht, welche Schaltvarianten zu Komforteinbussen führen können. Es stellte sich die Frage welche Verbraucher zentral von einem Gebäudeserver gesteuert werden und welche Anwendungen selbständig auf den Energiepreis reagieren sollen.

1.2.3. Technisches Konzept

Das Hauptziel war die Bestimmung und Bereitstellung einer Simulationsumgebung. Es wurden die Parameter aus den zu prüfenden DR Modellen bestimmt. Zu diesen gehören, der Verbrauch, der Energiepreis, die Jahreszeiten und das Wetter. Mit einer Kalibration auf ein reelles Gebäude wurde untersucht, ob und wie eine solche Simulation auf reale Gebäude angepasst werden kann. Verschiedene Anwendungsfälle wurden auf den Modellen simuliert und dokumentiert. Es zeigte sich, welche Kombination von Verbraucher, Erzeuger und Preismodell die besten Resultate erzielen kann. Das technische Konzept ist so aufgebaut, dass einerseits eine standalone-Simulation möglich ist, andererseits kann die Gebäudesimulation durch die Daten eines realen Gebäudeleitsystems ersetzt werden. Somit ist die Vorausplanung mittels Simulation und anschliessend der reale Betrieb mit dem gleichen Konzept und der gleichen Software möglich.

1.2.4. Kommunikation

Die Datenkommunikation zwischen dem Energieversorger und dem Verbrauchern bildet ein zentrales Element in der Funktionskette einer Demand Response Anwendung. Individuelle Lieferverträge von Energielieferanten mit dezentraler Produktion mit anderen Marktteilnehmern, wurden als spezielle Anforderungen im Sinne der Tarifikommunikation berücksichtigt. Pro Marktakteur ist ein spezifisches Tarifsignal respektive ein Tarif möglich. Im Extremfall sind dies Netzbetreiber, Energielieferanten/-abnehmer und Prosumenten. Weiter wurden die Realtime-Anforderungen, die Sicherheitsaspekte und die Protokolldefinitionen für die Kommunikation geprüft. Es wurde untersucht, welche verfügbaren Standards aus der Gebäudetechnik und der Versorgungsindustrie sich besonders eignen und verwenden lassen. Es wurde gezeigt wie die Steuerung im Gebäude erfolgen kann, und welche Technologien eingesetzt werden sollten.

1.2.5. Skalierung auf die Schweiz

Das technische Konzept für eine DR Lösung wurde von einem Einzelgebäude auf die gesamte Schweiz hochgerechnet. Dabei wurde die aktuelle Gebäudekonstellation, als auch die in Zukunft zu erwartende Gebäudesituation anhand der Energieperspektiven 2050 berücksichtigt. Es entstand zudem ein Anforderungskatalog an die Implementation des DR-Konzeptes in reale Pilotgebäude.

1.2.6. Veränderungen Energielandschaft Schweiz

Während des Projekts hat sich das politische, wirtschaftliche und technische Umfeld in der Schweiz stark verändert. Die wesentlichen Punkte wurden diskutiert und ihre Auswirkungen auf das Konzept Demand-Response.ch aufgezeigt.

1.2.7. Ausblick

Mit dem Abschluss des Projekts Demand-Response.ch eröffnen sich weitere Perspektive und Chancen im Gebiet DR. Diese wurden für die unmittelbare Zukunft bis 2020 und 2050 aufgezeigt.

2. Ausgangslage

2.1. Überblick und Zusammenfassung

In diesem Kapitel sind für Demand-Response.ch relevante Folgerungen aus den Studien und Projekten nach Themen sortiert und zusammengestellt. Der Fokus dieser Analyse liegt auf Dienstleistungsgebäuden wie Einkaufszentren, Bürogebäude, Kühlhäuser, Schulen, öffentliche Gebäude etc. Die Sektoren Haushalt und Industrie werden nicht behandelt. Es werden nur verfügbare Daten für die Analyse verwendet, eine eigene Datenerhebung findet keine statt. Diese Zusammenstellung wurde am Beginn des Projekts erstellt, um gezielt weiter zu forschen. Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die von den Studien und Projekten abgedeckten Themen:

Tabelle 1: Überblick über die von den Studien und Projekten abgedeckten Themen

WP1-Überblick V2.0, 07.05.2014	Gebäudeklasse	Thema	Stufe	DR-Möglichkeiten	SW-Standards	Kap. Studie / Projekt																								
							Haushalte	Gewerbe / KMU	Industrie	Bürogebäude	selbst erzeugter Strom	Batterien	Lastverschiebung	Thermische Lasten	Modelle / Simulationen	Statistik	Frequenzreserven / Regenergie	Controller auf Haus-Ebene / HW	Kommunikations-Infrastruktur	SmartGrid / Kommunikation	Wirtschaftliche Betrachtungen	DSO (distribution system operator)	TSO (transmission system operator)	Endverbraucher	DSM-Überblick (Demand Side Mgmt)	TOU (time of use)	CPP (critical peak pricing)	RTP (real-time pricing)	Ampelsystem	Rundsteuerung
5.1						Coquoz, 2012																								
5.2						ETH, Valtona, et. al., 2011																								
5.3						ETH, Berganza, et. al., 2011																								
5.4						BSW, solar-Speicherstudie 2013																								
5.5						Palensky & Dietrich: DSM, 2011																								
5.6						BFE: SmartMetering für CH, 2009																								
5.7						BFE: Infrastruktur-Lastverschr., 2013																								
5.8						BSI: Schutzprofil für Komm.einheit																								
5.9						BSI: Techn. Richtlinie TR-03109																								
5.10						VSE: Anbindung von Regelpool's CH, 2013																								
5.11						IEA-DSM Task 17, 2012																								
6.1						BFE: SmartGrid - Polysun, 2013																								
6.2						BFE: WARMUp Phase 2, 2013																								
6.3						ETH: HeatReserves, 2012																								
6.4						ETH: Distributed Load Management																								
6.5						ETH: Realistic Pricing Models																								
6.6						BKW, SwissGrid: Flexlast, 2013																								
6.7						L+G: Micro Grids, 2011																								
6.8						ETH: Lokales Lastmanagement, 2010																								
6.9						Inergie: ISMART Itigen, 2014																								
6.10						Siemens: Gebäudeautom. & Effiz., 2011																								
6.11						EcoGrid EU, 2014																								
6.12						Schneider: Efficient Home Program, 2011																								
6.13						Ampard: Schwammspeicher, 2013																								
6.14						MeteoCH: PV-Vorhersagen, 2014																								
6.15						EEBus, 2014																								
6.16						FAV: PowerMatcher, 2014																								
6.17						BFE: IMPROSUME, 2013																								
6.18						BFE: Swiss2Grid, 2013																								
6.19						BFE: SmartMeter-Studie, 2013																								
6.20						ETH: OptiControl-II																								
						Malmö (e-on) Aspern (Wien)																								

Ergänzungen / Änderungen von W. Hass (Siemens):

- Projekt hinzugefügt
- Beurteilung hinzugefügt
- Beurteilung weggenommen



2.1.1. Anreiz, Kosten/Nutzen

Da Demand-Response.ch ein preisbasiertes DR-Modell entwickeln soll, sind Erfahrungen und Erkenntnisse anderer Projekte in diesem Bereich besonders wichtig.

DR-Systeme, Tarifmodelle

Folgende Studien und Projekte befassen sich mit DR-Systemen und Tarifmodellen:

- Demand Side Management (Palensky und Dietrich 2011)
- Lokales Lastmanagement (Koch und Wiederkehr 2010)
- iSMART Ittigen (iSMART 2014)
- EcoGrid EU (EcoGrid EU 2014)
- Swiss2G (SUPSI, BFH, und Bacher Energie AG 2014)
- Smart Metering für die Schweiz (econcept AG und EnCT GmbH 2009)

Es gibt anreizbasierte und preisbasierte DR-Systeme. **Anreizbasierte Systeme** belohnen erwünschtes Verhalten (etwa Prämien bei Einschränkung des Maximalverbrauchs oder wenn auf ein Signal hin Lasten abgeworfen werden) oder die Erlaubnis des Kunden, dessen Systeme steuern zu dürfen (direkte Lastkontrolle). Solche Mechanismen sind für Demand-Response.ch eher zweitrangig. Denkbar wäre ein Rabatt, wenn im Notfall Lasten abgeworfen werden dürfen, wenn also im Überlastfall – um einen totalen Blackout zu verhindern – gezielt die nicht unbedingt notwendigen Verbraucher abgeschaltet werden.

Demand-Response.ch will nicht von aussen in den Stromhaushalt beim Verbraucher eingreifen und direkt Lasten steuern, sondern Lastverschiebungen nur über den Preis erreichen. Darum sind **preisbasierte Systeme** für Demand-Response.ch zentral. Hier gibt es ein breites Spektrum von mehrstufigen Tarifsystemen (TOU, Time-of-use) über CPP (critical peak pricing) mit angekündigten hochpreisigen Peak-Zeiten bis zu Real-time-Pricing (RTP), wo der Strompreis mehr oder weniger dem Grosshandelspreis folgt.

Bei **TOU**-Systemen kann es zwei, drei oder mehr Stufen je nach Jahreszeit, Wochentag und Tageszeit geben. Hier stellt sich die Frage, wie viele Stufen sinnvoll und realisierbar sind und wie die Zeiteinteilungen und Preisabstufungen gestaltet sein müssen, damit optimale Lastverschiebung erreicht wird. Allerdings trägt TOU generell eher zur Beschaffung effizienterer Geräte bei und zur Optimierung der Gebäude. Es scheint zu wenig flexibel zu sein, um auf ein sich stark veränderndes Stromangebot (etwa mit vielen PV- und Windstrom-Anlagen) reagieren zu können.

CPP hingegen fördert eher „netzdienlichen Strombezug“ bzw. DR durch Lastverschiebung, da die Peaks dynamisch festgelegt und angekündigt werden. Die Ankündigungszeit ist dabei wichtig: zwar wäre die Ankündigung je kurzfristiger, umso genauer, aber dann bleibt für den Verbraucher auch umso weniger Zeit zur Reaktion. Meist werden die Peaks einen Tag voraus angekündigt, was genügend Spielraum gibt, grosse thermische Lasten wie Heizungen oder Kühlungen in günstigere Bereiche zu schieben. Für den Strompreis ausserhalb der Peaks gibt es verschiedene Möglichkeiten, es kann ein Einheitspreis oder ein mehrstufiges Preissystem wie bei TOU festgelegt sein. Das Verhältnis des Peak-Energiepreises zum Off-Peak-Preis ist ebenfalls wesentlich: je grösser der Unterschied, umso signifikanter die Reduktion des Peak-Verbrauchs, allerdings ist ab einem Faktor 10 der Anstieg der Lastverschiebung nicht mehr so steil. Weiter muss die maximale Häufigkeit und Dauer der Peaks festgelegt sein.

Noch enger an die Lastkurve gekoppelt ist **RTP**. Dabei wird der Strompreis aus dem Spotmarkt mehr oder weniger direkt an den Kunden weitergegeben. Üblicherweise ist dies der einen Tag zuvor festgelegte Preis in viertelstündlichen Abschnitten. Gewisse Projekte kombinieren so ein RTP mit noch



kurzfristigeren Korrekturen, indem Abweichungen des tatsächlichen zum im Netz erwarteten Stromverbrauch mit einem Ampelsystem oder über andere Signale mitgeteilt werden und der Preis sehr kurzfristig (d.h. für den nächsten Viertelstundenabschnitt) noch leicht korrigiert wird.

Kosten & Nutzen

Folgende Studien und Projekte schätzen Kosten und Nutzen von Demand-Response ab:

- Potential contribution of households' demand response for integration of distributed solar photovoltaic in Switzerland (Coquoz, Hoffmann, und Girod 2012):
- SmartGrid – Polysun (ETH Zürich u. a. 2015)
- Lokales Lastmanagement (Koch und Wiederkehr 2010)
- IMPROSUME (Loock, Kuenzel, und Wüstenhagen 2010)
- Smart Metering für die Schweiz (econcept AG und EnCT GmbH 2009)

Obwohl nur schon Visualisierung des aktuellen Stromverbrauchs und/oder Informationen über Sparmöglichkeiten die Benutzer dazu bringen können, Lasten in Niedrigtarifzeiten verschieben, sind diese Effekte ohne technologische Unterstützung meist eher klein. Erst durch **Automatisierung** lassen sich grössere Lastverschiebungen erreichen. Dies gilt für alle Tarifmodelle.

Prosumer, also Kunden mit eigener Stromproduktion, haben dabei mehr Möglichkeiten. Das von Demand-Response.ch vorgeschlagene Modell soll aber Lastverschiebung auch für Kunden ohne eigene Stromproduktion interessant machen.

Um in solchen Pilotprojekten die Resultate mit Gebäuden oder Systemen ohne DR vergleichen zu können, scheinen **aufkommensneutrale Preisstrukturen** eine Voraussetzung zu sein. Der Strombezüger könnte also sparen, wenn er Lasten verschiebt, zahlt aber gleichviel wie bis anhin, wenn er sein Verhalten nicht ändert. In der zukünftigen Realität werden die Tarifsysteme jedoch eher kostenneutral sein für den Stromlieferanten, d.h. letztlich werden Kunden, die ihr Verhalten nicht ändern, mehr bezahlen. Demand-Response.ch muss diesen Effekt bei der **Kosten/Nutzen-Abschätzung** beachten. Ebenfalls müssen die Kosten für Ausrüstung (wie etwa Smart Meter etc.) einbezogen werden, fallen aber für Gewerbegebäude weniger ins Gewicht als für Privathaushalte. Auf der Nutzen-Seite muss das Potential der Lastverschiebung zur Reduktion der Ausgleichsenergiekosten einbezogen werden. In einem liberalisierten Strommarkt schliesslich kann ein DR-Angebot auch eine Möglichkeit zur Kundenbindung sein.

Um Kunden für DR gewinnen zu können, muss das adressierte Marktsegment klar definiert und dessen Bedürfnisse bekannt sein. Falls das Segment zu breit ist, sollte es sinnvoll aufgeteilt und mit verschiedenen, passenderen **DR-Angeboten** bedient werden. Allerdings sollten die Angebote nicht zu viele Dienste kombinieren, um zu verhindern, dass weniger relevante Services den Kunden von den für ihn relevanten ablenken. Die Herausforderung besteht darin, nicht zu viele Dienste anzubieten, sondern das optimale Level.

2.1.2. Kommunikation

Bei allen Ansätzen zu Demand-Response spielt Kommunikation eine wesentliche Rolle. Dabei gibt es je nach den beteiligten Partnern, dem Zweck und der zu übertragenden Datenmenge ganz unterschiedliche Kommunikationswege und -kanäle. Ausserdem gibt es Anforderungen, die für alle Kommunikationswege gleichermaßen gelten.



Kommunikation allgemein

Die folgenden Studien und Projekte machen Aussagen über Kommunikation generell:

- Communications Requirements for Smart Grids (Berganza u. a. 2011)
- Anbindung von Regel pools in CH (VSE 2013)
- IEA-DSM Task 17 (Kärkkäinen und others 2008)
- IMPROSUME (Loock, Kuenzel, und Wüstenhagen 2010)

Demand-Response.ch versucht, die Bereiche dezentrale Energie-Erzeugung, Smart Grid, Energiespeicherung und Demand Side Management (DSM) zu vernetzen. Dazu sind ausgereifte Informations- und Kommunikationssysteme nötig. Damit DR trotzdem wirtschaftlich betrieben werden kann, müssen alle beteiligten Systeme möglichst kostengünstig sein. Dies bedeutet:

- einfach, standardisiert, langlebig
- plug&play-fähig und selbstkonfigurierend
- Kommunikation über relative kleine Bandbreiten, minimale Anzahl Interfaces
- interoperabel durch Verwendung offener Industriestandards und Web-Technologien

Selbst wenn die beteiligten Geräte technisch gesehen kommunizieren können, gibt es noch Probleme, weil in den einzelnen Tools bzw. Toolkategorien verwendeten Daten und **Datenmodelle** nicht zueinander kompatibel sind. Demand-Response.ch muss einen Weg finden, diese zu umgehen, d.h. Daten so aufzubereiten, dass sie über die ganze Toolkette gültig sind. Ausserdem müssen alle Standards und Vorschriften erfüllt sein (Sicherheit etc.).

Bei der Anbindung von Regel pools in der Schweiz sind die meisten der Beteiligten auch für Demand-Response.ch relevant, so dass gewisse **Abläufe und Informationsflüsse** für DR – wie z.B. Information über den zukünftigen Strompreis oder gewisse Rückmeldungen – vorteilhaft nach den gleichen Mechanismen ablaufen könnten.

IEA-DSM (Task 17) enthält in Annex 1 eine nützliche Zusammenstellung der **Standards**.

Kommunikation im Stromnetz

Ein wichtiger Kommunikationsweg ist das Stromnetz selbst. Folgende Studien und Projekte erwähnen Erkenntnisse zur Kommunikation im Stromnetz:

- Architecture and Functional Specifications of Distribution and Transmission Control Systems to Enable and Exploit Active Demand (Berganza u. a. 2011)
- Technische Richtlinie BSI TR-03109 (Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI), o. J.)
- FlexLast – Dynamisches Industrielles Lastmanagement (BKW und IBM 2013)

Demand-Response.ch konzentriert sich zwar auf die Lastverschiebung im Gebäude, aber Kommunikation im Stromnetz spielt trotzdem eine Rolle. Für die Betrachtung des Gesamtkonzeptes und mögliche flächendeckende Implementierung sind auch Datenflüsse in höheren Netzebenen von Interesse. Kommunikations-Performance sollte unabhängig sein vom Netzzustand.

Kommunikation mit Netzbetreibern basiert meistens auf dem IEC 60870-5-101-Protokoll (IPCOMM 2016). Für Anforderungen, die darüber hinaus gehen, sind offenbar noch Normierungsbestrebungen in der Branche im Gange. Demand-Response.ch soll auf möglichst standardisierten Anlagenschnittstellen und Standards für eine sichere & robuste Kommunikations-Infrastruktur aufsetzen. Wo noch



keine Standards festgelegt sind, sollen sinnvolle Annahmen getroffen und die Lösung so entworfen werden, dass ggf. auch die Schnittstelle ohne allzu grossen Aufwand geändert werden kann.

Die im Projekt verwendeten Kommunikationseinheiten müssen die in BSI TR-03109 (oder dem für die Schweiz gültigen Pendant) erwähnten Anforderungen erfüllen, oder es muss gezeigt werden, dass und wie dies möglich wäre.

Kommunikation in Datennetzen

Zusätzliche Daten, Überwachungs-Informationen und womöglich auch Rückmeldungs-Signale werden eher nicht über das Stromnetz, sondern über ein Datennetz übertragen. Folgende Studien geben Empfehlungen zur Kommunikation in Datennetzen:

- iSmart Ittigen (iSMART 2014)
- Efficient Home Program (Bustarret und Barjon 2011)

Von den vielen möglichen Kommunikationsmechanismen zum Haus sollten (A)DSL (drahtgebunden) und GSM/UMTS (drahtlos) geprüft werden. Allerdings hat sich die drahtlose Kommunikation (GSM/UMTS) nicht überall bewährt, so dass Demand-Response.ch draht-(oder glasfaser-)gebundene Kommunikation mit Priorität betrachten sollte. Das physikalische Medium bzw. der Übertragungsweg muss allerdings flexibel gewählt werden können, ohne die Lösung ansonsten zu verändern.

Zur Steuerung, Konfiguration und Visualisierung scheinen sich Web-Portale durchgesetzt zu haben. Internet-Mechanismen mit TCP/IP-basierter Kommunikation werden also auch in Demand-Response.ch eine wichtige Rolle spielen. Dabei muss natürlich die Informationssicherheit, d.h. Vertraulichkeit, Verfügbarkeit und Integrität, gewährleistet werden.

Kommunikation im Gebäude

Auch im Gebäude wird kommuniziert, nämlich unter den einzelnen Geräten, Steuermodulen, Sensoren und Aktoren. Folgende Studien und Projekte befassen sich unter anderem mit Kommunikation im Haus:

- Demand Side Management (Palensky und Dietrich 2011)
- Lokales Lastmanagement (Koch und Wiederkehr 2010)
- Efficient Home Program (Bustarret und Barjon 2011)
- Swiss2G (SUPSI, BFH, und Bacher Energie AG 2014)

Dabei wurden unterschiedliche Kommunikationsmechanismen verwendet, wie etwa BACnet, Power Line oder digitalSTROM, die alle verschiedene Vor- und Nachteile haben. Möglich wären auch GreenPHY (eine low-power Powerline-Technologie) oder LON (Standard für einen Feldbus, vorwiegend in der Gebäudeautomatisierung eingesetzt). In eigenen Forschungen favorisieren die Teams des iHomeLabs Low-Power-Funktechnologien anstelle der drahtgebundenen, da per Funk flexiblere Lösungen möglich sind. Als Kommunikationsprotokolle werden diverse vorgeschlagen, etwa narrow-band PLC der PRIME Alliance for metering, G3-PCL, P1901.2-Standard der IEEE, oder für ZigBee HA 1.2 und SEP 2.0.

OpenADR (Open Automated Demand Response) ist ein in Entwicklung begriffener, offener Kommunikationsstandard, der zur Übermittlung von Information und Signalen dient, um elektrische Lasten zu Zeiten hoher Preise (bzw. hohen Bedarfs) eventuell zum Abschalten zu bewegen. Dabei wird nicht direkt ein Ausschalt-Befehl gesendet, sondern Information über den Preis oder eine Preisveränderung gesendet, worauf der Empfänger (in unserem Fall das Gebäudeleitsystem) selbst geeignet darauf reagieren kann. Dies passt genau zum Vorgehen von Demand-Response.ch, deshalb muss für die



Implementierung OpenADR unbedingt als Informationskanal zwischen EVU und Gebäudeleitsystem in Betracht gezogen werden.

Für Demand-Response.ch wird es wichtig sein, welche Kommunikationsmechanismen die in einem potentiellen Pilotgebäude existierende Gebäudeautomatisierung verwendet werden. Das von Siemens favorisierte System verwendet BACnet und KNX. Allerdings soll das vorgeschlagene DR-Konzept unabhängig von der Art der Gebäudekommunikation eingesetzt werden können.

Kommunikations-Infrastruktur, Smart-Meter

Weiter werden zur Kommunikation verschiedene Gateways und Smart Meters oder ähnliche Geräte eingesetzt. Folgende Studien und Projekte erwähnen Forderungen an die Kommunikations-Infrastruktur:

- Schutzprofil für die Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems (Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) 2014)
- HeatReserves – Demand Response for Ancillary Services: Thermal Storage Control (Frauke Oldewurtel, Vrettos, und Borsche 2016)
- Distributed Load Management (Borsche 2014)

Gewisse Projekte steuern die Geräte mit unidirektionaler Kommunikation. In Demand-Response.ch sind aber Rückmeldungen wichtig; die verwendeten Gateways müssen also bidirektionale Kommunikation erlauben. Ausserdem soll der Bandbreitenverbrauch minimiert werden.

Weiter müssen die im Projekt verwendeten Gateways die Sicherheitsziele des BSI (oder des für die Schweiz gültigen Pendants) erfüllen, oder es muss gezeigt werden, dass und wie dies möglich ist. Falls Messwerte verwendet werden, muss das System robust gegenüber Messfehlern und Unsicherheiten in den Messungen sein.

Demand-Response.ch soll möglichst auf existierenden Anlagenschnittstellen und Smart Meters implementiert werden. Falls dies aber die Lösung allzu sehr einschränkt, müsste geprüft werden, ob es in Entwicklung begriffene weitergehende „Prototypen“ o.ä. gibt, die getestet werden könnten.

2.1.3. Algorithmen und Simulation

Ein wesentlicher Teil von Demand-Response.ch ist das Tarifsystem und die Logik der Reaktionen darauf. Ziel von Kapitel 4 ist es, das System zu modellieren. In Kapitel 4.5 wird dann das Modell durch ausführliche Simulationen getestet und verfeinert.

Daten / Algorithmen

Folgende Studien und Projekte enthalten wichtige Hinweise auf Daten und Algorithmen:

- Potential contribution of households' demand response for integration of distributed solar photovoltaic in Switzerland (Coquoz, Hoffmann, und Girod 2012)
- IEA-DSM Task 17 (Kärkkäinen und others 2008)
- SmartGrid – Polysun (ETH Zürich u. a. 2015)
- Realistic pricing models for liberalized power markets (Hildmann 2016)
- FlexLast – Dynamisches Industrielles Lastmanagement (BKW und IBM 2013)
- Gebäudeautomation – Einfluss auf die Energieeffizienz (Baumann und Siemens Schweiz AG 2011)
- Use of COSMO forecasts for the day-ahead prediction of power production with photovoltaic plants (MeteoSchweiz 2014)



- Swiss2G (SUPSI, BFH, und Bacher Energie AG 2014)
- OptiControl-II (Siemens Schweiz AG, ETH Zürich, und Gruner 2016)

Viele Projekte verwenden **Lastprofile mit viertelstündlicher Auflösung** über den ganzen Tag, meist in den Kategorien **Mo-Fr/Sa/So** und Winter/Sommer oder **Winter/Übergang/Sommer**. Um nützliche Voraussagen über die Verschiebbarkeit machen zu können, ist es nötig, die Lasten nach **Kategorien aufzuschlüsseln**, etwa in Heizung / Kühlung / Prozessenergie / Licht etc. Solch eine Aufschlüsselung wird auch für Demand-Response.ch nützlich sein. Manchmal werden alle Wochentage einzeln betrachtet, dies ist für Demand-Response.ch ebenfalls zu empfehlen, denn für die meisten Bürogebäude oder etwa in Einkaufszentren wird die Betrachtung vermutlich genauer, wenn für Montag bis Freitag auch einzelne Lastprofile erstellt werden, da sich durch unterschiedliche Öffnungszeiten oder Meetingstrukturen an jedem Wochentag andere Abläufe ergeben.

Die **Lastprofile sollten typisiert** werden können, um sie auf andere Gebäude und Geräte übertragen zu können. Ein Plattformansatz wäre wünschenswert, um die Lösung später wirtschaftlich einsetzen, d.h. grossflächig ausrollen zu können.

Alle Gebäudekomponenten/-systeme müssen koordiniert gesteuert werden, um das volle Potential der Regelung ausschöpfen zu können. Daher soll auf der **Ebene des Leitsystems in die Steuerung** eingegriffen werden, nicht auf der Ebene der einzelnen Aggregate.

Da die Modelle fast beliebig komplex sein können (Produzenten, Konsumenten, Netz, Einfluss der Jahreszeiten/Wochentage, Wetter), ist es unabdingbar, die wichtigen Elemente zu identifizieren. **Robuste Systemerkennung und Data-Mining** sind offenbar sehr wichtig. Gegenüber unsicheren Vorhersagedaten, wie sie auch in unserem Projekt vorkommen, scheinen **stochastische** Algorithmen robuster als streng deterministische. **Randomisierung** wird auch angewendet, um die Ein- und Ausschaltzeiten zu verteilen. Dies vermeidet künstliche Peaks, indem nicht alle Beteiligten auf den gleichen Input gleichzeitig reagieren. Diverse Projekte wenden modell-prädikative Regelung (MPC) erfolgreich für die Steuer-Algorithmen an. Ganz allgemein soll das angestrebte Lastprofil so glatt wie möglich sein, dies vermeidet häufiges Schalten einzelner Geräte oder gleicht sie gegenseitig aus. Als zeitliche Auflösungen für die Simulation wird 1-10 Min. empfohlen, für das Monitoring 1 Minute.

Der bei Swiss2G verwendete, stark dezentralisierte S2G-Algorithmus scheint ein erfolgsversprechender Algorithmus zu sein, um mit kleinem Datenaufkommen signifikante Lastverschiebungen zu erreichen. Spannend ist auch der Ansatz, **direkt lokal gemessene Netzqualitätsdaten** (Spannungsabfall) für die Optimierung zu verwenden. Um wirklich vom Bericht profitieren zu können, müssten allerdings etliche Details noch bei den Autoren erfragt werden, z.B. die genaue Funktionsweise des S2G-Algorithmus.

Der Ansatz, das eigene voraussichtliche Lastprofil anderen „**Interessierten**“ **mitzuteilen**, ermöglicht kleinräumige Optimierung unter den Nachbarn der Netzebene 7. Ausserdem sind diese Daten auch für den Stromversorger und/oder Netzbetreiber nützlich für dessen Optimierungsbemühungen.

In Demand-Response.ch soll auch Eigenverbrauch von selbst produziertem Strom einbezogen werden. Da dieser mit grösserer Wahrscheinlichkeit von einer PV-Anlage stammt, sind möglichst genaue **Vorhersagen zur PV-Produktion** nötig. Für Heizungen und Klimaanlage ist die voraussichtliche Aussentemperatur wichtig. MeteoSchweiz sollte diese Daten in geeignetem Format zur Verfügung stellen, wenn möglich bereits **aggregiert für den Anlagenstandort**.

Modellierung thermischer Lasten

Bei Studien und Projekten, welche Lastverschiebung betrachten, sind thermische Lasten meist ein Thema:

- Potential der Schweizer Infrastrukturanlagen zur Lastverschiebung (Müller u. a. 2013)



- SmartGrid – Polysun (ETH Zürich u. a. 2015)
- WARMup Phase 2 - Pilotversuch zur Verwertung der Flexibilität von thermischen Speichern in Gebäuden (Misurio AG 2013)
- HeatReserves – Demand Response for Ancillary Services: Thermal Storage Control (Frauke Oldewurtel, Vrettos, und Borsche 2016)
- FlexLast – Dynamisches Industrielles Lastmanagement (BKW und IBM 2013)
- Geschäftsmodelle im Bereich Energiespeicherung und –management (Eisenring und Ampard AG 2013)
- OptiControl-II (Siemens Schweiz AG, ETH Zürich, und Gruner 2016)

TCL (thermische Lasten) sowohl in Haushalten (Wasserboiler) wie auch in Bürogebäuden (HVAC-Steuerung) haben durch ihre **Trägheit und Speicherkapazität ein grosses Potential zur Lastverschiebung**. Modellierung der thermischen Speicher ist also wichtig; dabei müssen relevante Parameter identifiziert werden. Bei Kälteanlagen ist dies eher die Physik der Anlage; das Wetter oder der Füllgrad des Kühllagers o.ä. haben sich für die Optimierung als vergleichsweise irrelevant erwiesen. Falls im Pilotgebäude ein BHKW vorhanden ist, muss auch die Wärme des BHKW in die Speicherung und Optimierung einbezogen werden. Für die Modellierung scheinen thermische Widerstandskapazitätsmodelle geeignet zu sein.

Etliche Studien untersuchen vor allem das Potential thermischer Lasten für Tertiärregelung, in den existierenden Finanzmodellen und aus Sicht der Stromlieferanten und Netzbetreiber. In Demand-Response.ch sollen jedoch **auch kurzfristigere Lastverschiebungen** und vor allem neuere Preis-Modelle untersucht werden, welche sich auch aus Sicht der Konsumenten oder Prosumer lohnen sollen.

HeatReserves geht wie eine Vielzahl weiterer Projekte von einer zentralen Steuerung einer sehr grossen Anzahl von verteilten Lasten aus. Allerdings werden dabei die Lasten nicht direkt gesteuert, sondern über die Angleichung an eine vorgegebene Lastkurve. Dies könnte auch für eine kleinere Anzahl von Lasten gemacht werden, wie in Demand-Response.ch vorhanden (z.B. ein Bürogebäude statt viele), aber natürlich wird die Steuerung dadurch schwieriger bzw. die Genauigkeit der Angleichung schlechter. Ausserdem ist in Demand-Response.ch nicht eine Lastkurve vorgegeben, sondern **die gewünschte Lastkurve wird durch den Preis suggeriert** (prognostizierte Preiskurve als Abbildung der gewünschten Lastkurve).

Existierende Software und Standards

Für die Steuerung und zur Simulation sind **verschiedene Softwarebestandteile** notwendig. Folgende Studien und Projekte erwähnen Software und Software-Standards:

- Demand Side Management (Palensky und Dietrich 2011)
- SmartGrid – Polysun (ETH Zürich u. a. 2015)
- EcoGrid EU (EcoGrid EU 2014)
- Geschäftsmodelle im Bereich Energiespeicherung und –management (Eisenring und Ampard AG 2013)
- EEBus Initiative (EEBus Initiative e.V. 2013)
- PowerMatcher (PowerMatching City 2014a)
- OptiControl-II (Siemens Schweiz AG, ETH Zürich, und Gruner 2016)

Wie im Kapitel über Kommunikation im Gebäude (Kap. 5) erwähnt, können DR-Events mit dem **OpenADR-Standard** übermittelt werden, und im Gebäude muss geeignet darauf reagiert werden. Dieser Bereich könnte von **EEBus** abgedeckt werden, einem ebenfalls in Entwicklung begriffenen



Standard und Implementierungsvorschlag. Der EEBus bildet die **Schnittstelle zwischen haus-interner Kommunikation und dem Datenaustausch mit dem Energieversorger**. Für die Kommunikation innerhalb des Hauses existieren bereits zahlreiche Standards, EEBus berücksichtigt davon aktuell KNX, ZigBee und TCP/IP und erweitert sie, wo erforderlich. Für jedes dieser Systeme gibt es im EEBus sowohl die passende Hardware-Plattform für die physische Ankopplung als auch einen eigenen Software-Adapter zur Einbindung des jeweiligen Protokolls. Dieser modulare Aufbau erlaubt künftige Ergänzungen. Für die Kommunikation mit dem Energieversorger wird eine möglichst einheitliche, vom individuellen Gerät abstrahierte Sicht benötigt; EEBus bevorzugt für diese Aufgabe daher XML. Für die Implementierung ist natürlich relevant, **welche Mapping-Funktionen bereits vom verwendeten Gebäudeautomations-system zur Verfügung gestellt werden.**

Wenn es um **automatischen Ausgleich von Angebot und Nachfrage** nach Energie geht, könnte **PowerMatcher** zum Einsatz kommen. Die PowerMatcher-Technologie ist eine Architektur für verteilte Energiesysteme und ein Kommunikationsprotokoll, welches in einem Smart-Grid hilft, Energieerzeugung und Verbrauch aufeinander abzustimmen. Dies wird durch verteilte Agenten und marktbaasierte Kontrollalgorithmen erreicht. Die PowerMatcher-Software ist frei verfügbar und kann einfach heruntergeladen werden. Sie bietet sich deshalb an, wenn im vorliegenden Fall Teile einer Steuerung oder Simulation implementiert werden sollen.

Eine weitere mögliche Software zur Simulation im Energiebereich ist EnergyPlus, welche im US Department of Energy Efficiency & Renewable Energy entwickelt wird und bei OptiControl verwendet wurde. Für System-Modellierung und -Simulation allgemein ist MATLAB und dessen Zusatzprodukt Simulink sehr geeignet.

Adaptricity ist eine Spin-off-Firma des Power Systems Laboratory der ETH Zürich. Sie entwickelt Software-Tools zur Simulation, Optimierung und Steuerung von elektrischen Systemen, um mit größerem Anteil von erneuerbarer Energie in den zukünftigen Elektrizitätsnetzen umgehen zu können. Falls in Demand-Response.ch **Teile von Stromnetzen simuliert** werden sollen, müsste DPG.sim von Adaptricity als mögliche Software zur Simulation in Betracht gezogen werden.

Die Firma **Ampard** wendet in ihren Produkten Algorithmen zur **Vorhersage der typischen Nutzung** (Lastprofil), zur Optimierung der Strom- und Wärmelast sowie zur Vorhersage der PV-Erzeugung an. Diese könnten für Demand-Response.ch sehr interessant sein.

2.1.4. Anforderungen an das Pilot-Gebäude

Aus den Erkenntnissen anderer Projekte lassen sich Anforderungen an den potentiellen Piloten (Pilot-Gebäude oder -Gebäudekomplex) von Demand-Response.ch ableiten.

Gebäudeautomation

Für DR ohne manuelle Eingriffe der Gebäudebenutzer ist **Gebäudeautomation unabdingbar**. Folgende Projekte enthalten relevante Aussagen über Gebäudeautomation:

- FlexLast – Dynamisches Industrielles Lastmanagement (BKW und IBM 2013)
- Gebäudeautomation – Einfluss auf die Energieeffizienz (Baumann und Siemens Schweiz AG 2011)



Um das volle Potential der Energieeffizienz und Regelung ausschöpfen zu können, ist wichtig, dass **alle Komponenten vernetzt gesteuert** werden. Insbesondere sollen einbezogen werden:

- Regelung der Heizung, der Kühlung und der Lüftung/Klimaanlage
- Regelung der Beleuchtung
- Regelung des Sonnenschutzes
- Gebäudeautomationssystem
- Technisches Gebäudemanagementsystem
- Steuerung der Stromproduktionsmittel (BHKW, PV, ...)
- Lastdaten-Erfassung (zeitnah, online abrufbar)

Dies verhindert, dass einzelne Komponenten für sich optimal, aber gesamthaft gesehen gegeneinander arbeiten (z.B. Heizungsthermostat befiehlt zu heizen, wenn er wegen des geöffneten Fensters von kalter Luft überströmt wird).

Allerdings soll Demand-Response.ch nicht auf die einzelnen Aggregate einwirken, sondern auf der Ebene des Leitsystems in die Steuerung eingreifen. In der Pilotinstallation muss also eine voll vernetzte Gebäudesteuerung vorhanden sein.

Thermische Lasten

Folgende Projekte untersuchen schwerpunktmässig thermische Lasten:

- SmartGrid – Polysun (ETH Zürich u. a. 2015)
- FlexLast – Dynamisches Industrielles Lastmanagement (BKW und IBM 2013)

Thermische Lasten sind in Haushalten eher Warmwasserspeicher (Wasserboiler), in Büro- und Gewerbegebäuden eher Heizung/Klima/Lüftung (HVAC-Steuerung). Auch Kühlhäuser und Hallenbäder haben grosse thermische Lasten. Sie alle haben **durch ihre Trägheit und Speicherkapazität ein grosses Potential zur Lastverschiebung**. Da ihre Steuerung meist thermostatisch erfolgt (über obere/untere Grenzwerte), muss die Steuerung diese Grenzwerte optimieren bzw. dynamisch geeignete Grenzwerte finden, um das erwünschte Verhalten zu erwirken.

Das Pilotgebäude sollte also bevorzugt grosse thermische Lasten beinhalten, wie etwa Kühlräume, ein Hallenbad oder ähnliches.

Photovoltaik oder andere eigene Energieproduktion

Wenige Studien und Projekte haben schwerpunktmässig eigene Energieproduktion zum Thema:

- Potential contribution of households' demand response for integration of distributed solar photovoltaic in Switzerland (Coquoz, Hoffmann, und Girod 2012)
- Use of COSMO forecasts for the day-ahead prediction of power production with photovoltaic plants (MeteoSchweiz 2014)
- Swiss2G (SUPSI, BFH, und Bacher Energie AG 2014)

Für Demand-Response spielt es eine zentrale Rolle, ob das Gebäude auch Energie erzeugt oder nicht – **bei eigener Produktion kann der Eigenverbrauch maximiert werden**, ohne eigene Produktion sind andere Kriterien wichtiger.

Meist handelt es sich bei eigener Energieproduktion um Photovoltaik. Optimalerweise ist die haus-eigene PV-Anlage so eingebunden, dass ihr Strom wahlweise ins Netz eingespeist oder im Haus



selbst verbraucht werden kann (im zweiten Fall wird also nur der Mehrverbrauch aus dem Netz bezogen oder die überschüssige Energie ins Netz eingespeist).

Obwohl das in Demand-Response.ch erarbeitete Konzept letztlich auch für Gebäude ohne eigene Stromproduktion funktionieren soll, ist dezentrale Energieerzeugung ein wichtiger Auslöser für das Projekt. Darum muss eine Stromerzeugungsanlage in den Piloten einbezogen werden. Ein Gebäude mit eigener PV-Anlage wäre deshalb für das Pilotgebäude bevorzugt. Alternativ könnte eine PV-Anlage auf einem anderen Gebäude eingebunden werden (d.h. virtuell als auf dem gleichen Gebäude stehend betrachtet werden).

Elektrische und andere Speicher

Folgende Studien und Projekte beziehen elektrische und andere Speicher ein:

- Potential contribution of households' demand response for integration of distributed solar photovoltaic in Switzerland (Coquoz, Hoffmann, und Girod 2012)
- Speicherstudie (Hollinger u. a. 2013)
- SmartGrid – Polysun (ETH Zürich u. a. 2015)
- Druckluftspeicher (Summermatter 2014)

Falls im Pilotgebäude schon grössere elektrische Speicher vorhanden sind (etwa Batterien für Notstromanlagen o.ä.), sollten diese in die Untersuchung einbezogen und entsprechende Empfehlungen an zukünftige Anlagenbetreiber abgegeben werden. Anschaffung eigens für das Projekt dürfte sich aber kaum lohnen.

Ausserdem sollten **andere vorhandene Möglichkeiten zur Energiespeicherung betrachtet und in die Optimierung einbezogen** werden. Zum Beispiel speichert ein Druckluftbehälter die vom Kompressor aufgewendete elektrische Energie.

2.1.5. Kritische Erfolgsfaktoren

Last but not least gibt es noch weitere, nicht-technische Faktoren, die jedoch über Erfolg und Misserfolg entscheiden können.

Aus Sicht des Kunden / Anwenders

Folgende Studien und Projekte erwähnen explizit kritische Punkte von DR aus Kundensicht:

- Demand Side Management (Palensky und Dietrich 2011)
- Micro Grids und deren Möglichkeiten (Landis+Gyr und Lendi 2011)
- iSMART Ittigen (iSMART 2014)

Die meisten Studien und Projekte betrachten Privathaushalte. Bei diesen beeinflussen die im Verhältnis doch eher hohen Investitions- und Betriebskosten die Wirtschaftlichkeit (noch) negativ. Für Dienstleistungs-, Gewerbe- und Industriegebäude fallen sie hingegen weniger ins Gewicht, da oft Gebäudesteuerungen und Kommunikationskanäle (Steuerungs-Schnittstelle nach aussen) bereits etabliert sind und genutzt werden.

Bei komplexeren Lösungen ist umso wichtiger, dass die auch die **Interaktion der verschiedenen Teilsysteme gesamtheitlich** betrachtet und bewertet wird.

Kritische Punkte, vor allem bei Kommunikation, sind ausserdem **Vertraulichkeit, Integrität, Authentizität, Verfügbarkeit, Zugriffskontrolle und Unleugbarkeit**.



Aus Sicht des Betreibers / Lieferanten

Folgende Studien und Projekte erwähnen explizit kritische Punkte von DR aus Sicht des Betreibers bzw. Lieferanten:

- HeatReserves (Frauke Oldewurtel, Vrettos, und Borsche 2016)
- Micro Grids und deren Möglichkeiten (Landis+Gyr und Lendi 2011)

Damit eine Lösung auf dem Markt erfolgreich sein kann, muss sie **nicht nur wirtschaftlich lohnend, sondern auch von den Kunden akzeptiert** sein. Strategien zur Einführung und zur Kundeneinbindung sind wesentlich.

Zu beachten ist ausserdem, dass lokale Optimierungsansätze massive Auswirkungen auf DSO-Regelstrategien haben können. Information über den **erwarteten Verbrauch des Gebäudes zurück an den Netzbetreiber** kann helfen, dieses Problem zu entschärfen.

Lieferanten sind zusätzlich gefordert durch viele neue Stakeholder und Opportunisten, die in den Energiemarkt drängen, und durch schwer einschätzbare Zukunftsentwicklung. Mit vielen Pilotanlagen und Forschungsprojekten entsteht für alle Beteiligten ein hoher Ressourcenaufwand, der sich später durch breite Anwendbarkeit lohnen soll. Daher sind Lieferanten interessiert an Systemen, welche möglichst breite Micro-Grid-Anwendungen bei vielen Kunden abdecken. Die Erkenntnisse aus Demand-Response.ch sollen darum **möglichst breit eingesetzt** werden können.

2.2. Beurteilung und Empfehlung

Dieses Kapitel beurteilt die betrachteten Konzepte, ob und wie sie in der Schweiz angewendet werden könnten, und schlägt einige DR-Modelle vor, auf welche im Verlauf des Projektes fokussiert werden soll.

2.2.1. Beurteilung

Im Folgenden werden einige gängige DR-Ansätze und Vorgehensweisen kurz vorgestellt und für Demand-Response.ch beurteilt.

Regelenergie: zur Verfügung stellen oder Bedarf verringern

Viele der studierten Projekte zielen darauf, Regelenergie (tertiäre, seltener sekundäre) zur Verfügung zu stellen, etwa durch Pooling grosser thermischer Lasten. Da in solchen Konzepten die Geräte mit externen Signalen oder auf Grund einer von aussen vorgegebenen Lastkurve geschaltet werden, besteht die Gefahr, dass sie zu häufig oder zu ungeeigneten Zeitpunkten ein- und ausgeschaltet werden und dadurch vorzeitig altern. Um dies zu vermeiden, sind sehr ausgeklügelte Steuerungsmechanismen nötig, ausserdem ist die gesamte Modellierung äusserst komplex und dadurch fehleranfällig.

Ein anderer Ansatz ist, nicht Regelenergie bereitzustellen, sondern deren Bedarf zu verringern. Dies kann geschehen, indem Schwankungen im Energiebezug verringert werden oder Veränderungen im voraussichtlichen Bezug an den Netzbetreiber gemeldet werden. Diese Lösung hat auch den Vorteil, dass die Steuerung lokal geschieht, also mit weniger Komponenten und dafür mit umso genauerer Information über die gesteuerten Geräte und deren Parameter arbeiten kann.

Demand-Response.ch wird den zweiten Ansatz wählen, also nicht Regelenergie zur Verfügung stellen, sondern mit einer lokalen Optimierung den Bedarf an Regelenergie zu verringern versuchen.



Information oder Automation

Vor allem im Haushaltbereich gibt es Projekte, welche rein durch Information und Visualisierung des Stromverbrauchs Lastverschiebungen beim Kunden erreichen wollen. Dies funktioniert zum Teil auch, allerdings in geringem Umfang und vor allem bei am Thema interessierten Kunden. Bei gewerblichen Kunden ist erstens die Steuerung der Geräte viel komplexer (mehr und kompliziertere Apparaturen) und zweitens soll DR mit möglichst wenig Aufwand betrieben werden können.

Um den Aufwand zu minimieren, *zielt Demand-Response.ch für Gewerbegebäude auf eine automatisierte Lösung. Manuelle Eingriffe sollten nur zur Parametrisierung oder Konfiguration nötig sein, um das System an das aktuelle Gebäude anpassen und optimieren zu können.*

Modellierung oder Statistik

Etliche Projekte versuchen, die relevanten Eigenschaften des Gebäudes und der Geräte möglichst genau zu modellieren, um dann optimal steuern zu können. Es gibt aber auch Projekte, die aus grossen Datensammlungen mit Analysen von Zeitreihen und mit Data-Mining-Ansätzen saisonale und statistisch signifikante Muster zu erkennen versuchen, um damit sinnvolle Steuerungsimpulse geben zu können. Die gleiche Situation besteht auch bei der Wettervorhersage: braucht es immer genauere physikalische Modelle, um daraus die Wetterentwicklung ableiten zu können, oder ist eine Analyse der vergangenen Wetterbewegungen einfacher, um ähnliche atmosphärische Muster und folglich eine ähnliche Prognose zu finden? Als Weiterentwicklung des Data-Mining gibt es zudem adaptive Verfahren (wie etwa maschinelles Lernen), welche in den aufgenommenen Daten neue Muster erkennen und ihr Verhalten entsprechend anpassen können.

Beide Ansätze stellen unterschiedliche, aber in beiden Fällen hohe mathematische Anforderungen, beide mit ihren Vor- und Nachteilen. *Demand-Response.ch wird versuchen, mit vertretbarem Aufwand eine robuste Optimierung zu erreichen, wobei die Stärken aller Ansätze (statistische Daten, maschinelles Lernen wie auch Modelle) ausgenutzt werden sollen.*

TOU, CPP, RTP

Da die meisten Stromversorger der Schweiz ein mehrstufiges Tarifsysteem (meist zwei Stufen, also Hoch- und Niedertarif) mit fixen Zeiten anbieten, könnte ein solches TOU-System am einfachsten verwendet werden. Viele der bereits vorhandenen Zähler und Steuerungen können auch mit drei Stufen eingesetzt werden. Allerdings trägt ein TOU-System eher zur Beschaffung effizienterer Geräte bei und zur Optimierung der Gebäude, aber weniger zu DR durch Lastverschiebung.

CPP hingegen fördert durch die hochpreisigen, kurzfristig angekündigten Peak-Zeiten ganz direkt Lastverschiebungen, ist also ein wirksamer DR-Mechanismus. Zu Off-Peak-Zeiten könnte ein zwei-stufiges TOU-System gelten, so dass sich total drei Tarifstufen ergeben. Ein solches System könnte ebenfalls mit vorhandenen Zählern verarbeitet werden.

RTP schliesslich fördert die Integration fluktuierender Erzeugung, indem die Situation auf dem Strommarkt relativ direkt im Preis abgebildet wird. Es ergibt sich also für Verbraucher wie auch für Erzeuger eine Tendenz, Peaks zu vermeiden. Allerdings ist die Optimierung und Lastverschiebung um einiges komplexer. Ausserdem ist für die Übertragung der Preissignale spezielle Hardware notwendig, die gängigen Zähler sind nur für mehrstufige Tarifsysteme ausgelegt. Ergebnisse von Sekundärstudien deuten darauf hin, dass diese RTP-Tarifmodelle keine höheren Lastverlagerungseffekte als CPP erzielen, allerdings können die Effekte kurzfristiger bewirkt werden.

Demand-Response.ch wird sich auf CPP und RTP konzentrieren, wobei interessant ist, welches Preismodell sich als geeignet herausstellen wird.



Belohnung oder Strafe

Bei den Tarifsystemen gibt es noch einen zu CPP verwandten Ansatz: Anstatt höhere Preise für Stromverbrauch zu Peak-Zeiten gibt es Bonuszahlungen für Lastreduzierungen zu Spitzenzeiten, d.h. „Critical Peak Rebate“ (CPR) statt „Critical Peak Pricing“ (CPP). Die Idee dahinter ist, dass „Belohnung“ attraktiver sei als „Strafe“. Für Grossverbraucher und ein automatisiertes System spielen aber solche psychologischen Effekte eine kleinere Rolle als für menschliche Benutzer in Privathaushalten. Ausserdem ist letztlich ist aber der Effekt derselbe, nämlich Lastreduzierung zu Spitzenzeiten.

Demand-Response.ch wird daher CPR ignorieren und sich auf CPP konzentrieren.

RTP, Stromhandel und Gebäudesteuerung

Diverse Projekte lassen die Bezüger und Produzenten von Energie kleinräumig untereinander handeln und den Strompreis dynamisch festlegen. Dies ist eine Verlagerung von Marktmechanismen vom Spotmarkt auf kleinere Märkte/Mengen, auf lokalere Gebiete und tiefere Netzebenen. Dadurch kommen RTP-ähnliche Preissysteme zustande.

Es ist auch möglich, den Handel noch kleinräumiger zu betrachten. Gebäudesteuerungen minimieren den totalen Verbrauch im Gebäude, indem sie den Strom an denjenigen Stellen und Zeitpunkten einsetzen, wo und wann er am meisten bringt. Die Steuerung wendet also Marktmechanismen innerhalb des Gebäudes an.

Denkbar wäre auch, den prognostizierten Verbrauch nach aussen bekanntzugeben. Dies könnte nicht nur dem Netzbetreiber, sondern auch einem Nachbargebäude mit der gleichen Steuerung nützen, indem die beiden Gebäude dann ihren Stromverbrauch und ev. die Erzeugung gemeinsam optimieren. Wenn dabei auch wieder Marktmechanismen angewendet werden, führt dies auf ähnliche Systeme wie die zu Anfang des Abschnittes erwähnten.

Da Demand-Response.ch nur ein einzelnes Gebäude betrachtet, stehen Marktmechanismen zwischen verschiedenen Kunden nicht im Vordergrund. Innerhalb der Gebäude oder zwischen einzelnen Gebäuden desselben Kunden könnten sie einbezogen werden. Ob die in der Gebäudesteuerung integrierte Optimierung marktbasierend ist oder nicht, spielt im Projekt keine Rolle, da der Steuerungsmechanismus als Ganzes nicht verändert werden soll.

Optimierungshorizont

Etliche Projekte wählen grossräumige Pools aus vielen Teilnehmern, um mit einer übergeordneten Steuerung Lastverschiebung, Regelenergie oder andere Effekte zu erreichen.

Wie erwähnt *betrachtet Demand-Response.ch ein Gebäude und optimiert lokal*. Wenn dies viele Netzteilnehmer tun, besteht die Gefahr, dass übergeordnete Optimierungsstrategien (z.B. jene des DSO) torpediert werden. Dieser Gefahr versucht Demand-Response.ch zu begegnen, indem *die Stromverbrauchsprognose zur Verfügung gestellt wird*.

2.2.2. Empfehlung

Demand-Response.ch soll eine Tarif-basierte DR-Lösung für die Endverbraucher auf Netzebene sieben entwerfen und prüfen, welchen Einfluss DR auf die Netzstabilität, die Versorgungssicherheit und die Reduktion von Regelenergieleistungen haben kann. Damit werden zwei Problembereiche angesprochen:

- die hohen und steigenden Spitzen sowohl beim Stromverbrauch wie auch bei der Einspeisung, die zudem zeitlich nicht korrelieren
- die kurzfristigen und zunehmenden Frequenz-Schwankungen durch vermehrte Einspeisung von stochastischer Energie ins Netz (PV, Wind)



Die gesuchte Tarif-basierte DR-Lösung muss also so beschaffen sein, dass sie beide Problem-bereiche anspricht.

Last- und Erzeugungsspitzen vermeiden

Die meisten in Kapitel 2.1 betrachteten Tarifmodelle zielen auf Lastverschiebung von Zeiten hohen Verbrauchs auf Zeiten tieferen Verbrauchs, um so die Verbrauchskurve zu glätten und insbesondere Spitzen zu brechen. Dabei wird meistens nur mit dem Preis für Stromverbrauch gearbeitet. Stromverbrauch zu Zeiten hoher Nachfrage wird also mit einem hohen Preis bestraft, zu Zeiten niedriger Nachfrage mit einem niedrigen Preis belohnt. Der Preis für Strom-Einspeisung hingegen wurde in keiner Studie direkt erwähnt. Die Studien zielen nur indirekt darauf, indem es zu Zeiten teuren Stroms attraktiver sein soll, den eigenen Strom zu brauchen, anstatt ihn einzuspeisen.

Um herauszufinden, ob nicht nur die Verbrauchs-, sondern auch die Einspeisetarife flexibel sein sollen, können wir in der Simulation die Effekte von flexiblen Einspeisetarifen auf das lokale Lastmanagement transparent machen. Diese Überlegung kann an einem einfachen zweistufigen Tarifsysteem wie dem heutigen Niedrig-/Hochtarif-System demonstriert werden. Ein PV-Anlagen-Besitzer mit einem Anteil an flexiblen Lasten hat zu Zeiten mit hohem Stromtarif und hoher Produktion (z.B. an einem sonnigen Sommer-Mittag) zwei Möglichkeiten:

- den selbst erzeugten Strom für die flexiblen Lasten brauchen (und damit diese Energie nicht zum teuren Hochtarif-Preis kaufen müssen)
- den selbst erzeugten Strom verkaufen, die flexiblen Lasten in die Niedrigtarif-Zeit schieben und mit billig eingekauftem Strom betreiben

Demnach hängt es von der Differenz zwischen Hoch-Einspeisetarif und Niedrig-Bezugstarif ab, ob es sich lohnt, mit Hilfe von eigener PV-Erzeugung Lasten zu verschieben. Mit komplexeren Tarifsysteemen ist die Optimierung nicht mehr so offensichtlich, aber die Fragestellung bleibt sich gleich. Die Herausforderung auf EVU-Seite besteht darin, nicht durch niedrige Einspeisetarife PV-Anlagen generell unattraktiv zu machen, aber trotzdem *mit einem geeigneten Tarifsysteem zu helfen, die Einspeisespitzen zu brechen. Dieses Tarifsysteem soll ausserdem auch Kunden ohne eigene Stromproduktion zu Lastverschiebung in die gewünschte Richtung lenken.*

Kurzfristige Schwankungen vermeiden

Zur Lösung dieses Problems gibt es zwei Hauptansatzpunkte:

- Kurzfristigere Regelmechanismen
- Glättung der dezentralen Einspeisung

Dabei stellt sich die Frage: Kann ein Preismodell mit day-ahead-Information auch das Problem der kurzfristigen Schwankungen lösen?

Die einen Tag zuvor festgelegten Preise spiegeln die erwartete Situation für Verbrauch und Erzeugung wider. Die problematischen Schwankungen sind aber kurzfristigerer, unvorhergesehener Natur. Um solche Abweichungen auszugleichen, sind einen Tag voraus bekannte Werte ungeeignet. Somit müssten auch die Preismodelle kurzfristigere Anteile einbeziehen.

Als kurzfristigere Informationen kämen in Frage:

- Auf Verbraucherseite: Netzqualitätsdaten
 - aktuell gemessene (z.B. am Hausanschluss; aufwändiger, aber genauer)
 - vom nächsten Transformator übermittelte (weniger aufwändig, aber ungenauer, da weiter vom Gebäude entfernt)



- auf Produzentenseite:
 - aktuelle Produktionsdaten der PV- oder Windkraft-Anlage
 - kurzfristige Produktionsprognosen der PV-Anlage (z.B. durch kleinräumige Information über Wolken)

Da dies aber Daten sind, die nur auf Verbraucherseite bekannt oder nur einem kleinen Gebiet gültig sind, können sie nur schwierig direkt in einem Tarifmodell verwendet werden.

Allerdings sind es nicht die Schwankungen an sich, welche den Netzbetreibern Sorgen machen, sondern ihre Unvorhersehbarkeit. *Je besser die dezentralen Energieerzeuger also ihre Einspeisung glätten oder deren Schwankungen ankündigen, umso besser können die Netzbetreiber darauf reagieren.*

Generelle Anforderungen an Tarifmodelle

Aus den oben erwähnten Punkten lassen sich die folgenden allgemeinen Anforderungen an Tarifmodelle ableiten:

- Die Tarifmodelle müssen nicht nur Verbrauchs-, sondern auch Einspeisetarife enthalten.
- Die Tarifmodelle müssen Verbrauch und vermutlich auch Einspeisung zu Peak-Zeiten unrentabel machen.
- Die Tarifmodelle müssen Schwankungen unattraktiv machen und/oder glatte Kurven oder genaues Einhalten eines vorausgesagten Einspeiseprofiles belohnen.
- Optional könnte auch Einhaltung eines im Voraus gemeldeten Verbrauchsprofils belohnt werden.

Zum letzten Punkt: Zwar sind den Netzbetreibern die Verbrauchskurven durch jahrelange Erfahrung statistisch bekannt, aber je mehr Informationen sie von den Verbrauchern zusätzlich erhalten, umso genauer können sie die Vorhersagen verfeinern.

2.2.3. DR-Modelle für eine weitere Untersuchung

Die obigen Erkenntnisse fliessen in den weiteren Projektverlauf ein.

So wird Demand-Response.ch nicht Regelenergie zur Verfügung stellen, sondern mit einer lokalen Optimierung den Bedarf an Regelenergie zu verringern versuchen.

Um den Betriebsaufwand zu minimieren, zielt Demand-Response.ch für Gewerbegebäude auf eine automatisierte Lösung. Manuelle Eingriffe sollten nur zur Parametrisierung oder Konfiguration nötig sein, um das System an das aktuelle Gebäude anpassen und optimieren zu können.

Demand-Response.ch wird ein Optimum aus Erfahrungswerten (Statistiken), maschinellem Lernen und Modellen verwenden, mit dem Ziel, Aufwände für Berechnungen und Entwicklung zu minimieren und trotzdem robuste Resultate zu erreichen.

Da Demand-Response.ch nur ein einzelnes Gebäude betrachtet, stehen Marktmechanismen zwischen verschiedenen Prosumern nicht im Vordergrund. Innerhalb der Gebäude oder zwischen einzelnen Gebäuden desselben Prosumers könnten sie einbezogen werden.

Demand-Response.ch wird sich auf zwei Tarifsysteme konzentrieren und diese mit verschiedenen Parametern simulieren, nämlich neben dem heutigen TOU, auch CPP und RTP-nahes System mit Day-ahead-Preisen (siehe Kap.2.2.3).

Allgemeines

Grundlage für alle Berechnungen und Simulationen sind genaue Informationen über den Energiehaushalt im Gebäude. Bezüglich **Stromverbrauch** sind die folgenden Punkte wichtig:



- Es braucht typische Lastprofile pro Verbraucher bzw. Verbraucherkategorie (Heizung, Lüftung, Maschine X, Prozess Y). Summierte Verbrauchszahlen reichen nicht.
- Die Lastprofile sollten möglichst in viertelstündlichen Abschnitten vorliegen (oder feiner), und zwar separat für alle Wochentage möglichst über ein ganzes Jahr.
- Für jede Verbraucherkategorie muss der Einfluss einer Lastverschiebung bekannt sein (etwa die zusätzlich nötige Erhaltungsenergie, wenn früher als nötig geheizt wird).
- Informationen über den Einfluss von weiteren Faktoren verbessern die Genauigkeit: etwa Abhängigkeit von Aussentemperatur oder Luftfeuchtigkeit, Feiertage (am Tag selbst wie auch vor- oder nachher), Schulferien, spezielle Ereignisse im oder ums Gebäude, Sportveranstaltungen etc.

Zur **Stromerzeugung** gelten ähnliche Punkte:

- Es braucht typische Tagesgänge für die Produktion, mindestens pro Monat, nach Anlagen-Ausrichtung im Frühling und Herbst ev. feiner, wegen der stark wechselnden Sonnenhöhe.
- Ausserdem sind für jeden Monat zwei Profile nötig, nämlich von einem durchwegs sonnigen Tag und einem bedeckten Tag. Wetterlagen dazwischen können dann extrapoliert werden (z.B. würde eine Wetterlage mit sonnigem Vormittag und zunehmendem Wolkenaufzug am Nachmittag als Übergang vom „Sonnig-Profil“ zum „Bedeckt-Profil“ modelliert).
- Zusätzliche Informationen oder Möglichkeiten für Messungen verbessern die Voraussage: Ist die Anlage schneebedeckt? Wie gross ist die Einstrahlung im Moment?
- Falls es Stromspeicher (Batterien oder ähnliches) gibt, die helfen könnten, Produktionsspitzen abzufedern, braucht es Informationen über deren Lade- und Entladecharakteristika.

All diese Angaben helfen, eine von MeteoSchweiz vorhergesagte Total-Tagesausbeute auf den Tag zu verteilen und somit ein Profil der erwarteten Produktion zu erstellen. Auch falls MeteoSchweiz den Ertrag zeitlich feiner aufgelöst prognostizieren kann, helfen anlagenspezifische Erfahrungswerte, die Prognosen richtig zu deuten.

Demand-Response.ch wird die prognostizierten Last- und Produktions-Profile bzw. deren verschiebbaren Anteil mit einer von aussen erhaltenen Preisinformation vergleichen und einen **preis-optimierten Fahrplan für die Geräte-Steuerung** erstellen. Daraus ergibt sich eine Prognose für Stromverbrauch oder -einspeisung. Diese prognostizierte Verbrauchskurve soll an das EVU zurückgemeldet werden können, um auch diesem weitergehende Optimierungen zu ermöglichen (z.B. für den Fahrplan des nächsten Tages). Als Ansporn für möglichst gute Prognosen könnte der Stromlieferant zusätzliche Rabatte aussprechen, wenn die Prognosen genau (oder mit nur kleinen Abweichungen) eingehalten werden.

Um dem EVU eine Möglichkeit zu geben, **im Notfall Lasten abwerfen** zu lassen, soll ein Notfallsignal eingebaut werden, welches die Gebäudesteuerung anweist, den Verbrauch schnell um einen gewissen (oder möglichst grossen) Anteil zu reduzieren. Damit sich dies finanziell für den Strombezügler lohnt, braucht es eine Prämie für den Lastabwurf (z.B. pro gekapptes kW Leistung).

Demand-Response.ch hat zum Ziel, den Verbrauch in einem Gebäude oder Gebäudekomplex durch Lastverschiebungen preislich zu optimieren. Es ist nicht vorgesehen, mit anderen Gebäuden oder Strombezüglern über Stromabnahme zu handeln, **lokale Märkte** aufzubauen oder dergleichen. Durch die prognostizierte Verbrauchskurve, welche nach aussen bekanntgegeben wird, und grundsätzlich durch den Mechanismus, auf ein sich veränderndes Preissignal zu reagieren, sind jedoch die Voraussetzungen vorhanden, so dass ein Folgeprojekt auch kleinräumigen Stromhandel untersuchen könnte.

Um den Nutzen der Lastverschiebung beurteilen zu können, sollen die **Preise aufkommensneutral** festgelegt werden, d.h. ohne Lastverschiebung zahlt der Kunde nicht mehr als vorhin, kann aber mit DR Geld sparen.



3. Lastverschiebungspotential

In diesem Kapitel wird die Verbraucher-/Erzeuger-Landschaft für elektrische Energie der Schweiz analysiert. Ziel ist es, das Lastverschiebepotential in den verschiedenen Anwendungsfällen, hauptsächlich aus Dienstleistungsanwendungen, zu definieren. Dies wird erreicht, indem die Flexibilität der Nachfrage der Verbraucher bestimmt wird. Berücksichtigt werden heutige und zukünftige Verbraucherstrukturen. Eine detaillierte Darstellung bietet die Veröffentlichung, welche an der EEDAL'15 (<http://iet.jrc.ec.europa.eu/energyefficiency/conference/eedal2015>) präsentiert wurde. Sie ist hier eingefügt.

Load Shift Potential Analysis Using Various Demand Response Tariff Models on Swiss Service Sector Buildings

*E. Birrer, D. Bolliger, R. Kyburz, A. Klapproth, S. Summermatter**

*iHomeLab, Lucerne University of Applied Sciences and Arts,
CH-6048 Horw, Switzerland.*

**now with BE Netz AG,
CH-6030 Ebikon, Switzerland*

Abstract

With an increasing amount of volatile renewable energy, balancing demand and supply becomes increasingly demanding. To achieve this balance, Demand Response (DR) is one important approach. DR needs a paradigm change from energy savings towards shifting electrical consumption to timeslots with excess energy generation, and from centralized network stabilization efforts to a price driven, decentralized approach. This change empowers consumers to act with load shifting (LS) on price variations, respecting their comfort, process and safety needs. In the residential area, the necessary building automation is not yet widely spread, therefore we use the Swiss service sector buildings (SSSB) as a model.

In this paper iHomeLab reports on investigations on DR and the according LS potential (LSP), focusing on SSSB. We base our LSP calculations on Swiss energy consumption data, broken down to distinct categories of electrical appliances. Further we consider the typical energy usage in different seasons, week- and daytimes. Four time-dependent tariff models are applied in a simulation to the load-curves in order to estimate the peak smoothing by load shifting at tariff peak times.

Our results show that 35% of the total energy consumed in the SSSB can potentially be used for LS. Significant seasonal and intraweek differences are observed. The air condition potential dominates in summer, whereas room heating is the main factor in winter. The summer LSP peak is 45% higher than the winter peak, but available only for 15 to 60 minutes, compared to several hours in winter. Analysing the size structure of SSSB shows that by rolling out DR to only the largest sites (7% of sites), already 65% of the LSP can be tapped.

Introduction

The electricity systems in developed countries worldwide are experiencing a fundamental transformation towards a more decentralized power generation with a growing share of renewable sources with fluctuating production levels as shown in (Domigall, Albani, und Winter 2013). Given the traditional centralized power generation regime, also grid stability and security of supply are in the responsibility of Transmission System Operators (TSOs) like Swissgrid and the Distribution System Operators (DSOs), which try to cut peaks and minimize balancing energy by using load clipping and Direct Load Control (DLC, i.e. remotely switching off loads during peak demand periods, as in (Koch und Wiederkehr 2010),(Landis+Gyr und Lendi 2011) , (BKW und IBM 2013), (Müller u. a. 2013), (Koch 2010), (VSE 2013). As the production becomes more decentralized, the decentralized response to the electricity demand – known as Demand-Response (DR) – through non-static energy tariff signals emerges



to be a valuable instrument to achieve self-stabilizing energy grids (e.g.(Palensky und Dietrich 2011),(Berner, BKW, und FMB 2011)).

DR has been investigated in various studies and projects for residential buildings (e.g. (Koch 2010), (Loock, Kuenzel, und Wüstenhagen 2010), (Coquoz, Hoffmann, und Girod 2012), (econcept AG und EnCT GmbH 2009)) and industrial facilities (e.g.(BKW und IBM 2013), (Müller u. a. 2013), (SUPSI, BFH, und Bacher Energie AG 2014), (von Roon und Gobmaier 2010)). They have shown that DR needs to be supported by automation to yield sustainable results. However, for residential buildings in Switzerland, penetration with building automation systems and a smart meter infrastructure is still low. In contrast, the majority of SSSB are equipped with building automation as well smart meters already today. The analysis of the LSP in the SSSB can therefore be used to gain experience for the LS in the residential building domain. But there is almost no research available about service sector buildings, e.g. office buildings, schools or shopping centres.

Therefore, the research presented in this paper aims at quantifying the potential of DR in SSSB, both from an energy point of view and from a financial perspective. More detailed, we want to quantify the potential of load shifting for the various load groups, and to know how the potential is distributed during the seasons. Then we apply several different tariff signals to this potential, to find out which tariff signal would maximize load shifting benefits, and if a tariff signal that is realizable with the current metering hardware (without smart meters) could already provide major load shifting.

We use existing data sources to calculate LSPs for 10 usage groups, separately for weekdays, Saturdays and Sundays/nights and for each season (summer, spring/fall, and winter). This data we then use to simulate the load shift effect of four different tariff models, and can therefore show their more or less alleviating effect on demand peaks. Using the size distribution of the consumption sites, we quantify roll-out scenarios (smart meters, DR compliant building automation and new tariff models) and their resulting LSP. This allows us also to calculate the possible financial savings by complete load shifting for the different site sizes.

These findings enable DSOs to develop their DR roll-out strategies in a way to prioritize sites with the best effects for a given investment. Moreover, they also allow TSOs and/or DSOs to evaluate their pricing policies and to develop tariff models that promote DR, and thus help them lowering cost for grid balancing energy. This could not be achieved in past experiments with domestic consumers, where it was found that high investments in building automation and smart meter infrastructure yield only small energy cost savings. Therefore up to now DSOs had only little motivation to change tariff models or pricing strategies.

The paper starts by presenting the data sources and outlines the steps how the total technical LSP can be extracted and calculated. In a second part, the temporal behaviour of the relevant potential groups is deduced, in 15-minute time intervals, for each season and for weekdays, Saturdays and Sundays/nights separately. The paper then presents various tariff models in comparison to the currently used one, and selects four representative models for further analysis. They will be used for simulating the LSP, in order to find out for each time interval how much energy is consumed, how much can be shifted and how the shifted consumption is distributed over time. An analysis of the results concludes the paper.

Data & Methodology

A lot of fundamental energy data is collected in (Bits to Energy Lab u. a. 2012). This study focuses on the impact of a smart meter roll-out in Switzerland. iHomeLab goes further and sharpens the image relevant for SSSB by following the deduction of the technical LSP of (Bits to Energy Lab u. a. 2012) with several modifications. Therefore we describe the adapted methodology here in detail and refer to the original publication(s) where indicated.

In a first step, we define the total electricity consumption and divide it into groups of devices with similar consumption characteristics, the potential groups. In a second step, we calculate the temporal behaviour of the relevant potential groups. This then allows us to calculate for each interval in a year: first, the energy consumption, and second, which portion of the consumption can be shifted and how the shifted energy consumption distributes over time.



- **Electrical Energy Consumption and Potential Groups**

As data source we used (Infras, TEP, und prognos 2013), (Brunner u. a. 2012), and (BFE 2013), which cover the overall Swiss electricity consumption of the year 2012 broken down to industry, service and business sector. In this research we focus exclusively on the services sector. (Infras, TEP, und prognos 2013) contains a partition along usage groups for the service sector, as shown in Tabelle 2, in which 4 TWh/a for agricultural energy usage are also included in the data.

In the services sector, a remarkable high amount is used for drives and processes (27.5%), which also contains cooling processes such as for freezers and coolers. The other most relevant categories are air conditioning (26.6%) and illumination (23.9%).

From an energy point of view a finer partition makes sense. Further, with the premise that neither comfort nor process security are impaired by DR, the following potential groups are suitable for load shifting:

- Specific industry/service processes
- Process heating
- Air conditioning (cooling)
- Ventilation
- Room heating
- Water heaters
- Process cooling
- ICT
- Compressed air
- Pumps for heating

Tabelle 2: Partition of the energy consumption (2012) in the Swiss services sector according to usage groups (from (Infras, TEP, und prognos 2013))

Usage groups	Energy consumption [GWh/a]
Total	17'300
Drives, processes	4'750
Process heating	640
Air conditioning	4'610
Room heating	940
Water heaters	220
Illumination	4'140
ICT	1'140
Others	860

It is important to clearly distinguish between energy saving measures and time-flexibilisation of energy demand. The latter means load shifting in time with a potential slight increase of energy (without comfort loss) or energy consumption reduction (with a potential cut-back in comfort). The first comprises measures such as switching off unused devices or dimming illumination according to necessity; and only has indirect influence on DR, because it only influences the amount of the (maybe shiftable) consumption.

Out of many proposed DR methods (Albadi und El-Saadany 2007), with the premise of no comfort loss, we focus exclusively on load shifting (and not peak-clipping, load curtailing, etc.). It allows making use of electrical energy when it is available in excess and therefore energy prices are low. From a DSO point of view the energy demand can be stimulated by definition of price levels corresponding to energy availability.

To find the realizable LSP – called technical potential –, we use the method according to (Bits to Energy Lab u. a. 2012), with modifications.

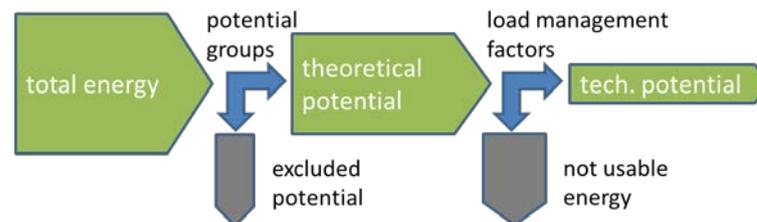


Abbildung 1: Method to derive the realizable load shift potential, according to (Bits to Energy Lab u. a. 2012)

It applies the following criteria to find groups with load shifting potential:

- The load or consumer has some type of storage. It makes no difference if this storage is a built-in part of the consumer, or if the physical system around the load represents the storage.
- The load or consumer is interruptible or deferrable, and the interruption or deferral only leads to no or only negligible restrictions in the production process.

According to these criteria, we have to detail some of the groups defined by (Infras, TEP, und prognos 2013), because not all of their applications have the same LSP: “Drives, processes”, “Air conditioning”, and “ICT”. The groups “Illumination” and “Others” have no or a negligible LSP, because lighting is not shiftable without comfort loss. Different to (Bits to Energy Lab u. a. 2012), we also omit the LSP for emergency power systems (UPS systems, emergency generators) because we consider them as non-shiftable. In the group “ICT” we can expect a LSP for big data centres, which is not considered by (Bits to Energy Lab u. a. 2012). We then scale the energy consumption data from (Bits to Energy Lab u. a. 2012) with the currently available data for 2012 in (Infras, TEP, und prognos 2013) and assign them to the industry and the services sectors (as defined in (Bits to Energy Lab u. a. 2012)). This gives the theoretical achievable potential sorted by the different potential groups, shown in the left part of Tabelle 3.

• Derivation of the Technical Potential

The technical potential is defined as the shiftable part of the total load and the possible shifting duration. The load management factor (LMF) is defined as the percentage of the total load of a potential group that is available as shiftable load. This includes buffering effects and dependencies on business processes (per assumption, we allow no compromises in comfort). Basically, we use the load management factors given in (Bits to Energy Lab u. a. 2012), but distinguish between industries and services sector. Main differences are explained as follows:

- A considerable part of process cooling is used to cool food (Bits to Energy Lab u. a. 2012, 268) and must therefore not be switched off at any time. This leads to a reduction of the LMF from 85% (industries) to 80%.
- The group “Specific industry/service processes” is very heterogeneous. (Bits to Energy Lab u. a. 2012) estimates an overall LMF of 10%. We assume that specific processes in the industries are less shiftable than those in the services sector, so we use 5% for industry and 20% for the service sector, respectively.
- Room cooling can be used for DR as long as it is not coupled to some production process (as in a cleanroom or an operating theatre). We assume that for the services sector, a higher percentage is coupled to processes (especially in the medical field) and thus non-shiftable, so we assume 70% instead of 80%.



Table 3: Theoretical energy amounts of the potential groups (calculation with modifications from original literature), their LMF and technical potential for industries and services sector (from (Bits to Energy Lab u. a. 2012, 270–74), modified).

Potential group	Theoretical potential [GWh/a]	LMF industries [%]	LMF services sector [%]	Technical potential services sector [GWh/a]
Total	11'390			6'070
Drives, processes				
Process cooling	1'300	85	80	1'040
Compressed air	70	20	75	53
Specific service sector processes	4'160	5	20	832
Process heating	620	15	15	93
Air Conditioning				
Room cooling	930	80	70	651
Ventilation	1'870	22	75	1'402
Pumps heating	820	100	100	820
Room heating	940	100	100	940
Water heaters	220	25	25	55
ICT				
Data centres	460	20	40	184

- We add "ICT" as potential group, because a considerable amount of electricity is used in data centres. In the industry sector, data centres and servers have to be available all the time during production hours, which results in a load management factor of 20%. In the services sector however, reducing the power of a data centre is feasible (it would lead to longer computation times e.g. for a search request), so we assume a load management factor of 40% (Aebischer u. a. 2003) (anticipates energy savings of 40% - 50% by switching off big data centres if they are not used).
- We do consider neither UPS systems nor emergency generators as shiftable loads. On the one hand, the batteries of UPS systems must always be full, so their charging process cannot be shifted. On the other hand, even if emergency generators are operational at any time, they are not loads, but energy supplies.

Table 3 lists the LMFs for both industry and services sectors and the technical potential for the services sector for all potential groups.

• **Temporal Behaviour of the Potential Groups**

In a second step, the temporal behaviour of each potential group is characterized. As the services sector works all year round, most of the potential groups are in use 52 weeks per year. Only groups related to heating are reduced to 39 weeks, and cooling to 6 weeks (according to (Bits to Energy Lab u. a. 2012, 266)). This is important because the LSP of such a potential group is not available for some weeks in the year, but higher in the remaining weeks. The consumption of the potential groups can also be split up among the seasons. We treat spring and fall the same, and as above only potentials related to heating and cooling are distributed asymmetrical during the year, see

Table 4.



Tabelle 4: Yearly usage and season factors of the potential groups (from (Bits to Energy Lab u. a. 2012, 266), modified)

Potential group	Usage [week/a]	Season factor [%]		
		summer	spring/fall	winter
Drives, processes				
Process cooling	52	30	50	20
Compressed air	52	25	50	25
Specific service sector processes	52	25	50	25
Process heating	52	25	50	25
Air Conditioning				
Room cooling	6	100	0	0
Ventilation	52	25	50	25
Pumps heating	39	0	66	34
Room heating	39	0	40	60
Water heaters	52	25	50	25
ICT				
Data centres	52	25	50	25

Other than (Bits to Energy Lab u. a. 2012), we consider only the services sector, so we changed some season factors as follows:

- For room heating, (Bits to Energy Lab u. a. 2012) uses 10% for summer, 50% for spring/fall, 40% for winter. Given that in rooms of the services sector, generally more people are present than in the industries, no heating is necessary in summer and less in spring/fall. So we use 0%, 40%, 60%, respectively.

The energy consumption of the services sector also depends on the weekday. Different to (Bits to Energy Lab u. a. 2012), we distinguish, as stated above, between industry and services sector and between weekdays, Saturdays and Sundays. Our factors (relative to consumption on a weekday) are listed in

Tabelle 5. The factors include energy saving measures such as switching off some devices during weekends (because then these loads are not available for shifting). We assume that in the services sector, activity on Saturdays is 80% compared to weekdays, on Sundays 20%.

For the most part process cooling is used to cool food (Bits to Energy Lab u. a. 2012, 268) and must therefore not be switched off during weekends. For process heat this is different: we assume that due to energy savings measures, HVAC (heating, ventilation, air conditioning) is reduced while no personnel is on the premises. Big data centres also are not as busy on weekends as on a weekday. Based on these considerations, we use the numbers in Tabelle 5 as weekday factors.



Tabelle 5: Day/night factors of the services sector potential groups (from (Bits to Energy Lab u. a. 2012, 268), adapted)

Potential group	Day/night factor [%]		
	Weekday	Saturday	Sunday / night
Drives, processes			
Process cooling	100	100	100
Compressed air	100	80	20
Specific service sector processes	100	80	20
Process heating	100	80	20
Air Conditioning			
Room cooling	100	80	20
Ventilation	100	86	30
Pumps heating	100	100	20
Room heating	100	95	75
Water heaters	100	80	20
ICT			
Data centres	100	95	75

For a complete temporal load model we need also to distinguish between day and night. As proposed in (Bits to Energy Lab u. a. 2012), we divide the 24h-day in two parts, day and night of 12 hours each. During the night, we assume the same factors as for a Sunday. While the 12-hour-day is realistic (or even too short) for shops or leisure facilities, offices usually have shorter hours. By using 12 h nevertheless, we compensate shift-work and unusual work schedules.

Further details about LSP realisation are left open at this point. We assume that DR will replace direct load control used today, in order to get a complete picture. Therefore, we do not introduce a reduction factor for direct load control in contrast to (Bits to Energy Lab u. a. 2012, 277).

With the time shift model available on the one hand and the load management factors (and thus the technical potential) on the other hand, we still are missing a piece of information to be able to simulate load shift: We need a model about the possible duration of the delay and the necessary pre-announcement time.

This shifting potential vs. time according (Bits to Energy Lab u. a. 2012) is shown in Abbildung 2. In addition to the pre-announcement interval t_{pre} , the curve contains a „minimal time“ t_{min} , which is the interval during which the load can be shifted without loss of comfort, and a “maximal time” t_{max} , which gives the longest possible shifting interval (i.e. after this time, the load must be supplied with energy again). The case without pre-announcement can be treated the same, with an announcement time t_{pre} of zero. For simplicity we only shift loads to a later point in time, never to an earlier one in our calculations. As we will look at the total SSSB energy sum over the whole year or season, this makes no difference in the compound figures. Therefore in this paper we do not take into account the well-known “rebound effect”.

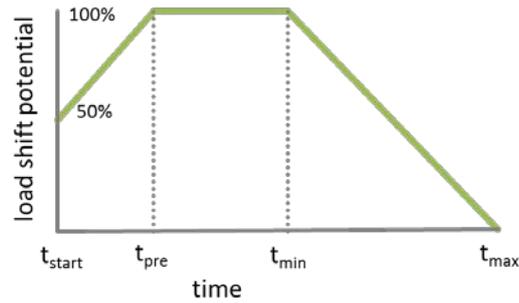


Abbildung 2: Model for the potential of the load shift times, with pre-announcement

The pre-announcement times t_{pre} have been evaluated in detail by (Bits to Energy Lab u. a. 2012) and are used in this paper with some adjustments:

- No specific reference values can be found for data centres, so we have estimated them using (Aebischer u. a. 2003). As shifting the load means only a reduction of computing power, it can be done during a longer period.
- For heating pumps we have reduced the numbers of (Bits to Energy Lab u. a. 2012) by 50%, because such pumps need to manage the thermal reservoir partly also when the heating is not used.

The resulting values are listed in Tabelle 6.

Tabelle 6: Adapted load shift times (after (Bits to Energy Lab u. a. 2012, 276))

Potential group	Minimal time [minutes]	Maximal time [minutes]	Pre-announcement time [minutes]
Drives, processes			
Process cooling	60	240	0
Compressed air	0	30	0
Specific service sector processes	30	180	30
Process heating	30	180	30
Air Conditioning			
Room cooling	15	60	0
Ventilation	15	60	0
Pumps heating	120	240	0
Room heating	240	480	0
Water heaters	60	180	0
ICT			
Data centres	60	120	15

(Bits to Energy Lab u. a. 2012) suggests prolonging these intervals during weekends and nights, because reduced personnel on site means less energy consumption (e.g. for ventilation). Therefore we added the following intervals to the minimal time and the maximal time (cumulative):

- plus 30 minutes during the night from Monday to Friday
- plus 30 minutes during the day on Sunday
- plus 30 minutes during the night on Saturday and Sunday

Now we can calculate for each point in time and per potential group: (1) the amount of electrical energy consumption and (2) how much of this can be shifted given a trigger and how the energy is shifted over time. Examples of these calculations are given in the results section.



- **Applying Tariff Signals**

The DR-approach we have chosen for our project is to control one building (or several buildings on one site, if the building control system is set up that way). This basic DR cell makes sense in a way that in the service sector this partitioning is also usually the economic basic cell. The building or site reacts autonomously on a given tariff signal in order to minimize its energy costs. In this paper, we list existing and possible tariff signals, categorize them and then select four representative ones for further investigation.

The various tariff models for DR found in literature (see overview in (Domigall, Albani, und Winter 2013)) can be divided into two main groups: incentive based and price based programs. For our project, we only examined price based ones.

TSO and DSO want to encourage energy consumption when there is plenty of supply (e.g. from renewable sources as wind or solar radiation) and energy savings during times when less energy is produced. This situation is already reflected in the electricity wholesale price, so one of the logical tariff models is to charge the end-customer fluctuating prices reflecting the real cost of electricity in the wholesale market. This is called real-time pricing (RTP). Because the wholesale prices are defined on the day ahead, also the RTP price signal can be announced on a day-ahead or hour-ahead basis. In this regard, it is important to note that RTP is not the same as prices from a real-time energy exchange, where energy prices are negotiated on short notice between the participants of the energy stock exchange. In order to boost the load shifting effect, the tariff signal could be modulated to amplify fluctuations, as described e.g. in (Faruqui und George 2005). We include a tariff signal with quadratic coupling to the load profile after (Gunzinger 2013) and call it RTP+. Such a signal also reflects higher costs for load peaks due to generating power restrictions

The price signal that is used nowadays in most parts of Switzerland assumes that there is excess energy during the night, so the tariff system depends on the time of day of energy usage, with a lower nightly tariff. Such tariff systems are called time of use (TOU). They could involve more levels (6 have been tested in (iSMART 2014), different tariffs according to season, weekdays etc. To be able to estimate the effect of DR in the current tariff situation in Switzerland, we include into our simulations a simple TOU model with 2 levels, independent of the season and with same times on Monday to Saturday (Sunday on lower level).

TOU models as the above do not stimulate load-shifting according to a variable energy production, because there is no short-term variability in the tariff. Critical peak pricing (CPP) includes such an element. It is based on a flat or TOU tariff model and adds a peak tariff that is valid only for short periods of time (e.g. between 15 min. and 2 hours) and announced on relatively short notice (e.g. the day before). However, the price for the peak tariff and its maximal duration and frequency are fixed and communicated in the contract. Such a tariff model is only moderately complex to implement (most of the existing infrastructure in Switzerland can already handle three price levels), but allow the DSO to give incentives for load-shifting. We include into our simulations a CPP tariff based on a two-level seasonal TOU tariff and call this tariff model CPP+.

The four tariff models we use for simulations represent a good selection from the wide variety of tariff models: 1) TOU, which is a simple and widespread tariff, 2a) and 2b) as two versions of RTP, which are at the opposite end of the complexity scale (one with linear, one with quadratic coupling to the price signal), and 3) a CPP based on a two-level tariff, which represents a compromise between technical simplicity and flexibility for incentives.

To be able to compare the results, we have designed the detailed prices for each tariff model such that the total energy cost – for end users and DSO – is kept constant compared to the initial situation with no load shifting, using standard load profiles. Additionally, we assumed the following:

- *Possible price changes because of changed user behaviour with modified energy demand due to DR are not fed back into the models.*
- *No differentiation is made between grid cost and energy cost, we use a weighted overall sum.*
- *An average energy price of 14.41 Rp/kWh is derived from the 2013 Elcom data (BFE 2013), with mapping the industry and service sector tariff user groups C1-C7 to the total energy consumption of each user category as described in (Bits to Energy Lab u. a. 2012, 124).*

- Energy shifting is considered as free, the cost of additional arising energy storage is neglected.

The resulting tariff models and their detailed parameters can be found in Tabelle 7.

Tabelle 7: Cost neutral price models for DR

<p>RTP^a</p>	<p>Real Time Pricing</p> <ul style="list-style-type: none"> • Variable tariff signal with linear coupling • Complexity high • Incentive low 	<p>RPT+^b</p>	<p>RTP spread</p> <ul style="list-style-type: none"> • Variable tariff signal with quadratic coupling • Complexity high • Incentive medium
<p>TOU^c</p>	<p>Time of Use</p> <ul style="list-style-type: none"> • Double tariff with long term stability • Complexity low • Incentive low 	<p>CPP+^d</p>	<p>Critical Peak Pricing</p> <ul style="list-style-type: none"> • Variable double tariff with two critical peaks • Complexity medium • Incentive high

^a Load profiles according to (Gunzinger 2013)

^b Based on RTP and quadratic coupling

^c Low tariff (LT) 9.75 Rp/kWh, high tariff (HT) 17,72 Rp/kWh

^d Peak duration winter 2 h, summer 1.5 h, tariff spread factor: 1.5 x HT

Winter: LT 9.75 Rp/kWh, HT 17.72 Rp/kWh, Peak 26.80 Rp/kWh

Transient: LT 8.84 Rp/kWh, HT 16.08 Rp/kWh, Peak 24.12 Rp/kWh

Summer: LT 7.86 Rp/kWh, HT 14.90 Rp/kWh, Peak 21.44 Rp/kWh

With these four tariff models we have calculated the achievable energy cost savings in the service sector, based on the LSP presented in section “Load Shift Potential”. A promising tariff candidate with moderate communication and infrastructure requirements is the Critical Peak Pricing (CPP) based on a Time Of Use (TOU) double tariff with two critical peaks per day, called CPP+. Price levels usually vary per season. For our initial calculations, we assumed a moderate critical peak price of only 1.5 x the price of the higher TOU tariff level. In literature, spreads up to a factor 10 are reported ((SUPSI, BFH, und Bacher Energie AG 2014), (Kaufmann, Künzel, und Looock 2013), (Faruqui und Sergici 2010)), to gain relevant load shift incentives.

Results

• Roll-out Scenarios

As a first result, we can use the data of (Bits to Energy Lab u. a. 2012) regrouped according to the size of the sites and derive roll-out scenarios. The total electrical energy consumption of the service sector in Switzerland in 2012 is 16 TWh ((Infras, TEP, und prognos 2013), (Brunner u. a. 2012) and (BFE, 2012)) – about the same amount as in the industrial sector. The number of sites within defined ranges of energy consumption can be derived from (econcept AG und EnCT GmbH 2009). The distribution of the cumulated annual energy consumption vs. the cumulated number of service sector sites is shown in Abbildung 3. Under the assumption that the LSP is proportional to the energy consumption of a site, this data shows that 50% of the total load shift potential (LSP) can already be realized by addressing only 1.7% of all service sector sites.

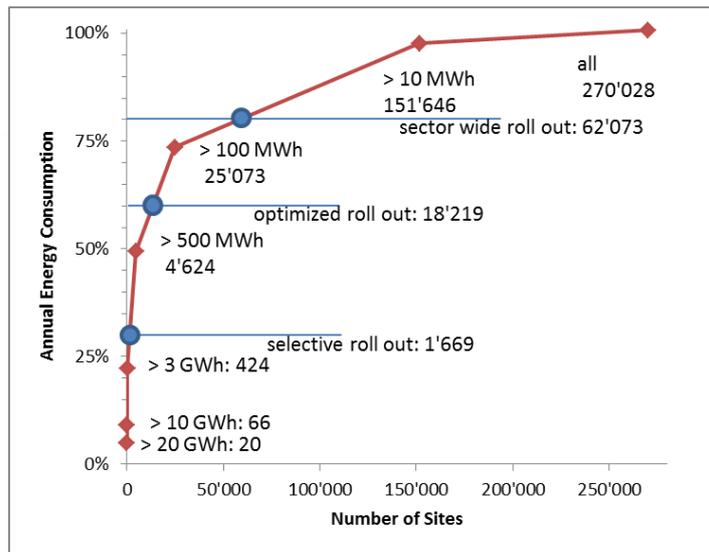


Abbildung 3: Cumulated energy consumption vs. consumption size categories

Based on this, we consider three potential roll-out scenarios for DR until 2035. This timespan matches the currently discussed energy perspectives (Prognos AG 2012) of Switzerland. For each roll-out scenario, we propose how many buildings of which electricity consumption level have to be equipped with DR infrastructure. As shown in Tabelle 8, the DR LSP could be realized to a remarkable share of 65% if only 7% of all service sector sites are included (scenario "Optimized").

Tabelle 8: Roll-out scenarios

	Selective	Optimized	Sector Wide
Realized LSP	1.8 TWh/a 30 % ^a	4.0 TWh/a 65 % ^a	4.9 TWh/a 80 % ^a
Number of Sites	1'669 0.6 % ^b	18'219 7 % ^b	62'073 23 % ^b

^a of full LSP of 6.1 TWh/a

^b of all 270'028 utilities (SSSB)

• **Load Shift Potential**

The simulation of the LSP – according to the methodology described above – for all usage groups, separated for weekdays/Saturdays/Sundays and for each season, leads to the results in Abbildung 4. It shows the profiles of the LSP power vs. the possible shift duration, for an average weekday, Saturday and Sunday in each season (the Sunday profiles are also valid for nights).

We observe significant seasonal and intraweek differences of the technical LSP. In summer the technical LSP power peak (dominated by air conditioning), is 45% higher than in winter, but available only for 15 to 60 minutes. Note that cooling is calculated only for 6 weeks in summer, so the LSP of a mid-summer day shows a high peak, which is not available for all 13 summer weeks. In winter the LSP is dominated by room heating loads. Therefore a time shift in the range of several hours is feasible, but with a lower power level.

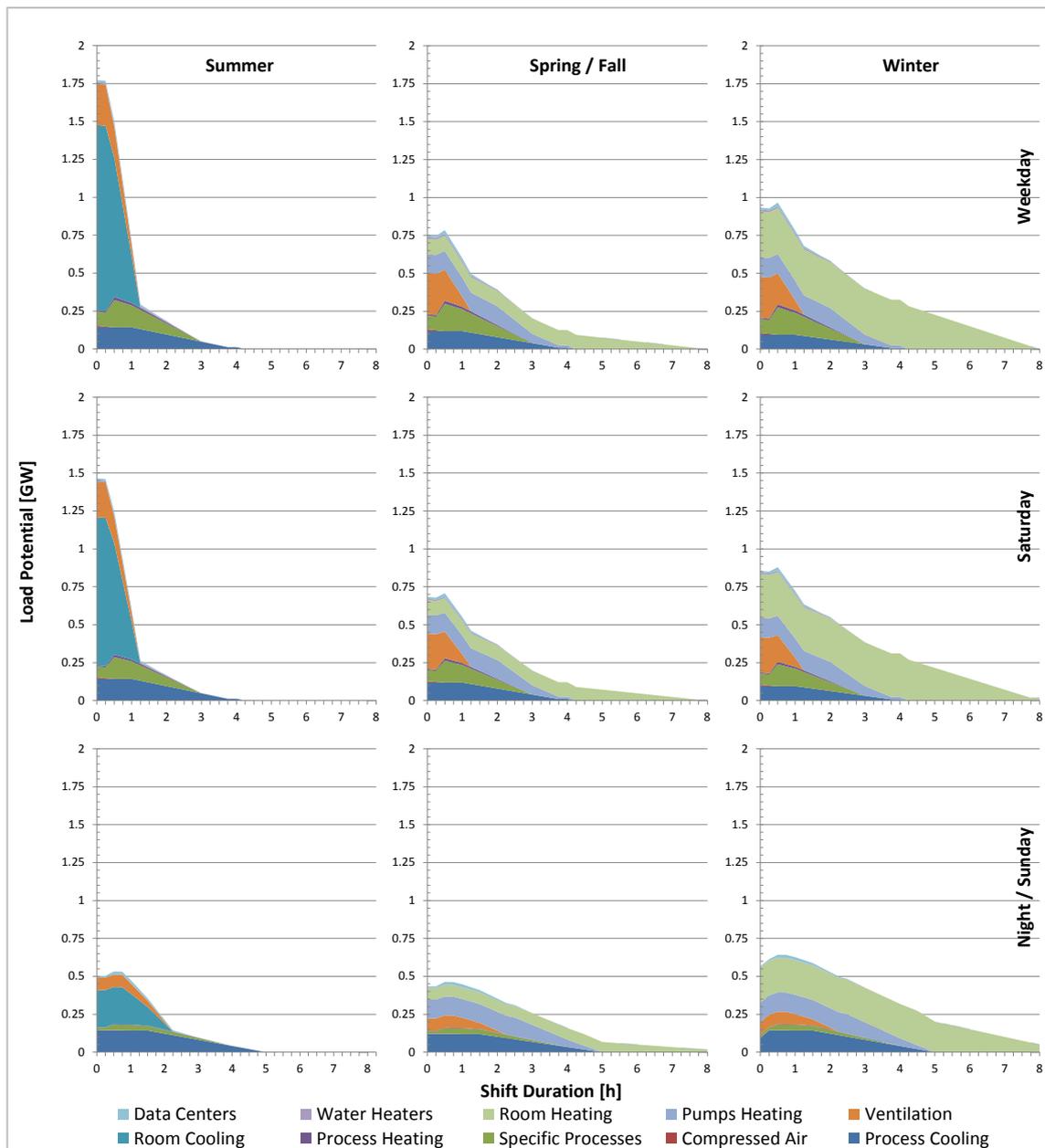


Abbildung 4: Achievable load shift potential, split into usage groups, for a typical day of each season and week-day category. Sunday profiles are also valid for nights.

- **Effect of DR on Peak Consumption**

To assess the economic viability of the DR we calculated the user benefit for the four tariff models described in the previous section. First we applied a specific tariff signal to the LSP and calculated the resulting energy cost. Then we shifted the energy consumption within the limitations given by the LSP curves, starting at the beginning of the peak pricing period, and applied the tariff model to the new LSP profile. The cost difference between initial energy cost and load shifted energy cost is defined as load shift profit.

We used the prices as listed in Tabelle 7 and its footnotes, and made the following assumptions:

- Total load profiles are taken from (Gunzinger 2013) for summer and winter season. For spring and fall, no separate data is available, therefore we used the average of summer and winter profiles.



- Time resolution of the data is 15 minutes.

As an example, the peak flattening and broadening effect by using DR driven load shifting is shown in Abbildung 5 for a CPP+ tariff model with a price spread of factor 1.5 and the roll-out scenario “Optimized”.

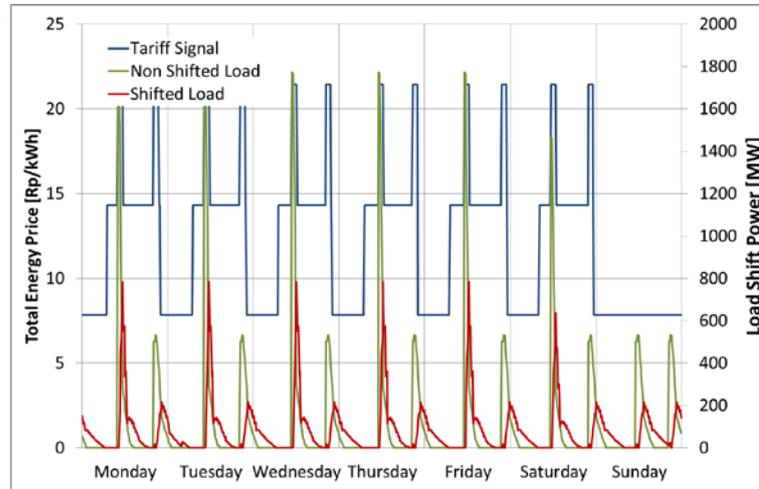


Abbildung 5: Sample load, non-shifted and fully off-peak shifted. Responding to CPP+ tariff, for optimized roll-out scenario in summer time

- **Financial Load Shift Benefit**

For the different size categories of utility sites, we calculated the expected financial benefit of load-shifting for each proposed tariff model per site. The results are displayed in Abbildung 6 and show that especially sites with high energy consumption can profit from DR substantially, but for all site sizes, CPP+ results in the highest financial load shifting benefit.

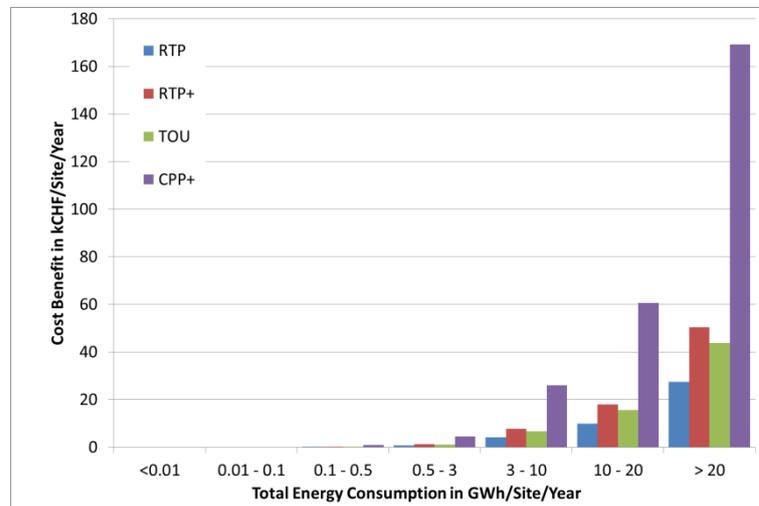


Abbildung 6: Cost benefit per site and year for different total annual energy consumption categories per site with the optimized roll-out scenario

Discussion

In this paper iHomeLab has deduced the LSP for SSSB from existing energy consumption data. Our calculations show that the LSP for the service sector is higher than the one for the industry sector, with 20% of the energy consumption compared to 13%, given that the compound annual electrical energy consumption is of the same order for both sectors. The reason can be found in the fact that the services sector has less non-shiftable energy-intensive processes. Further we have shown that the distri-



tribution of site sizes and their associated LSP allow a highly cost-effective roll-out scenario. The Pareto principle is valid here too – i.e. targeting the biggest site sizes only, a prominent portion of energy consumption can be shifted already. The fact that most big sites nowadays are already equipped with the necessary building control systems and smart meter infrastructure again increases the financial benefit.

Modelling in more detail the LSP, we derived that it varies significantly per season, weekday and time of day. As expected, thermal loads offer the biggest potential for load shifting. In summer, these are ventilation and air conditioning, while in winter, it is the room-heating. Based on the load-shift characteristics of the relevant supplies, the total shift duration is much longer in winter than in summer. Moreover, smart load shifting distinctly flattens consumption peaks. This leads to more stability in the overall grid, and therefore also less necessity for grid expansion and upgrading. These findings are important for the residential sector too, because there, similar thermal loads are in use, like room and water heating and cooling. Moreover, the method of calculating the LSP for weekdays and seasons can be applied to the residential sector too, once the necessary fine-grained statistical energy usage data is available.

Providers of electricity and electrical energy services currently have a top-down approach to deal with peaks (direct load control or pooling). Our approach is bottom-up, based on sites, with price-induced load-shifting, and thus does not rely on enforcement, but on cost benefits. This will change the energy landscape, but of course, the pricing still lies within the power of the DSO and TSO.

Looking back critically to our research presented in this paper, we have made some assumptions, stated explicitly in the text above. These assumptions on the one hand limit the generality of the results, on the other hand lead to representative quantitative findings and also open the door for succeeding research work. We have used some LMF and arrangements of the potential groups different than those in literature (see “Data & Methodology”) because, to the best of our knowledge, no studies are available yet that target specifically our field of research, the Swiss service sector. To derive data for the services sector for 2012, several statistical sources were combined carefully. With a look at (Infras, TEP, und prognos 2013), our data is consistent. We have assumed that the mix of potential groups is homogenous among sites of different sizes. Of course, this is true for statements about the total summed electricity consumption in SSSB of Switzerland. If the focus is set to a specific single building, the actual mix of the available potential groups has to be taken into account and applied for LSP calculation. For the calculations we assumed the reduction of the weekday energy consumption to 80% on Saturdays, respectively 20% on Sundays. This has to be proven by additional specific research or studies. For financial benefit calculation we defined several specific tariff models: we parametrized the tariff models such that the total non-shifted energy consumption cost is cost-neutral. Even with this very conservative approach and small tariff spreading, remarkable effects were shown. Sensitivity analysis of tariff parametrization can be carried out in further research. Also, local production and storage has been considered for the total service sector in sum and not for a single building. For increasing directly energy autonomy of a single building, this can be studied separately in further research, as indicated in last phase research of (SUPSI, BFH, und Bacher Energie AG 2014) in order to flatten local grid bottle-necks.

In experiments with real-time energy market and real-time energy tariff models, oscillation effects of loads and tariffs have been reported (e.g. (PowerMatching City 2014b)). Although our approach uses a pre-defined price signal and does not include such short-time price adaptations, a feedback to the DSO about the expected energy consumption is foreseen. It has to be proven in practice that this coupling effect does neither prevent the proposed DR model from flattening the peaks nor lead merely to a peak shifting.

With the TOU or flat tariffs currently in effect, building control systems optimize costs by minimizing energy consumption, by switching loads “as late as possible” before effective use. With the results of our research, these systems can react to variable tariffs and still optimize costs. This will not minimize energy consumption, but rather shifts the electricity consumption towards times with high availability – without compromising comfort. Thus, it facilitates balancing energy consumption with the production.

DSOs in turn need to develop new tariff models helping them to flatten load peaks and to stabilize the grid effectively. This entails new products for balancing energy. The WARMup project (Misurio AG 2013), which does research in this field and pools local storage, is still running and might yield inter-



esting results. However, it still uses a top-down approach and targets the currently available products for balancing energy. We consider the current definition (where balancing energy must be available at all times) as too rigid for SSSB and residential buildings with local renewable production and storage. New products must be more flexible in order to stimulate the switch from “production follows consumption” to “consumption follows production” actively. This is also a chance for a new allocation of roles in the energy landscape, by including renewable energies, while conserving the energy producers’ flexibility to guarantee the energy supply stability.

In the SSSB, with few installations a lot of experience can be gained. In the residential sector the market currently is bustling with several big companies boosting home automation (Google Nest, Apple HomeKit, and Samsung SmartHome). Moreover, data communication will be facilitated in near future by the glass fibre network roll-out pushed all over Switzerland also by the DSOs. Our research represents a remarkable contribution to this very active field of “smart homes” and consumer building control systems, and our results and methods presented in this paper can be transferred to the residential sector for the upcoming introduction of DR.

Acknowledgments

Without the expert knowledge and financial support of our partners from BFE, BKW, MeteoSchweiz, Siemens and Swissgrid, this work could not have been realized. These partners represent a complete set of stakeholders in the field of DR and therefore give iHomeLab a unique chance to study the LSP of SSSBs in Switzerland in depth.

4. Technisches Konzept

Das Gesamtprojekt umfasst eine vielschichtige Sichtweise auf das Thema Demand-Response in der schweizerischen Energielandschaft. Es werden gesamtschweizerische Betrachtungen angestellt. Im vorliegenden Kapitel hingegen konzentrieren wir uns auf einzelne Gebäude in den Themen Modellierung und Simulation und präsentieren so ein technisches Konzept für die Realisierung von Demand-Response.ch.

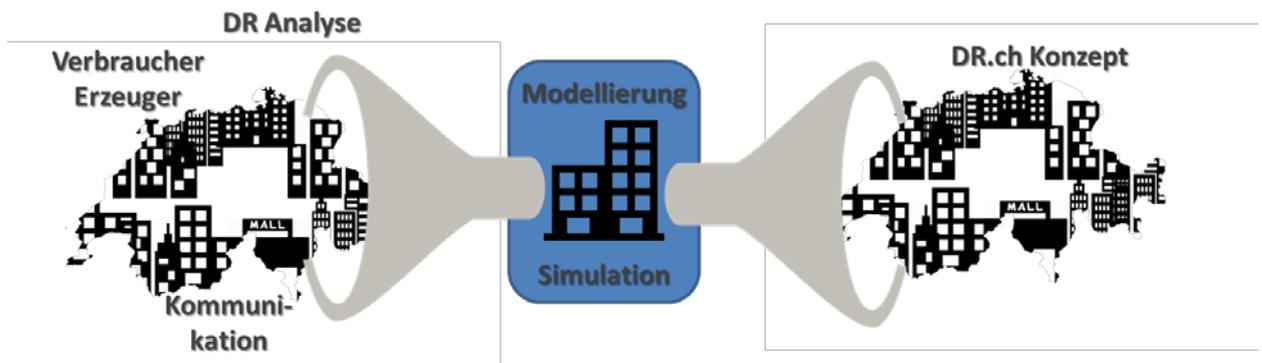


Abbildung 7: Fokus der einzelnen Kapitel zueinander und im Gesamtprojekt Demand-Response.ch

Das Projekt wird dann mit einer Synthese der vorliegenden Resultate abgeschlossen, wobei dort der Fokus in der Schlussfolgerung auf die Auswirkung der Forschungsergebnisse auf die einzelnen Stakeholder und die Energielandschaft Schweiz gelegt wird.

4.1. Modellumgebung / Framework

Im Demand-Response-Projekt haben wir die folgenden Punkte als Randbedingungen für das zu entwickelnde Framework aufgestellt:

- Es sollen die Sicherheitsmerkmale des Gebäudeleitsystems berücksichtigt werden, also nicht übersteuern.
- Im Notfall soll das System einfach abgeschaltet werden können, so dass das Gebäudeleitsystem ohne DR automatisch stabil weiterläuft.
- BMS soll Siemens Desigo sein (falls möglich, soll jedoch das System einfach auf andere BMS umgestellt werden können)
- Es darf kein detailliertes Gebäudemodell (mit jedem Raum) voraussetzen.
- Es soll einfache, klare Schnittstellen haben, mit Klartext-Datenformaten („human-readable interfaces“)
- Es soll mit verschiedenen Optimierern arbeiten können.
- Es soll mit echtem Gebäude wie auch mit einem Modell arbeiten können.
- Es soll Simulationen in einem „Batch-Modus“ abarbeiten können.
- Die Daten für die Simulation sollen zentral abgelegt und somit wiederverwendet werden können.
- Es soll skalierbar sein.
- Die Berechnungen sollen mit einem Voraussage-Horizont von 24 h laufen.

Dadurch ergibt sich eine modulare Architektur mit auswechselbaren Bestandteilen und einfachen, textbasierten Schnittstellen.



Die folgenden Abschnitte beschreiben zuerst grob die Architektur, dann die Schnittstellen. Danach gehen sie noch genauer auf die Unterschiede zwischen der Simulation und der Steuerung eines echten Gebäudes ein.

4.1.1. Module

Das System besteht grob aus folgenden Modulen:

- **WeatherReader:**
Liest Wetterdaten von einem Wetterdienst (in unserem Fall vom FTP-Server von MeteoSchweiz), wandelt die Daten in ein einheitliches Format um und speichert sie lokal. Das Modul kann vorgängig auch prüfen, ob die vorhandenen Daten noch aktuell genug sind oder ob es nötig ist, den Online-Dienst aufzurufen. Wetterdaten werden üblicherweise nicht häufiger als stündlich aktualisiert, die bei uns verwendeten bei MeteoSchweiz nur zwei Mal täglich. Dadurch wird Download- und Rechenzeit gespart.
- **TariffReader:**
Liest Tarifdaten vom Stromversorger (in unserem Fall – da noch kein solcher Dienst existiert – von einem File), wandelt die Daten in ein einheitliches Format um und speichert sie lokal, damit für die nächsten Stunden gültige Daten vorhanden sind.
- **BuildingReader** (nur benutzt, wenn ein reales Gebäude gesteuert wird):
Kann Werte aus einem Gebäudeleitsystem (in unserem Fall Siemens Desigo) auslesen und in ein einheitliches Format umwandeln. Dies können etwa Temperaturen oder Schaltzustände sein, aber auch Wochenpläne oder Gebäudebelegungsdaten (sofern das Gebäude diese zur Verfügung stellt). Dazu werden BACnet-Objekte (ASHRAE 2005) via einen OPC-Server gelesen, dh. das Modul könnte mit geringfügigen Änderungen auch für andere Gebäudeleitsysteme verwendet werden, welche auf BACnet basieren.
- **BuildingWriter** (nur benutzt, wenn ein reales Gebäude gesteuert wird):
Kann Werte in ein Gebäudeleitsystem (in unserem Fall Siemens Desigo) übermitteln, z.B. Solltemperaturen o.ä. Auch hier geschieht die Kommunikation über OPC und BACnet.
- **SimulatedBuildingWrapper** (nur benutzt, wenn ein Gebäude simuliert wird):
Wird benutzt, um eine Gebäudesimulation zu starten. Das Modul liest Eingaben von definierten, standardisierten Files, simuliert damit das Verhalten des Gebäudes während einer definierten Zeitspanne und speichert den neuen Zustand des Gebäudes wieder in ein File.
- **Optimizer:**
Liest die vorbereiteten Wetter-, Tarif- und Gebäudedaten, leitet daraus optimale Anweisungen ans Gebäudeleitsystem ab, ebenso den dadurch verursachten voraussichtlichen Stromverbrauch, und speichert beides in einem einheitlichen Format. Durch den modularen Aufbau des Systems können verschiedene Optimizer auf einfache Art ausgetauscht werden (mehr zu den verschiedenen Optimizern siehe Kap. 4.3).
- **Steuerung:**
Ein zentrales Modul, welches die anderen reihum nach einem festgelegten Plan aufruft. Es gibt davon zwei Varianten, nämlich eine für den Betrieb im realen Gebäude und eine für Simulationen, mit einem simulierten Gebäude.

Aus dieser Aufteilung ist einleuchtend, dass das System sehr einfach auf andere Gegebenheiten angepasst werden kann: Um einen anderen Wetterdienst verwenden zu können, reicht es, einen anderen WeatherReader zu verwenden. Oder falls im Gebäude ein anderes Gebäudeleitsystem installiert ist, müssen nur BuildingReader und BuildingWriter ausgewechselt werden.

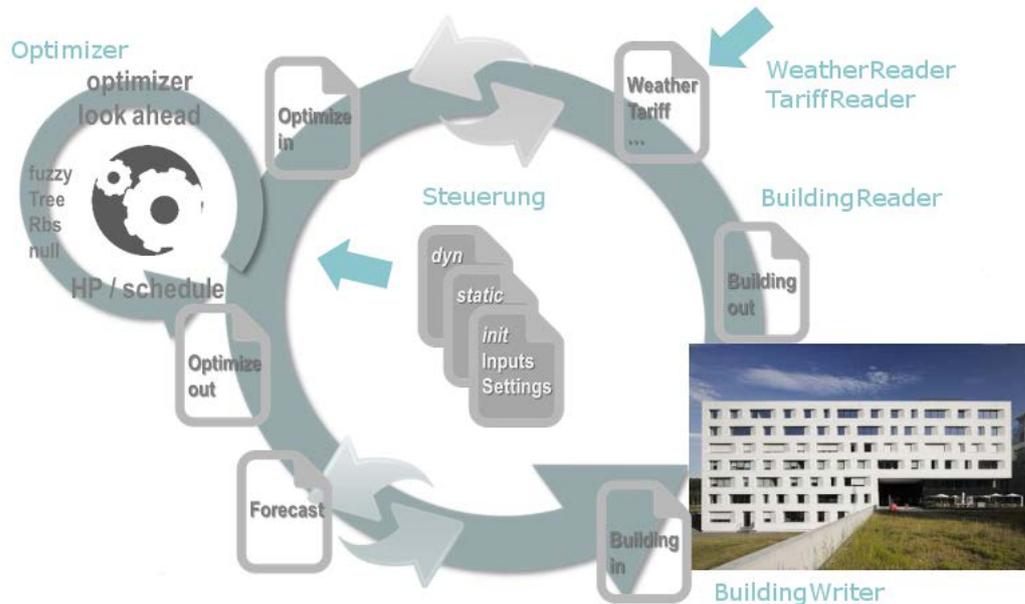


Abbildung 8: Module und ihre Zusammenarbeit im Steuerungskreis

Beim BuildingWriter ist wichtig zu erwähnen, dass wir nicht einzelne Ventile oder Regler steuern, sondern auf höherer Ebene eingreifen. In den meisten durchgeführten Simulationen gehen wir davon aus, dass wir die Wärmepumpe steuern, welche den Wärmespeicher lädt. Sofern letzterer jederzeit genügend warm ist, ergibt sich für den Rest des Gebäudes keinerlei Unterschied – die Steuerung kann jederzeit die benötigte Wärme aus dem Speicher ziehen, um die Radiatoren oder die Bodenheizung zu erwärmen. Unser System muss sich also nicht um Details des Gebäudes wie etwa Anzahl und Anordnung der Räume etc. kümmern und ist dadurch einfacher. Ausserdem sind unsere Steuersignale von niedriger Priorität und beeinflussen dadurch die Sicherheitsmechanismen der Gebäudesteuerung nicht. D.h. die Steuerbefehle höherer Priorität können „unsere“ Steuersignale übersteuern und damit nach wie vor sicherstellen, dass das Gebäude nicht in einen unerwünschten Zustand gerät.

4.1.2. Schnittstellen

Für die Schnittstellen wurden Textdateien im JSON-Format gewählt. JSON bedeutet „JavaScript Object Notation“ (Bray 2016) und ist ein Datenformat, welches in den letzten Jahren XML und andere Formate mehr und mehr abgelöst hat, weil es sowohl einfach maschinell verarbeitbar wie auch für Menschen gut lesbar ist.

Als Beispiel ein Wetterdaten-File im für DR standardisierten Format:

```
{
  "@class" : "ch.ihomelab.dr.proc.weather.WeatherData",
  "timestamp" : 1388703600000,
  "timestampText" : "20140103T000000",
  "location" : "Lucerne",
  "forecasts" : [ {
    "dateTime" : 1388707200000,
    "timeString" : "2014-01-03 01:00",
    "temperature" : 3.8,
    "windSpeed" : 0.2,
    "precipitation" : 0.0,
    "globalRadiation" : 0.0
  }, {
```

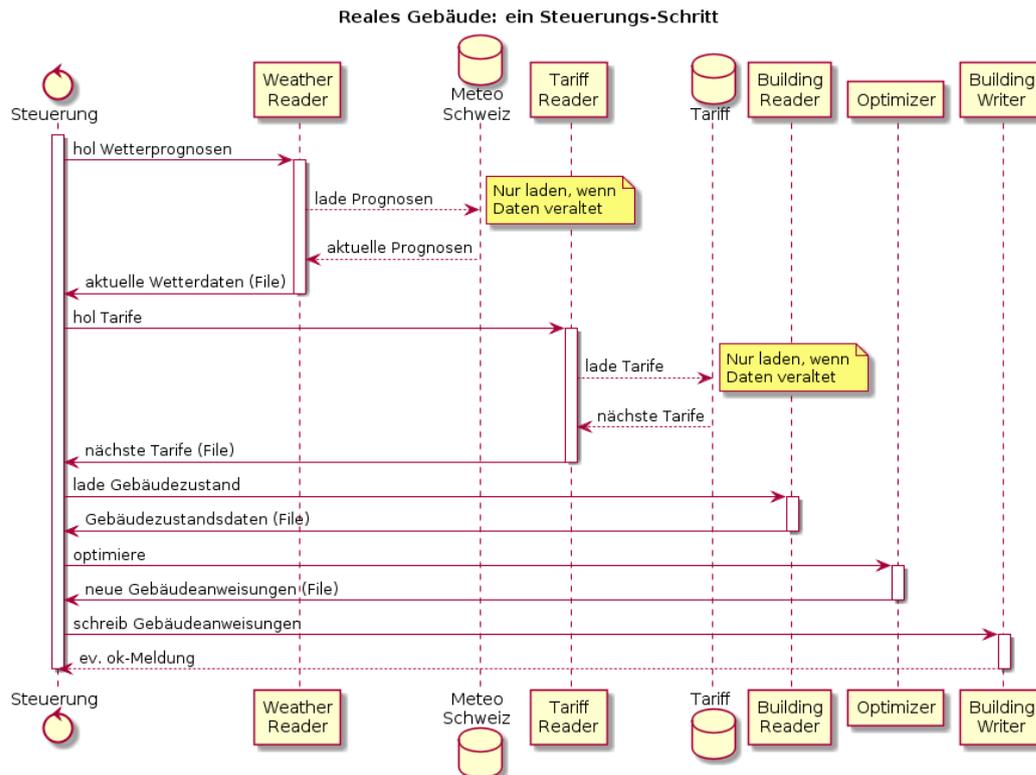



Abbildung 10: Kommunikation zwischen den Modulen beim Einsatz des Frameworks in einem realen Gebäude

Im Gegensatz dazu gibt es bei Simulationen zwei Zeit-Systeme:

- Die Zeit, für welche gerechnet wird, genannt Simulationszeit – dies ist die wichtigere der Zeiten, da sie alle Bezugszeitpunkte bestimmt (Tarif- und Wetterdaten müssen für diese Zeitpunkte geladen werden, etc.)
- Die Zeit, in welcher die Simulationen ablaufen, genannt Realzeit – sie ist nur für die Berechnungsdauer wichtig, etwa um abzuschätzen, wie viele Simulationen in einer Stunde laufengelassen werden können.

Es ist also zum Beispiel möglich, in einigen Minuten oder Stunden Realzeit mehrere Tage oder Wochen zu simulieren (Simulationszeit).

Die Vorbereitung der Daten kann dabei optimiert werden. Wenn mehrere Simulationen laufengelassen werden, ist es nicht nötig, dass jede wieder die Wetter- und Tarifdaten herunterlädt und ins Standard-Datenformat umwandelt. Dies kann stattdessen einmalig vor allen Simulationen gemacht werden.

Dadurch ergibt sich für die zentrale Steuerung ein veränderter Ablauf:

- Vorbereitungsphase (startet jedes Modul einmal für die ganze zu simulierende Zeit):
 - WeatherReader
 - TariffReader
- Simulation (startet die Module im Wechsel, jeweils für den nächsten zu simulierenden Zeitpunkt):
 - SimulatedBuildingWrapper
 - Optimizer

Jede Simulation wird dabei in einem JSON-File konfiguriert. Dadurch ist es möglich, mehrere Simulationen in einem Batch-Modus hintereinander laufen zu lassen.

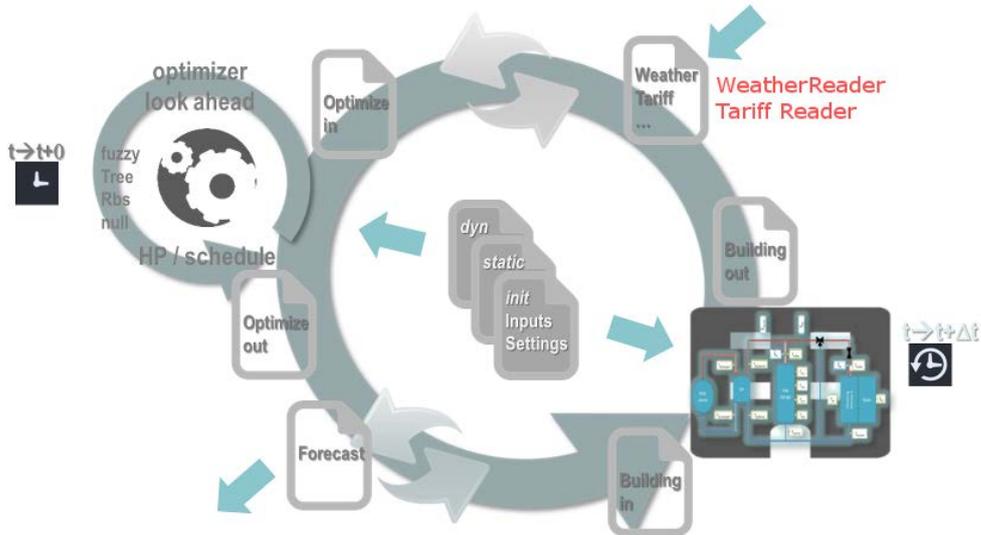


Abbildung 11: Aufruf der Module beim Einsatz des Frameworks mit einem simulierten Gebäude, in der Vorbereitungsphase: WeatherReader und TariffReader 1x für die ganze Simulationszeit

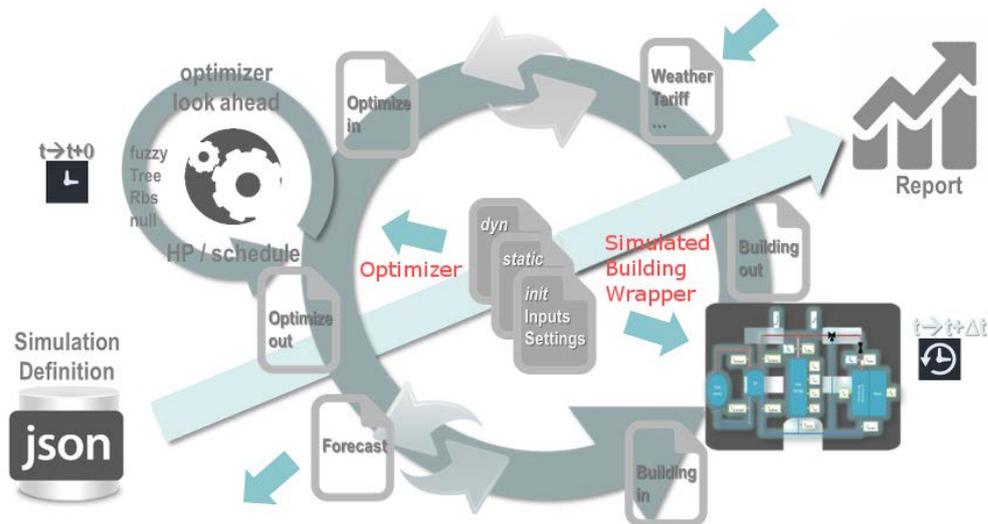


Abbildung 12: Aufruf der Module beim Einsatz des Frameworks mit einem simulierten Gebäude, in der Simulationsphase: SimulatedBuildingWrapper und Optimizer alternierend im simulierten Zeitabstand

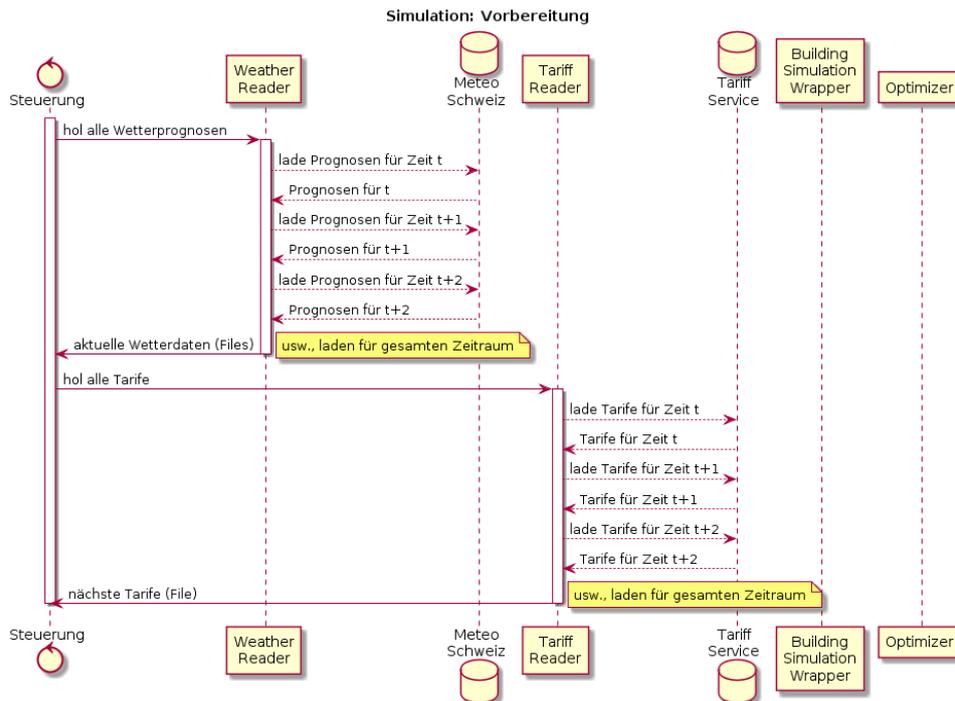


Abbildung 13: Kommunikation zwischen den Modulen beim Einsatz des Frameworks mit einem simulierten Gebäude, in der Vorbereitungsphase

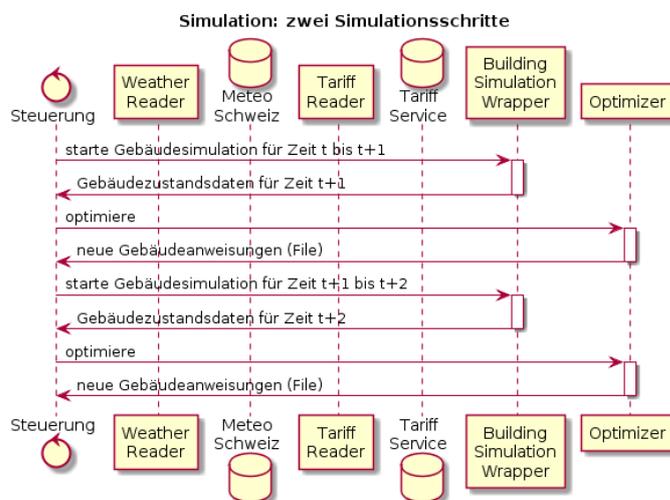


Abbildung 14: Kommunikation zwischen den Modulen beim Einsatz des Frameworks mit einem simulierten Gebäude, in der Simulationsphase (abgebildet zwei Simulationsschritte)

Gegenüber einem realen Gebäude sind hier also BuildingReader und BuildingWriter zusammengefasst. Für die Simulation wird angenommen, dass während der Rechenzeit des Optimierers keine Zeit vergeht, sondern nur im Gebäudesimulator. Ein Beispiel:

Der Gebäudesimulator wird mit Daten für 5. Januar 2014, 10 Uhr gefüttert und simuliert dann das Verhalten des Gebäudes bis um 11 Uhr. Den Endzustand speichert er ins Ausgabefile für 11 Uhr. Zusammen mit den vorbereiteten Wetter- und Tarifdaten für 5. Januar 2014, 11 Uhr berechnet der Optimierer die nötigen Anweisungen für die nächste Stunde und speichert diese für den Gebäudesimulator. Für den immer noch gleichen Zeitpunkt, nämlich 11 Uhr, wird dann wieder der Gebäudesimulator gestartet, welcher das File für 11 Uhr einliest, das Verhalten bis 12 Uhr simuliert und so weiter.



Dabei spielt es für die Simulation keine Rolle, ob diese hier beschriebenen Schritte 30 Sekunden Rechenzeit benötigen oder 5 Minuten, das Ergebnis bleibt dasselbe.

4.1.4. Diskussion

Die folgende Tabelle zeigt, dass und wie das vorgestellte Framework die eingangs gestellten Randbedingungen erfüllt:

Anforderung	Ausführung
Soll die Sicherheitsmerkmale des BMS berücksichtigen, also nicht übersteuern.	Steuerungssignale werden mit niedriger Priorität eingespiessen, können also vom BMS übersteuert werden.
Im Notfall soll das System einfach abgeschaltet werden können, so dass das BMS ohne DR automatisch stabil weiterläuft.	Steuersignale sind zusätzlich zum normalen Funktionieren des BMS, dh. das BMS läuft sowieso, auch wenn DR abgeschaltet wird.
BMS soll Siemens Desigo sein (falls möglich, soll jedoch das System einfach auf andere BMS angepasst werden können).	Die Module BuildingReader und BuildingWriter enthalten eine Schnittstelle via OPC-Server auf BACnet-Objekte (allerdings ist der konkrete Zugriff auf die Wärmepumpe noch nicht implementiert mangels Pilotgebäude). Für andere BMS muss nur diese Schnittstelle angepasst werden. Sofern das andere BMS auch auf BACnet basiert, ist die Anpassung relativ klein.
Darf kein detailliertes Gebäudesystem (mit jedem Raum) benötigen.	Der Optimierer arbeitet mit den Temperaturen im Speicher und der Raumtemperatur.
Soll einfache, klare Schnittstellen haben, mit Klartext-Datenformaten („human-readable interfaces“)	Die Schnittstellen sind Dateien im gut lesbaren JSON-Format (siehe Kapitel 4.1.2).
Soll mit verschiedenen Optimierern arbeiten können.	Die verschiedenen Optimierer lassen sich durch Konfiguration austauschen.
Soll mit echtem Gebäude wie auch mit einem Modell arbeiten können.	Framework hat 2 Funktionsmodi, wie oben im Kap. 4.1.3 detailliert beschrieben.
Soll Simulationen in einem „Batch-Modus“ abarbeiten können.	Simulationen können konfiguriert und in Serie abgearbeitet werden.
Daten für die Simulation sollen zentral abgelegt und somit wiederverwendet werden können.	Speicherort der Daten für die Simulation kann konfiguriert werden.
Soll skalierbar sein.	Da nur die Wärmeversorgung mit DR gewährleistet wird, und die Gebäuderegulung durch das BMS sichergestellt wird, folgt einfache Skalierbarkeit. Konkretes Beispiel siehe Kapitel 4.6.
Berechnungen sollen mit einem Voraussage-Horizont von 24 h laufen.	Voraussagehorizont ist standardmässig 24 h, kann aber konfiguriert werden.

Für die Steuerung eines realen Gebäudes müsste der Zugriff auf die Wärmepumpe noch fertig implementiert werden. Falls die Steuerung noch kein niedrig priorisiertes externes Steuersignal vorsieht, müsste dieses in der Gebäudesteuerung entsprechend ergänzt werden.

Für Simulationen ist es von Vorteil, wenn der Computer mit einer SSD-Disk und genügend RAM ausgestattet ist. Je nach Optimierer dauerten die Simulationen mehrere Stunden

4.2. Gebäudemodell

4.2.1. Einleitung

Für unsere Simulationen ist ein Gebäudemodell notwendig. Da wir generelle Ergebnisse kriegen wollen, ist auch ein generelles Modell hergestellt worden, siehe Abbildung 15.

Das Gebäude wird zu einem einzigen Raum („Room“) mit einem Heizelement („Heating Element“) reduziert. Die Parameter werden aber so angepasst, dass das gesamte Verhalten dem vollständigen Gebäude entspricht. Das warme Wasser für das Heizen kann entweder von einem heissen Wasserspeicher („Heat storage“) genommen werden oder durch eine Wärmepumpe („HP“) erzeugt werden. Der Speicher wird von der Wärmepumpe geladen.

Die Gleichungen und Differentialgleichungen für das Modell sind in (Picard und Ineichen 2016) beschrieben.

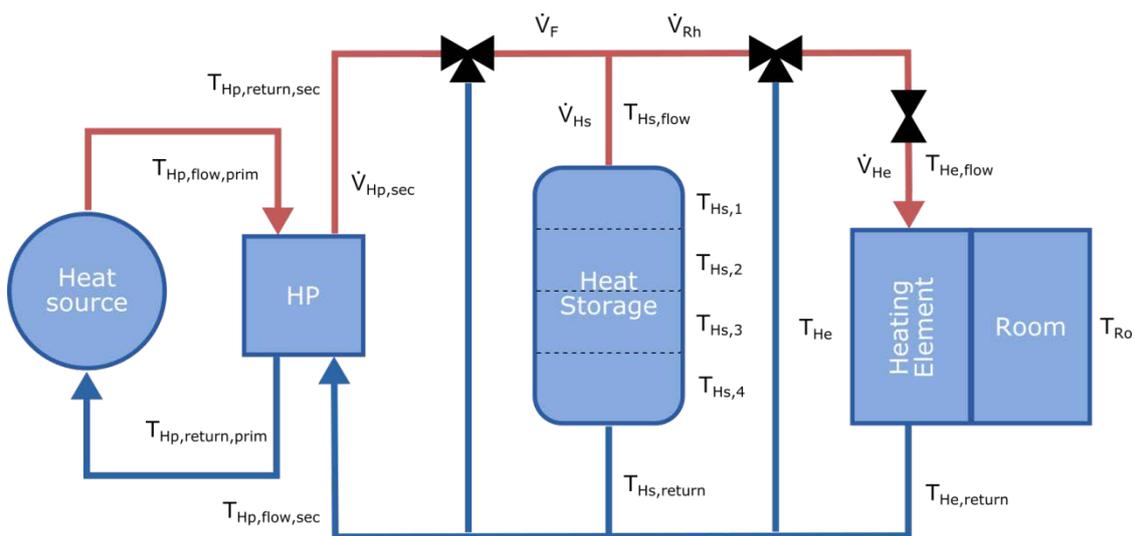


Abbildung 15: Gesamte Übersicht auf das Gebäudemodell

Das Modell simuliert auch das Gebäudeleitsystem und verfügt deswegen über ein PLC Kontroller. Dieser bestimmt die:

- Einstellung der Heizleistung durch das 2-Wegeventil
- Einstellung der Vorlauftemperatur durch ein 3-Wegeventil
- Kontrolle der Temperatur der Wärmepumpe durch ein 3-Wegeventil
- Ein- oder Ausschalten der Wärmepumpe (kann auch extern gesteuert werden)

Die Solltemperatur so wie das Ein- oder Ausschalten der Wärmepumpe kann extern gesteuert werden. Bei der DR-Optimierung sind dies die Eingaben, die verändert werden können. Die Steuerung der Ventile bleibt bewusst in der Verantwortung Gebäudeleitsystems und entspricht dadurch auch der gleichen Situation, die bei der Anwendung unseres Frameworks in einem realen Gebäude geschieht.



4.2.2. Parametrisierung

Das Gebäudemodell kann durch eine feine Parametrisierung sehr präzise eingestellt werden. So kann man nicht nur die Grundfläche des Gebäudes und die Leistung der Wärmepumpe auswählen, sondern alle Details von Fensterflächen, Wärmeleitfähigkeiten, Dicke der Insolation bis zu dem Energierückgewinn des Lüftungssystems oder auch der Reglerverstärkung. Damit ist es möglich, viele verschiedene Gebäude zu simulieren und erlaubt uns auch das Modell näher an reelle Gebäude anzupassen, ohne dass Modell neu schreiben zu müssen.

Wichtig ist hier anzumerken, dass das Gebäudemodell dahingehend vereinfacht ist, dass wir ein „Einraumhaus“ simulieren, das in seiner Gesamtheit zeitlich die gleiche Energiemenge aufnimmt und abgibt, wie ein reales Gebäude mit vielen Zonen. Diese Vereinfachung erlaubt es den Konfigurationsaufwand gegenüber detaillierten Gebäudemodellen drastisch zu vereinfachen und trotzdem realistische Resultate zu erhalten. Die Flexibilität ist jedoch trotzdem gegeben, denn unser „Einraumhaus“ lässt sich sehr detailliert simulieren und berücksichtigt verschiedenste Konfigurationen Einfluss- und Einstellmöglichkeiten

Allgemein werden die Parameter in zwei Kategorien eingeteilt:

- Statische Parameter, die das Gebäude definieren.
- Dynamische Parameter: die von der Zeit abhängig sind, wie die Aussentemperatur, die Sonneneinstrahlung, die Solltemperatur, die Belegung und das Tarifsignal.

Im Rahmen dieser Arbeit, wurden die statischen Parameter auf Grund von drei Referenzgebäuden festgestellt, siehe Kapitel 4.2.3, und dann noch auf sechs Einstellungsvariablen reduziert:

Tabelle 9: Einstellungsvariablen für die einfache Auswahl von den statischen Parametern

Einstellungsvariable	Mögliche Werten	Einfluss auf
Gebäudetyp	1, 2, 3	Steuerung und Heizkurve SFH 15, 45, 100
Heizungstyp	1, 2, 3	Leistung der Wärmepumpe Max. 6, 9, 20 kW
Lüftungstyp	1, 2, 3	Luftumwälzung und Wärmerückgewinnung
Speichertyp	1, 2, 3, 4, 5, 6	Grösse des Speichertanks, respektive: 0.77, 1.27, 2.65, 0.39, 0.05, 5.67 m ³
Isolationstyp	1, 2, 3	Dicke der Insolation, Leitungsfähigkeiten für die Gebäudehülle SFH 15, 45, 100
Heizkörpertyp	1, 2, 3	Leistung und Trägheit des Heizkörpers Deckenheizung, Bodenheizung, Radiator



Von diesen Gebäudekombinationen wurden im Kapitel 4.5 grundsätzlich nur die Referenzgebäude (jeweils alle 1, 2 oder 3) verwendet. Dazu haben wir noch eine Renovation vom Gebäude 3 ohne Wärmezentrale Wechsel getestet: alle Variablen auf 1 ausser Heizungstyp und Speichertyp die auf 3 bleiben.

Tabelle 10: Beschreibung den dynamischen Parametern für das Gebäudemodell

Parametername	Wert
Heizungsraumtemperatur	Konstant auf 25°C
Wärmequelletemperatur	Konstant auf 5°C
Aussentemperatur	MeteoSchweiz Daten für Januar 2014
Sonneneinstrahlung	MeteoSchweiz Daten für Januar 2014
Solltemperatur (V.1)	21°C 6:30 bis 17:30, 18°C Nachts und Wochenende
Solltemperatur (V.2)	Konstant auf 21°C
Lüftungsplan	Mo-Fr: Ein 6:30, Aus 17:30
Belegung	Mo-Fr mit zufällige Anzahl Leute, Ankunft- und Abfahrtzeit, siehe Abbildung 16. Grundlage: 0.375 Personen pro Quadratmeter (inkl. ihrer benötigten Büroinfrastruktur) 0%, 33%, 66%, 100%

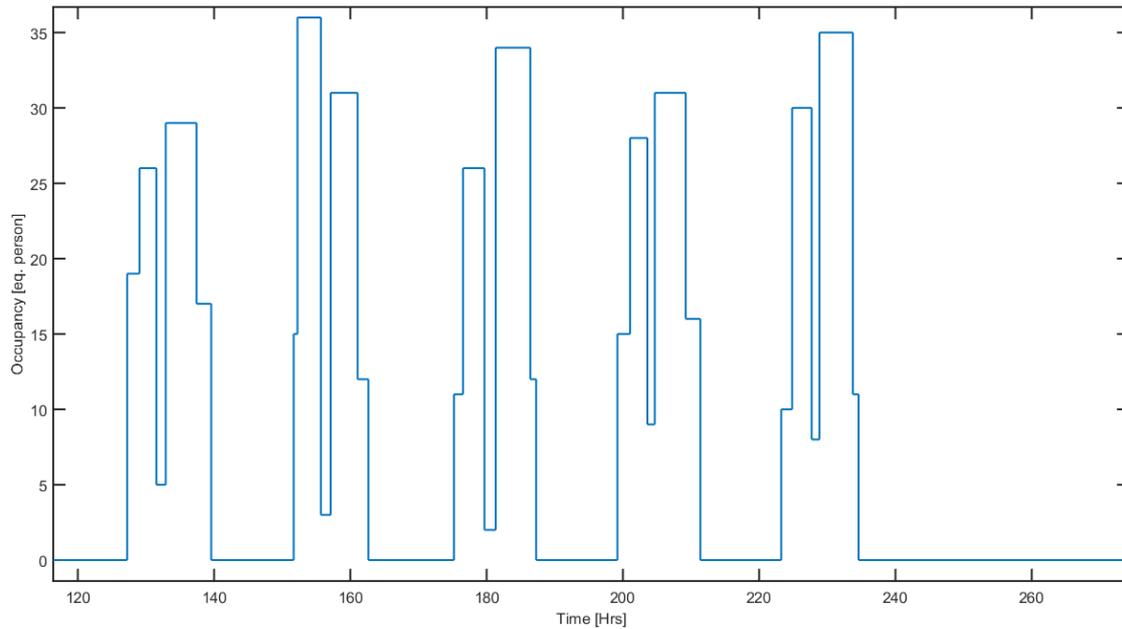


Abbildung 16: Beispiel der generierten Belegung für eine Woche. Die Ankunftszeit sowie die Anzahl Leute bestehen aus einem zufälligen Teil.

Die dynamischen Parameter sind in Tabelle 10 zusammengefasst. Diese Daten werden rollend für die nächsten 24 Stunden bereitgestellt. So können wir auf die verschiedenen Bedingungen wie Wetter, Belegung, Wochentag etc. für jede Simulation sehr flexibel reagieren. Die Resultate in Kapitel 4.5 verwenden Wetter Daten für den Monat Januar 2014 für den Standort Luzern.

4.2.3. Referenzgebäude

Die Gebäudeparameter wurden auf Grund der drei „Single Family House“ (SFH) von (Dott u. a. 2013) abgeleitet. Die Häusertypen sind in der Tabelle 11 zusammengefasst. In dieser Arbeit sind diese Referenzgebäude dann bei ihre Nummer bezeichnet: Gebäude 1, Gebäude 2 und Gebäude 3. Dieser Nummer entspricht auch der Wert der Einstellungsvariablen für die statischen Parameter.

Tabelle 11: Referenzgebäude und ihren Energiebedarf gemäss (Dott u. a. 2013)

	Code	Beschreibung	Heizenergiebedarf
1	SFH 15	Minergie P (MINERGIE 2008) und Passivhaus (Feist 2005)	15 kWh/m ² a
2	SFH 45	Heutiges gesetzkonformes Haus	45 kWh/m ² a
3	SFH 100	Nicht renoviertes Haus	100 kWh/m ² a

Obwohl diese SFH nicht als Dienstleistungsgebäude hergestellt worden sind, können sie auch gut als Bürofläche angesehen werden. Mit einer Bodenfläche von ca. 85 m² sind sie z.B. sehr nahe am iHomeLab Research Center. In Kapitel 4.6 werden die Resultate an ein reelles Dienstleistungsgebäude angepasst und die Simulationsresultate damit überprüft.

Für die Erstsimulationen haben wir die in verschiedenen Forschungsprojekten bewährten Gebäudekonfigurationen verwendet, welche aufeinander abgestimmte Komponenten beinhalten. Variationen (z.B. Gebäude 1 mit Speicher vom Gebäude 2) wurden in einem zweiten Schritt simuliert.

4.2.4. Umsetzung

Das Gebäudemodell wurde in MATLAB/Simulink (*MATLAB and Simulink R2015a*) realisiert und ist aus drei Teilen gemacht: *wrapper script*, *function*, *Simulink model*, siehe Abbildung 17.

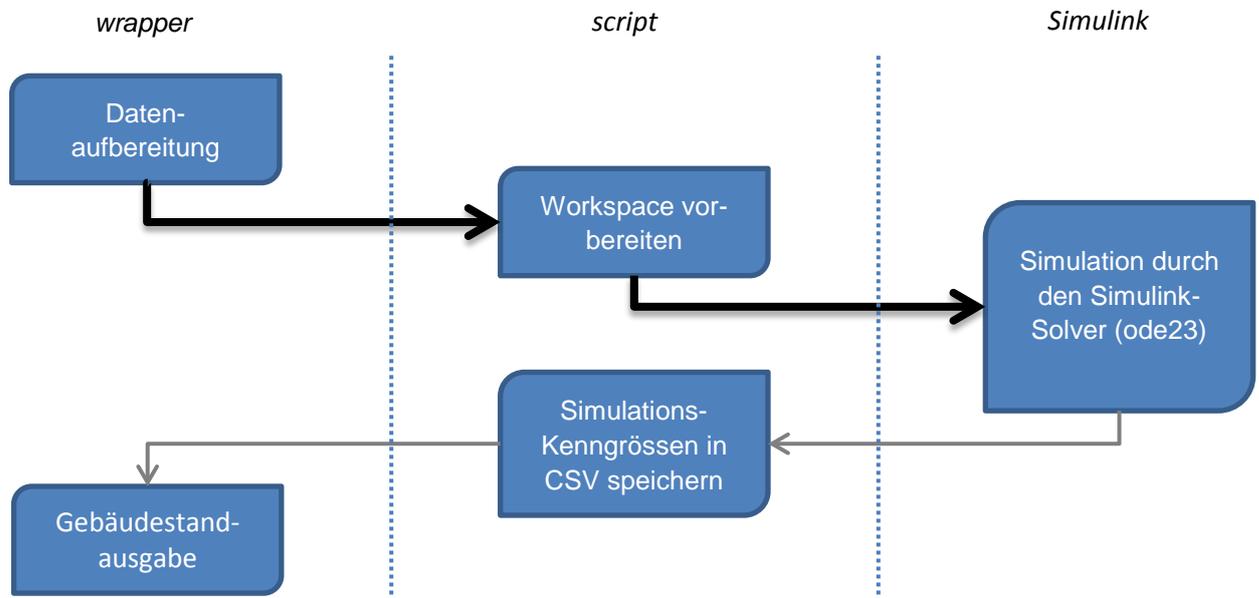


Abbildung 17: Simulationsablauf des Gebäudemodells

Der *Wrapper* wandelt die JSON-Dateien des Frameworks in MATLAB verwendbaren Variablen um und übergibt dann auch den neuen Stand des Gebäudes (initialer Gebäudestatus) nach der Simulation. Das *Script* initialisiert die notwendigen Variablen für das Simulink-Modell im Workspace und ruft dann das Simulink-Modell auf. Die Dynamik des Gebäudes wird für einen Zeitschritt (normalerweise 1 Stunde) in Simulink berechnet. Die Differentialgleichungen werden mit Hilfe des ode23-Solvers (Bogacki und Shampine 1989) gelöst. Damit der Zustand des Systems (finaler Gebäudestatus) wieder gleich ist beim nächsten Schritt des Frameworks, wird dieser Zustand gespeichert. Dies stellt die Kontinuität sicher (finaler Status $n = \text{initialer Status } n+1$). Nach einem Schritt können wichtige aus der Simulation resultierende Kenngrößen in CSV-Dateien gespeichert und deshalb auch einfach ausgewertet werden.

4.3. Optimierte Steuerung

4.3.1. Allgemeines Problemstellung

Mit einem Tarifsignal für den elektrischen Strom, welches für die nächsten 24 Stunden vorgegeben wird (Demand-Response-Ansatz), ergibt sich für die Heizung eines Gebäudes mit Wärmepumpe die Frage, wie die dafür benötigte elektrische Energie am billigsten bezogen werden kann, ohne den Komfort der Gebäudenutzer zu beeinträchtigen. Das heisst, das Gebäude muss auf Grund aktueller Temperaturmesswerte (Umgebungs- und Innentemperaturen), Wetterbericht (Entwicklung der Umgebungstemperatur, Sonneneinstrahlung), Gebäudefahrplan (Temperatursollwerte, Belüftungsfahrplan, etc.), der voraussichtlichen Belegung und dem elektrischen Tarif entscheiden, wann es wie intensiv heizen soll. Und es muss dabei sicherstellen, dass eine Person im Gebäude weder schwitzt noch

friert, der Komfort also nicht beeinträchtigt wird. Im Idealfall kann das Gebäude für diese Regelungsaufgabe einerseits eine Methode verwenden, welche voraussagt, wie sich Entscheidungen auf Komfort und Energieverbrauch auswirken. Andererseits benötigt man eine Funktion, welche unterschiedliche Möglichkeiten testet und schliesslich die Varianten mit den minimalen Kosten findet – ein Optimierungsverfahren. Für beide Elemente gibt es verschiedenen Verfahren. Auf Grund unterschiedlicher Anforderungen lassen sich diese jedoch nicht frei miteinander kombinieren.

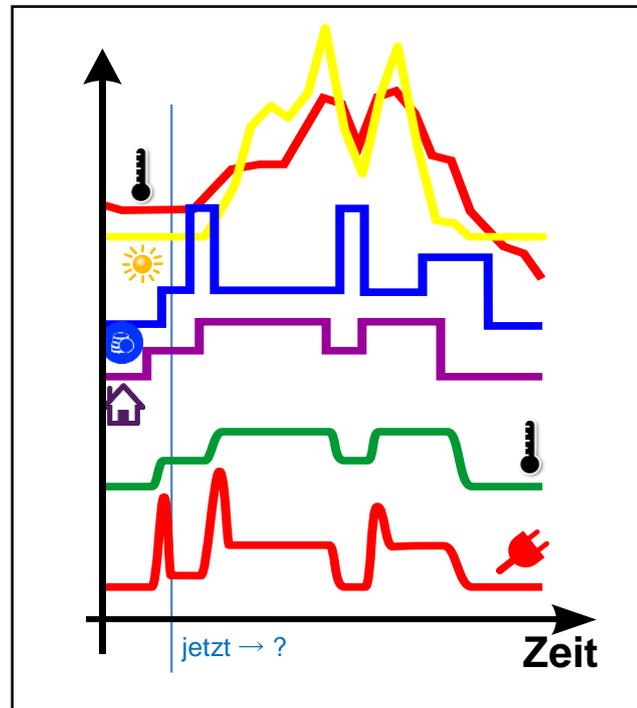


Abbildung 18 Illustration wesentlicher Größen für die Vorhersage von Komfort und Verbrauch elektrischer Energie in einem Gebäude mit Wärmepumpenheizung. Eingangsgrößen (Symbol links): (rot) Temperaturverlauf, (gelb) Sonneneinstrahlung, (blau) Tarifsignal für elektrischen Strom, (violett) Temperatursollwerte; Vorhersage (Symbol rechts): (grün) Innentemperatur, (rot) Stromverbrauch der Wärmepumpe

Ansätze

Im Rahmen des Projektes wurden verschiedene Regelungsmethoden betrachtet. Dabei war ein Schlüsselkriterium, dass diese auf ein bestehendes Gebäudeautomationssystem aufgesetzt werden können, ohne tiefgreifend in dessen Steuerungslogik einzugreifen. Die optimierte Regelung soll also zum Beispiel nicht Ventilstellungen sondern die Sollwerte der Heizung eines Raumes beeinflussen. Die Regelungsansätze sind anschliessend kurz aufgeführt. Details sind in den anschliessenden Unterkapiteln zu finden. Alle Regler wurden in MATLAB/Simulink (R2015a, The MathWorks Inc., Natick, MA, US) realisiert.

- Fuzzy-Regler: Optimiert den Wärmepumpenbetrieb auf Grund der durchschnittlichen Temperatur des Wärmespeichers und des aktuellen und zukünftigen elektrischen Tarifs. Detaillierte Erklärungen sind in Kapitel 4.3.2 zu finden.
- Modellbasierte Optimale Regelung: Mit Hilfe des Gebäudemodelles wird das zukünftige Verhalten des Gebäudes in verschiedenen Varianten vorausberechnet und damit die optimale Schaltsequenz für den Wärmepumpenbetrieb gefunden. Zwei unterschiedliche Optimierungsverfahren wurden implementiert, siehe Kapitel 4.3.3
In der wissenschaftlichen Literatur wird in diesem Zusammenhang als Lösungsansatz oft der Begriff „Model-predictive Control“ (MPC) verwendet, siehe zum Beispiel (F. Oldewurtel u. a. 2010). Darunter wird üblicherweise ein Ansatz verstanden, bei welchem das thermische Verhalten des Gebäudes mit Differenzialgleichungen modelliert und die linearisierte Form

dieser Gleichungen dann verwendet wird, um das Optimierungsproblem z.B. mittels „Quadratic Programming“ zu lösen. Um bei der Art des verwendeten Gebäudemodells möglichst frei zu bleiben, wurde in dieser Arbeit **nicht** dieser Ansatz verwendet.

- Modellbasierte Sub-optimale Regelung: Mit Hilfe des Modells wird das zukünftige Verhalten des Gebäudes für einen Zeithorizont vorausberechnet und daraus einfach Regeln für eine konservative Schaltsequenz der Wärmepumpe abgeleitet, siehe Kapitel 4.3.4
- Zum Vergleich wurde das Verhalten von Gebäuden ebenfalls mit der Standardregelung gerechnet. Dazu wurde ein sogenannter „Null-“, oder „Dummy-Optimierer“ verwendet, welcher keinerlei Regelungsaktionen durchführt.

Genereller Aufbau der verwendeten Regler

Der Aufbau der Regler folgt der gleichen grundlegenden Struktur, welche in Abbildung 19 schematisch dargestellt ist. Die Datenaufbereitung erfolgt jeweils durch ein MATLAB Script, welches vom Framework (siehe Kapitel 4.1) aufgerufen wird. Es verarbeitet die Datenfiles, welche die Konfigurationswerte und die aktuellen Messwerte des Gebäudes enthalten und bereitet diese entsprechend der Optimierungsfunktion auf. Generelle Konfigurationen werden einmalig gelesen und verbleiben anschliessend im „Workspace“ des MATLAB-Servers. Das Skript ruft anschliessend die eigentliche Optimierungsfunktion auf. Dessen Rückgabewerte werden wiederum vom Skript in die vom Framework vorgesehene Form gebracht und als JSON-File geschrieben (siehe Kapitel 4.1.2). Programmfehler (Exceptions) werden ebenfalls vom Skript behandelt.

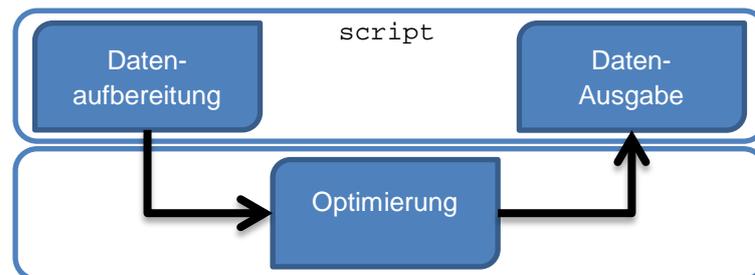


Abbildung 19: Genereller Aufbau der Regler.

4.3.2. Fuzzy-Regler

Einführung zum Fuzzy-Regler

Bei einem Fuzzy-Regler (siehe z.B. (Wikipedia 2014)) geht es darum Eingabegrößen auf Grund verständlicher Anweisungen (die Regelbasis) in Stellgrößen umzuwandeln. Solche Anweisungen folgen einer „WENN ... DANN ...“ Struktur, z.B.

WENN die Speichertemperatur niedrig ist, DANN schalte die Wärmepumpe ein.

Damit diese Regeln verwendet werden können, müssen zuerst die Eingabewerte (z.B. die Temperatur in Grad) in unscharfe Mengen (z.B. kalt oder warm) übersetzt werden. Dieses Verfahren wird Fuzzifizierung genannt und wird mit Hilfe von Zugehörigkeitsfunktionen umgesetzt. Die berechneten Stellgrößen sind wiederum unscharfe Mengen und werden durch die sogenannte Defuzzifizierung in einen scharfen Wert umgewandelt. Das Verfahren ist in Abbildung 20 graphisch dargestellt. In einem solchen Regler braucht man kein mathematisches Modell des gesteuerten Systems, und weil alle Regeln in Text ausgedrückt sind, wird es als einfacher empfunden.

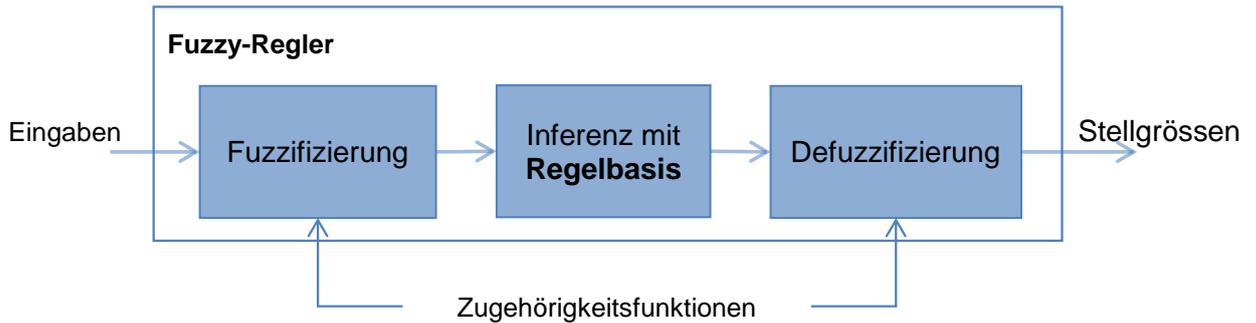


Abbildung 20: Allgemeiner Aufbau ein Fuzzy-Regler

Der Schlüssel dieser Steuerung sind die Zugehörigkeitsfunktionen. Als Beispiel könnte man die Wassertemperatur des Meers ansehen. Die Regelbasis für eine Steuerung der Urlauber wäre ziemlich einfach: wenn das Meer warm ist dann gehen sie baden und wenn das Meer kalt ist dann gehen sie nicht baden. Damit ist schnell klar, dass die Begriffe „kalt“ und „warm“ die ganze Dynamik dieses Reglers bestimmen. Dafür ist exemplarisch eine Zugehörigkeitsfunktion, wie auf Abbildung 21 gezeigt, gut geeignet.

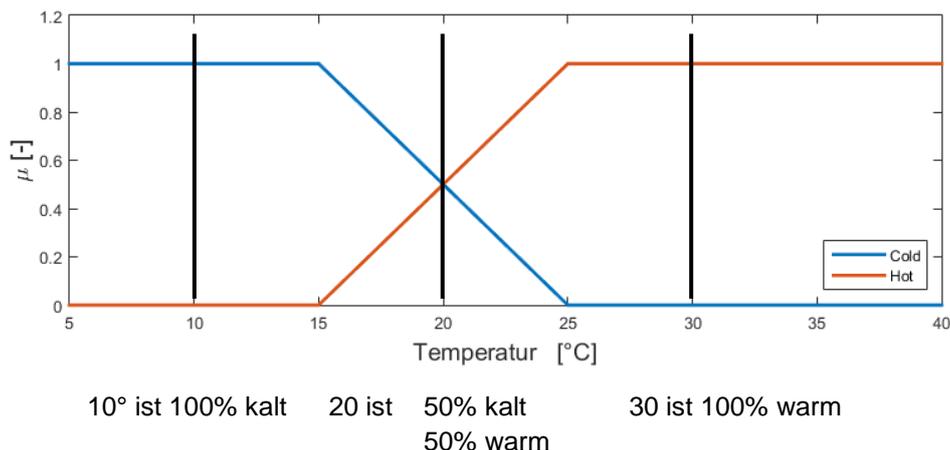


Abbildung 21: Beispiel einer Zugehörigkeitsfunktion, welche die Temperatur des Wassers in die Begriffe "kalt" oder "warm" umwandelt.

Aufbau für die Demand-Response Steuerung

Für die Demand-Response Steuerung wurde ein Fuzzy-Regler entworfen, der drei Eingaben und eine Stellgröße hat, siehe Abbildung 22. Der Regler verfügt über den aktuellen Tarif, die aktuelle Durchschnittstemperatur des Speichers und die Zeit bis zum nächsten Hochtarif und entscheidet dann ob die Wärmepumpe ein- oder ausgeschaltet sein sollte. Für diesen Regler wird kein Gebäudemodell benötigt.

Fuzzifizierung: Alle Eingaben sind von 0 bis 1 normiert. Für den Tarif bedeutet 0 (1), dass der aktuelle Wert für die nächsten 24 Stunden minimal (maximal) ist. Für die Speichertemperatur wird der Bereich zwischen 40°C bis 60°C auf 0 bis 1 skaliert. Die Zeit bis zum nächsten Hochtarif ist die Anzahl Stunden, bis der Tarif über eine bestimmte Grenze geht (d.h. im über 24 Stunden normierter Tarif über 0.4): 1 entspricht einem Hochtarif in 24 Stunden, 0 sofort. Wenn der aktuelle normierte Tarif über dieser Grenze liegt, ist diese Eingabe auf 0 gesetzt. Die Einteilung dieser Eingabegrößen in die Zugehörigkeitsfunktionen ist in Abbildung 22 zu sehen.

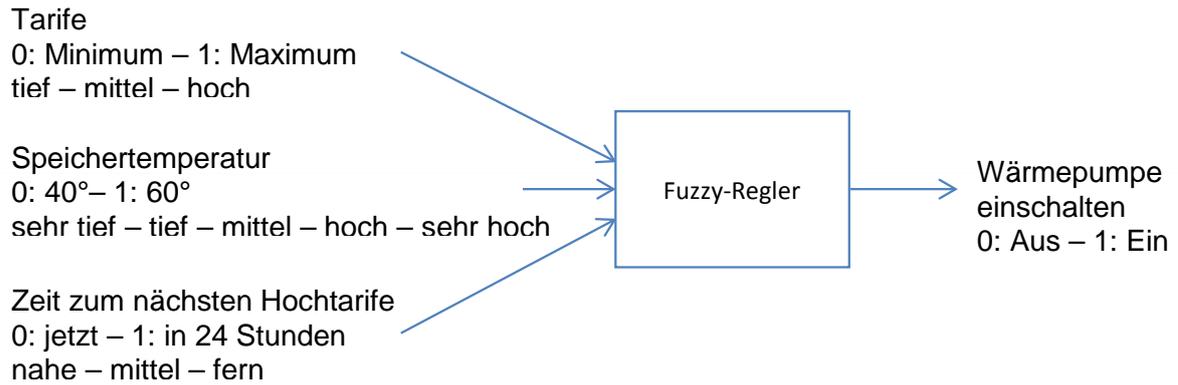


Abbildung 22: Zusammenfassung der Eingabegrößen und des Steuersignal für den umgesetzten Fuzzy-Regler

Regelbasis: Mit den Begriffen aus Abbildung 22 wurde eine Demand-Response begünstigende Regelbasis entworfen, siehe Tabelle 12. Die ersten Regeln sind typische Sicherheitsanweisungen, welche die Verfügbarkeit von warmem Heizwasser sicherstellen. Ihr Gewicht ist dementsprechend hoch. Die anderen vier Regeln sorgen dafür, dass die Wärmepumpe möglichst spät (aber ausreichend früh) vor dem Hochtarif eingeschaltet wird. Wenn der Tarif niedrig ist, soll dies immer passieren. Wenn der Tarif mittlerer Höhe ist, soll dies nur bei niedrigem („tief“ und „mittel“) Speicherzustand passieren.

Tabelle 12: Regel-Set für den einfachen Fuzzy-Regler mit UND-Verknüpfung

	Gewicht	Tarife	Speicher	Zeit zum Hochtariife	Wärmepumpe
1	1.0	-	Minimal	-	Ein
2	1.0	-	Maximal	-	Aus
3	0.1	Niedrig	-	Nahe	Ein
4	0.1			Nicht nahe	Aus
5	0.1	Mittelmässig	Tief und mittel	Nahe	Ein
6	0.1	Mittelmässig	Mittel	Nahe	Aus

Defuzzifizierung: Die Defuzzifizierung erfolgt durch die Berechnung des Schwerpunktes all dieser Regeln. Das abgerundete Ergebnis wird als Sollwert für die Wärmepumpe verwendet. Für Wärmepumpen, welche nicht nur ein- oder ausgeschaltet werden können, sondern kontinuierlich betrieben werden, entfällt die Rundungsfunktion.

Ein Fuzzy-Regler ist eine Art, komplexe Steuerlogik in deutlichen Text darzustellen. Da kein Gebäudemodell notwendig ist, hat er sehr kurze Rechenzeit. Gute Resultate werden aber nur durch einen getunten Regler erreicht. Dafür gibt es leider kein systematisches Verfahren. Die Stabilität und die Robustheit können nicht garantiert werden. Vor allem wenn die Regelanzahl steigt, kann es zu unübersichtliche Verhalten kommen.

4.3.3. Modellbasierte Optimale Regelung

Wie der Name sagt, verwendet die modellbasierte Regelung ein Modell des zu steuernden Systems. Mit Hilfe des Modelles kann das zukünftige Verhalten des Gebäudes berechnet und somit das optimale Steuerungssignal gefunden werden.



Optimierungsproblem:

Das Optimierungsproblem lässt sich folgendermassen formulieren:

$$\begin{aligned} \min_u \quad & price \cdot u^T \\ \text{s.t.} \quad & T_{storage}(t) \leq T_{limit\ heatstorage} \forall t \\ & T_{comfort\ lower} < T_{room}(t) < T_{comfort\ upper} \forall t \\ & \dot{x} = f(x, u, d) \end{aligned}$$

Mit u die Schaltsequenz für die WP, x die Zustände des Systems, d die dynamische Parameter und f das Gebäudemodell

Um eine Lösung für dieses Problem zu finden, wurden zwei Ansätze implementiert: „Tree-Search“ und „Brute-Force“. Die Ansätze sind in den anschliessenden Unterkapiteln erklärt.

Receding Horizon Optimization

Die implementierten Optimierungsalgorithmen berechnen die optimale Schaltsequenz jeweils für einen parametrisierbaren Zeithorizont in die Zukunft. Für die Regelung wird dann jedoch nur der erste Rege­lungsschritt ausgeführt. Danach wird die Optimierung erneut gestartet, wobei der Horizont entspre­chend nach hinten verschoben ist. Dieses Verfahren wird auch als „receding horizon optimization“ bezeichnet.

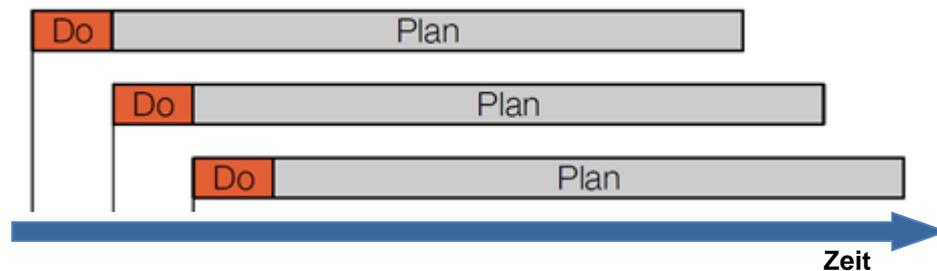


Abbildung 23: „Receding Horizon Optimization“ berechnet eine optimale Schaltsequenz über einen festgelegten Zeithorizont, Ausgeführt wird bei jedem Zeitschritt die jeweils erste Anweisung.

Wettervorhersage

Um das zukünftige Verhalten des Gebäudes zu modellieren, wird eine Wettervorhersage verwendet (COSMO Model von MeteoSchweiz). Je weiter der Zeitpunkt der Wettervorhersage zurückliegt, desto grösser ist jedoch die Wahrscheinlichkeit, dass die vom Haus gemessene Umgebungstemperatur von der entsprechenden Vorhersage abweicht. Ein Kalman Filter (Kalman 1960) wird verwendet, um diese Temperaturdifferenz anzugleichen. Das Wettermodell für den Kalman Filter stammt aus (F. Oldewurtel u. a. 2010; Frauke Oldewurtel u. a. 2014)

Heuristiken:

Folgende Heuristiken werden in den implementierten Optimierungsverfahren verwendet:

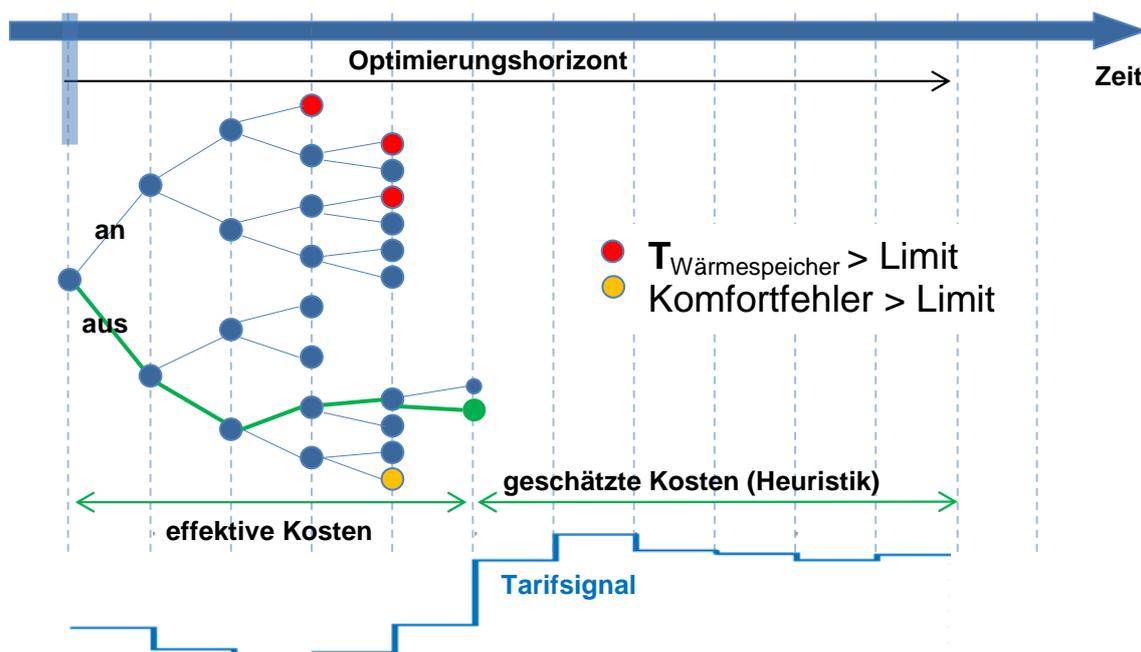
Die Abschätzung des Wärmebedarfes und damit die notwendige Laufzeit für die Wärmepumpe wird gemacht indem das Gebäudemodell mit einem Standardregler einmal für den gesamten Optimierungshorizont durchgerechnet wird. Aus den berechneten Daten wird anschliessend der Wärmebedarf und damit die minimal notwendige Laufzeit der Pumpe abgeleitet. Die Heuristik ermöglicht damit zu jedem Zeitpunkt des Optimierungshorizontes eine Abschätzung der minimalen Kosten, welche bis

zum Ende der Optimierungsperiode sicher noch anfallen werden. Mit diesem Wissen kann die Suche viel effizienter gestaltet werden.

- Der Komfortfehler, welcher mit jedem Simulationsschritt zunimmt, wird gebraucht, um den Suchraum zu reduzieren: Sobald bei einem bestimmten Zeitschritt die Grenze für den Komfortfehler überschritten ist, werden alle Schaltsequenzen (mit bis zu diesem Zeitpunkt) übereinstimmenden Sequenz in der weiteren Suche vernachlässigt.

„Tree-Search“ Optimierungsstrategie

Mit dem „TreeSearch-Regler“ wurde ein Regler entworfen, welcher mittels eines Modells das zukünftige Verhalten des Hauses berechnen kann und für einen definierten Zeitraum die *optimale* Lösung für die Wärmepumpeneinschaltsequenz findet. Dies auch für Fälle, bei welchen eine Lösung mit roher Rechenpower aufgrund der zu erwarteten Rechenzeiten nicht mehr verfügbar ist. Das heisst bei einer Optimierung über sehr viele Zeitschritte und/oder falls nicht nur die Wärmepumpe („ein“, „aus“) sondern ebenfalls die Solltemperatur im Haus optimiert („Nacht“, „Vorbereitung“, „Tag“) werden soll. Eine erschwerende Randbedingung war ebenfalls die relativ lange Rechenzeit des verwendeten Hausmodelles mit dem Framework in Matlab/Simulink: Die Simulationsdauer für einen Zeitraum von 24 Stunden lag im Bereich von Sekunden¹. Damit schieden Optimierungsverfahren aus, welche sehr viele Male die Güte einer Lösung beurteilen müssen, da dies im vorliegenden Problem die Berechnung des Komforts (der Innentemperatur des Hauses) und damit die Berechnung einer vollständigen Gebäudesimulation über den entsprechenden Zeitraum beinhaltet.



Als
Abbildung 24: Schematische Darstellung des Verfahrens, welches der TreeSearch-Regler zur Suche des optimalen Schaltverhaltens anwendet.

Gangbare Lösung wurde darum ein Optimierungsverfahren als Suche entlang eines Baumes formuliert. Zu jedem Zeitpunkt, an welchem eine Entscheidung (z.B. Wärmepumpe ein oder aus) ansteht, verästelt sich der Baum weiter, siehe Abbildung 24. Der Suchalgorithmus sucht nun schrittweise entlang der Äste und simuliert dabei jeweils nur einen Zeitschritt weiter das resultierende Verhalten des Gebäudes. Wird dabei die Obergrenze für die Temperatur im Wärmespeicher oder die Grenze für Einschränkungen im Komfort (Abweichungen von der Soll-Innentemperatur) überschritten, wird der entsprechende Ast für die weitere Suche im Baum nicht mehr beachtet. Dies führt zu einer wesentli-

¹ Prozessor: Intel Core i7/-4600M CPU @ 2.90 GHz, RAM: 8.00 GB



chen Einschränkung des Suchraumes. Der verwendete Suchalgorithmus entspricht einer A*-Suche (siehe z.B. (Russel und Norvig 2009)); Das bedeutet im Wesentlichen, dass die Suche jeweils entlang des „fittesten“ Pfades weiterverfolgt wird. „Fit“ entspricht der Summe aus den Kosten, welche aus dem Schaltverhalten bis zu diesem Zeitpunkt resultiert, und den geschätzten Kosten auf Grund des zukünftigen Schaltverhaltens, siehe Heuristik in Kapitel 4.3.3.

Das Verfahren ist unabhängig von der Art des elektrischen Tarifes und vom verwendeten Hausmodell. Es könnten im Prinzip auch mit einer Lookup Table oder einem statistischen Modell verwendet werden. Obwohl erweiterbar auf Solltemperaturen, wurde im vorliegenden Projekt nur die Optimierung der Schaltung der Wärmepumpe implementiert.

„Brute-force“ Optimierungsstrategie

Der „brute-force“ Regler sucht wie der „TreeSearch“ Regler die optimale Lösung für einen bestimmten Zeithorizont aber verwendet dafür eine „brute-force“ Strategie, welche alle möglichen Lösungen eine nach der anderen testet und die beste auswählt. Dieser Algorithmus ist sehr einfach umsetzbar, aber nicht effizient. Interessant kann er sein, wenn man eine gute Vorauswahl möglicher Lösungen machen kann und dann nur diese Lösungen testen muss. Entsprechende Heuristiken sind bei der Demand-Response Problemstellung (beim Ein- oder Ausschalten der Wärmepumpe) vorhanden, siehe Kapitel 4.3.3

Dieser Algorithmus simuliert jedes Mal die Schaltsequenz über den gesamten Zeithorizont (z.B. 12 Stunden). Mit dem entwickelten Gebäudemodell ist ein solches Verfahren effizient. Um die Rechenzeit tief zu halten, wurden alle Schaltsequenzen für die verschiedenen Zeithorizonte im Voraus berechnet und in eine HDF5 Datei (Wikipedia 2016a) gespeichert.

Das Risiko bei einer „brute-force“-Strategie ist jedoch gross, dass die Rechenzeit explodiert, wenn die Heuristik nicht gut ist. Wenn die Heuristik zum Beispiel im Falle eines 12-stündigen Zeithorizontes ankündigt, dass die Wärmepumpe 4 Stunde eingeschaltet sein sollte, die Komfortfehlergrenze aber nur mit 5 Stunden Heizzeit erreicht werden kann. In diesem Fall muss der Algorithmus in einem Worst-Case-Szenario mindestens 495 Kombinationen (Binomialkoeffizient „4 aus 12“) testen. Dies ist nicht mehr effizient.

4.3.4. Modellbasierte Sub-Optimale Regelung

Mit dem modellbasierten Sub-Optimalen Optimierer (Sub-MPC) haben wir einen Optimierer entworfen, der eine suboptimale, aber schnell berechenbare Lösung zu unserer Problemstellung findet. Bei den MPC-Optimierern ist der rechenzeitaufwendige Schritt die Bestätigung der Gültigkeit des Komfortfehlers durch das Gebäudemodell. Der Sub-MPC-Optimierer ersetzt diese Gebäudesimulation durch konservative Regeln, welche die Grenze für die jeweilige Schaltsequenz setzen. Damit ist für die Optimierung das folgende Problem ist dann zu lösen:

$$\begin{aligned} \min_u \quad & price \cdot Q \cdot u^T + \sum_{i=1}^h e_i \\ \text{s.t.} \quad & e \geq 0 \\ & \sum_{k=1}^i u_k = U_i + e_i \quad \forall i = 1 \dots h \end{aligned}$$

Mit Q eine Gewichtmatrix (typ. 1000), U die Einschränkungen für die Schaltsequenz und e der Koste für die weiche Bedingung auf der Schaltsequenz

So wurden gegenüber des MPC Problems die Dynamik des Systems sowie die Grenzen für den Komfort durch eine Limite für die Schaltsequenz ersetzt. Diese Grenze bestimmt, wann geheizt werden muss um den Bedarf des Gebäudes abzudecken. Damit trotzdem eine Lastverschiebung möglich ist, wird eine sogenannte „weiche“ Bedingung genutzt, welche Abweichungen erlaubt aber nicht mehr ganz optimal sind. Mit einem grossen Wert für Q , ist es dann klar, dass die Lösung zu diesem Setting zuerst versucht den Preis zu minimieren und dann noch das Heizen nahe beim prognostizierten Bedarf zu setzen (Dies ist wichtig bei flachen Tarifen wie CPP).

Als erster Schritt macht dieser Regler eine Simulation mit dem Referenzoptimierer, um den Heizbedarf zu kennen. Auf Grund einer konservativen Einschätzung des aktuellen Speicherzustands werden dann die Einschränkungen für die Schaltsequenz (U_i) berechnet. Die Regel dafür ist einfach: der Heizbedarf muss jederzeit gedeckt sein (wann ist jeweils der späteste mögliche Zeitpunkt, um die WP laufen zu lassen). Die Abbildung 25 zeigt ein Beispiel dieses Verfahrens. Dafür würden die folgenden Einschränkungen berechnet: $U = [0,0,1,1,2,2,3,3,3,3,3,3]$.

Als zweiter Schritt kann dann das Optimierungsproblem gelöst werden. Dies erfolgt durch Hilfe von YALMIP (Löfberg 2004) und sein „Branch and Bound“ (bnb) Algorithmus. Die Ausgabe ist die neue Schaltsequenz.

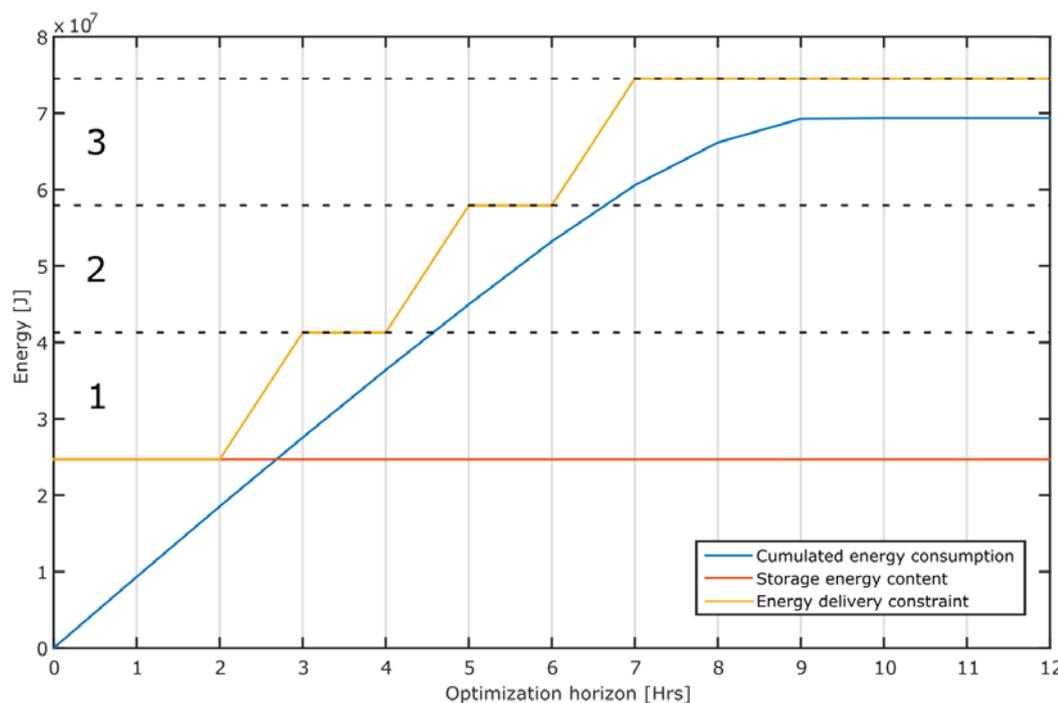


Abbildung 25: Darstellung der Sub-MPC Heuristik für das Ein- und Ausschalten der Wärmepumpe mit einem 12-stündigen Horizont. Der Bedarf (blau) wird mit dem aktuellen Speicherzustand zur Zeit $t=0$ (rot) verglichen. Es wird dann berechnet wie oft und wann spätestens die Wärmepumpe eingeschaltet werden muss (orange).

4.4. Simulationsmethode

4.4.1. Fragestellungen

In den Kapiteln 4.1 (Modellumgebung / Framework), 4.2 (Gebäudemodell) und 4.3 (Optimierte Steuerung) sind alle technischen Grundlagen beschrieben, welche benötigt werden, um das Demand-Response-Konzept in Simulationen exemplarisch zu verifizieren. Weil im Service-Sektor etwa die Hälfte des technischen Potentials der zeitlich verschiebbaren elektrischen Energie für die Bereitstellung von optimalem Klima (Potentialgruppen: Air Conditioning und Room Heating) benötigt wird (Palesky und Dietrich 2011) liegt der Hauptfokus der Simulationen auf dem Komplex: *Gebäude – Wär-*



mespeicher – Wärmepumpe, welcher in modern ausgerüsteten Dienstleistungsgebäuden typisch vorhanden ist. Wie in (Palensky und Dietrich 2011) gezeigt wurde ist das Lastverschiebungspotential im Winterhalbjahr besonders gross für den Raumheizungsbereich, weshalb wir für die Simulationen einen Zeitraum im Januar 2014 betrachten.

Um effizient simulieren zu können, wurde die Benutzerschnittstelle für die Parametrisierung so erweitert, dass eine spezifische Simulation mit ein paar Klicks definiert werden kann (Kapitel 4.4.2). Um die verschiedenen Simulationsergebnisse zu beurteilen und untereinander vergleichen zu können, wurde eine aussagekräftige, kompakte einseitige A4-Darstellung entwickelt (Kapitel 4.4.3). Sämtliche durchgeführten relevanten Simulationen können bei info@ihomelab.ch bezogen werden, komplett mit ihren JSON-Files und den Resultaten (A4-Ausgaben). Die Anzahl der dort dargestellten Simulationen ist viel grösser als im Resultatteil (Kapitel 4.5) beschrieben. Die kompletten Simulationen dienen als Datenbasis für weitergehende Fragestellungen und Analysen.

Im Moment existieren in der Schweiz noch keine spezifischen Demand-Response-Tarife, welche von den EVUs eingesetzt werden. Darum haben wir auch aus Vergleichbarkeitsgründen auf die Tarifmodelle aus dem Kapitel 3 und (Palensky und Dietrich 2011) zurückgegriffen. Die Tarife sind konservativ (geringe Spreizung) gewählt und so normiert, dass bei gleichem Nutzerverhalten des gesamten SSB-Bereichs, summarisch die gleichen Energiekosten entstehen.

Wesentlich für vorausschauende Simulationen ist es, möglichst genaue Wetterdaten für das simulierte Gebäude zu erhalten. Wir haben mit dem Projektpartner MeteoSCHWEIZ eine sehr gute Ausgangslage und können so die genauesten lokalen Meteodaten und -prognosen (COSMO-7) für unsere Simulationen verwenden. Weil wir mit der Vorausberechnung des zu erwartenden Verbrauchs eine Speicheroptimierung betreiben, sind Unterschiede von erwartetem und reell eintretendem Wetter kritisch.

Im Weiteren werden in den Simulationen die folgenden Einflüsse auf die Energiekosten und das Verhalten unserer Gebäude untersucht und in Kapitel 4.5 analysiert:

- Besteht ein relevanter Einfluss der Belegungsdichte und der damit verbundene zusätzliche Wärmeeintrag auf den Energieverbrauch und den Komfort in Bürogebäuden mit verschiedenem Ausbaustandard (Kapitel 4.5.1, 4.5.2)?
- Kann mit einer anderen Auslegung der Wärmezentrale der Energieverbrauch oder/und die Energiekosten beeinflusst werden (Kapitel 4.5.3)?
- Welches ist die Sensitivität der verschiedenen Ausbaustandards auf Verbrauch und Kosten der Energie (Kapitel 4.5.2)
- Auf der Optimierungsseite interessieren uns einerseits mit welchem Zeithorizont in der Voraussimulation / -Optimierung gearbeitet werden soll, und wie der Einfluss der Optimiererwahl auf die benötigten Rechenressourcen ist (Kapitel 4.5.4).

4.4.2. Ablauf

Damit eine Simulation durchgeführt werden kann, muss das Framework im Simulationsmodus konfiguriert sein, siehe Kapitel 4.1. Jeder Simulationslauf ist durch eine JSON-Datei beschrieben und wird durch ein Java Kommando gestartet.

Für unsere Simulationen wurde ein GUI entwickelt, siehe Abbildung 26, das sowohl das Erstellen von JSON Konfigurationsdateien vereinfacht als auch das Framework selber startet und automatisch die resultierenden Ergebnisse darstellt. Das GUI erlaubt einfach einzelne Simulationen oder im Batch-Modus mehrere Simulationen sequentiell nacheinander durchzuführen.

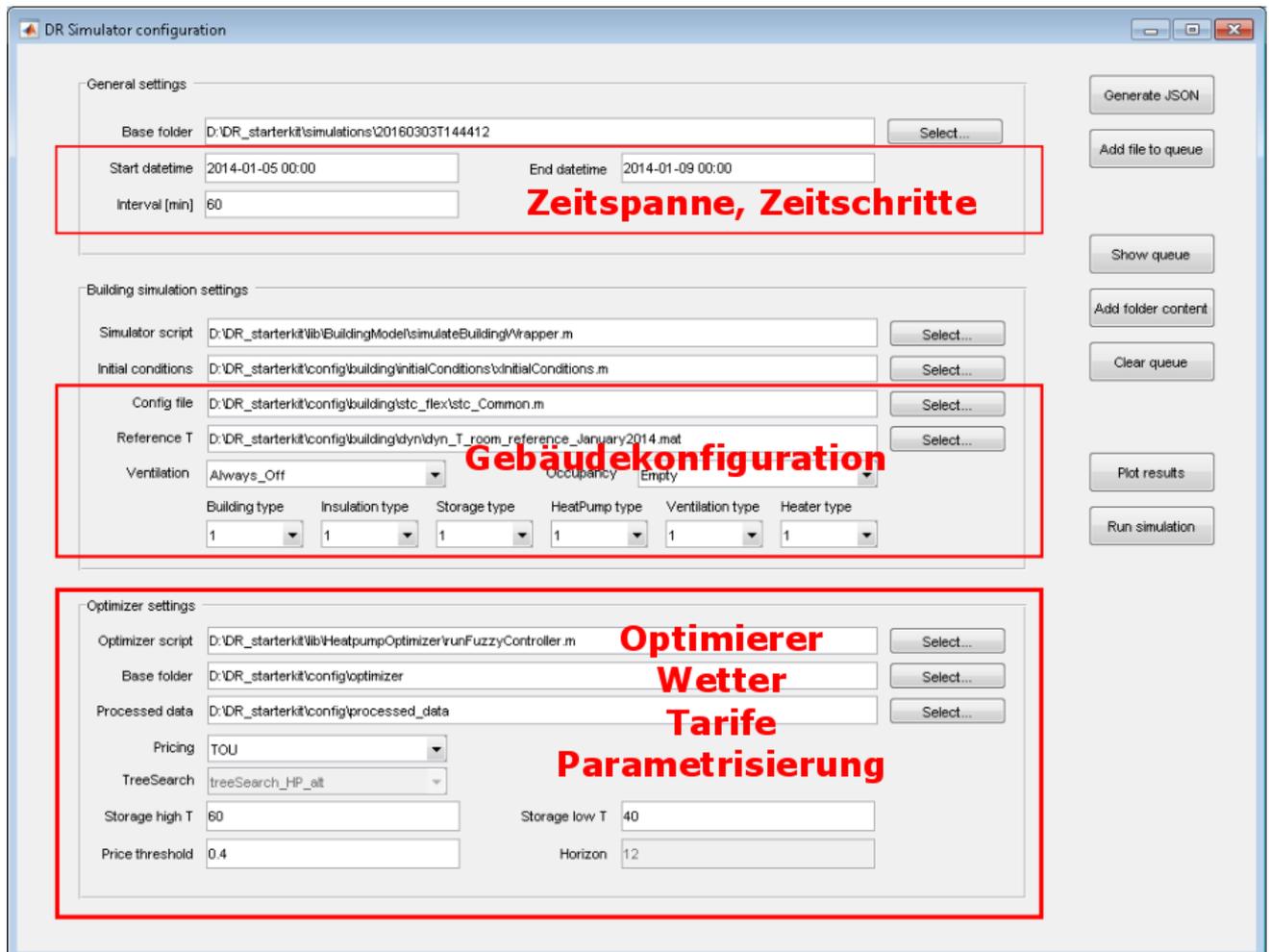


Abbildung 26: Simulationseinstellung GUI

Durch dieses Tool kann man die meisten Simulationsfälle einfach konfigurieren. So ist es möglich die Zeitspanne der Simulation, das Gebäude auf Grund der Konfigurationsvariablen (siehe Kapitel 4.2.2) und den Optimierertyp mit einigen wenigen Auswahlen einzustellen. Bei Bedarf kann dann immer noch die generierte JSON-Datei manuell geändert werden, um volle Simulationsflexibilität zu erreichen.

Mit den verschiedenen Knöpfen im Menü ist es möglich die Simulationswarteschlange zu verwalten, Simulationsläufe durchzuführen oder einzelne Simulationen wieder darzustellen.

4.4.3. Auswertung (A4 Zusammenfassung)

Für jeden Simulationslauf wird eine Resultatzusammenstellung generiert, welche die wichtigsten Kenngrößen graphisch und tabellarisch darstellt, siehe als Beispiel Abbildung 27. Diese Resultatzusammenstellung hat auf einem A4-Blatt Platz und erlaubt einen guten Überblick wie auch eine exzellente Vergleichsmöglichkeit von verschiedenen Simulationen. Sie ist in drei Bereiche aufgeteilt: graphische Darstellung der Eingabegrößen, graphische Darstellung der Energie und ihrer Bezugsgrößen, sowie berechnete Schlüsselgrößen.

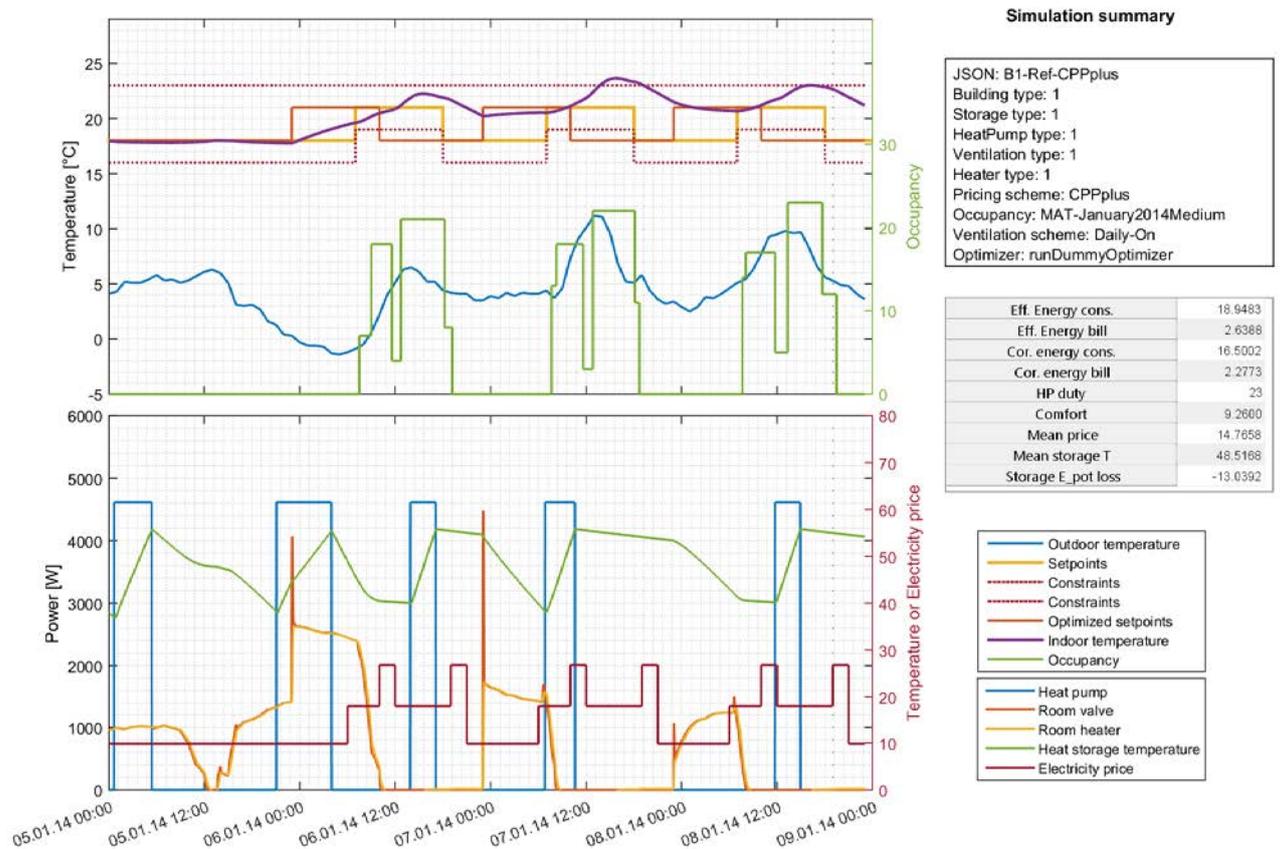


Abbildung 27: A4 Blatt der eine Zusammenfassung der Resultate darstellt.

Der Teil „Eingabegrößen“ (oben links) ist eine graphische Zusammenfassung den Temperaturen (Aussentemperatur, Innentemperatur, Temperatursollwert) und der Belegung. Das ermöglicht mit einem Blick die äusseren Einflüsse zu sehen und der Komfortzustand des simulierten Gebäudes zu eruieren. Insbesondere sieht man die vom Gebäudemanager vorgegebene Solltemperatur (gelbe Linie Wunschtemperatur) gegenüber der vorverschobenen Solltemperatur (orange Linie als Steuergrösse). Die Komfortgrenze welche zur Quantifizierung des Komfortfehlers herangezogen wird ist in rot gestrichelter Linie dargestellt. Innerhalb der Fehlergrenzen werden Temperaturabweichungen von der Solltemperatur nur schwach gewichtet. Die in diesem Graphen dargestellten Grössen ändern normalerweise durch Variationen des Optimierertyps nicht.

Der Teil „Energie“ (unten links) präsentiert den energetischen Zustand des Gebäudes und erlaubt, die Einflüsse des Tarifs und des Optimierers zu analysieren. Dafür ist der Zustand des Speichers (grüne Linie, Durchschnittstemperatur), die Leistung der Wärmepumpe (blaue Linie) sowie die Heizleistung beim Ventil (orange Linie) und im Raum (gelbe Linie) gegenüber dem Tarifsignal (rote Linie) gezeigt.

Zuletzt gibt der Teil „Simulation summary“ (rechts) Informationen über die Einstellungen (verwendetes Gebäude, Optimierer, Tarifsignal, usw.) und mit der Simulation berechnete wesentliche Kenngrössen. Dort sind der Energieverbrauch und die damit verbundenen Kosten zu sehen. Man muss jedoch mit dem errechneten Wert der effektiven Kosten „ $Kosten_{eff}$ “ (und Energieverbrauch „ E_{eff} “) vorsichtig sein, denn der Zustand des Speichers sich von Simulationsbeginn zu Simulationsende verändern kann („Storage E_pot loss“, oder $E_{pot\ loss, HS}$, zeigt der Verlust an Energie zwischen Start und Stopp). Dies verhindert, dass verschiedene Simulationen direkt verglichen werden können. Um trotzdem eine Vergleichsmöglichkeit zu bekommen führen wir Korrekturgrössen ein, welche die elektrisch äquivalen-



te Leistung (COP, Coefficient Of Performance for heat pumps (Wikipedia 2016c)) einrechnen, um den Speicher zum Simulationende wieder in den Anfangszustand zu bringen.

$$E_{corr} = E_{eff} + \frac{E_{pot\ loss,HS}}{COP}$$

$$Kosten_{corr} = Kosten_{eff} + \frac{E_{pot\ loss,HS}}{COP} \cdot \text{mean}(Tarif)$$

Andere Informationen wie der Auslastungsgrad der Wärmepumpe, die Durchschnittstemperatur des Speichers und der Durchschnittsenergiepreis erlauben ein besseres Verständnis der Simulationen. Zusätzlich ist in den Schlüsselwerten die Abweichung zur Solltemperatur entsprechend unserem Komfortmodell berechnet. Die Berechnungsmethode ist der folgende Formel beschrieben (mit H die „Heaviside“ Funktion («Heaviside Step Function» 2016), und Q und L Gewichte):

$$KF = \sum Q \cdot (T_{room} - T_{ref})^2 + H(T_{comfort\ upper} - T_{room}) \cdot L \cdot (T_{comfort\ upper} - T_{room})^2 + H(T_{room} - T_{comfort\ lower}) \cdot L \cdot (T_{room} - T_{comfort\ lower})^2$$

4.5. Simulationsergebnisse und Diskussion

4.5.1. Allgemeine Ergebnisse

Unsere Simulationen ergeben, dass Lastverschiebung gut möglich ist. Zur Illustration Abbildung 28, sie zeigt die Ergebnisse für den Tarif CPP+. Für alle drei Gebäude B1, B2 und B3 wurde jeweils das Gebäude ohne Optimierer als Referenz verwendet und dessen Energieverbrauch als 100% (1 in der Abbildung) gesetzt. Die Darstellung zeigt auf der linken Seite die Verteilung des Energiebezugs auf die Tarifstufen (tief/mittel/hoch in blau/gelb/rot), auf der rechten Seite die Kostenentwicklung. Aufgeführt sind für jedes Gebäude die Referenz und drei Optimierer. Die Grafik zeigt, wie die Last verschoben wird: In fast allen Fällen steigt der Anteil des Niedertarif-Stroms (blaue Balken) und der Hochtarif wird ganz oder fast ganz vermieden. Dadurch resultieren mehr oder weniger grosse Kosteneinsparungen. Beim Gebäude B2 ist der Effekt weniger ausgeprägt (dies wird im Kapitel 4.5.2 besprochen).

Da wir Kosten optimieren, kann es vorkommen, dass mit dem Einsatz eines Optimierers zwar Kosten gespart werden, aber leicht mehr Energie verbraucht wird (in Abbildung 28 sichtbar für den Fuzzy-Regler bei B1 und B3). Darum haben wir den Aspekt der Zusammenhang zwischen Energie- und Kosteneinsparung noch genauer untersucht.

Comparison of load shifting potential for CPP+

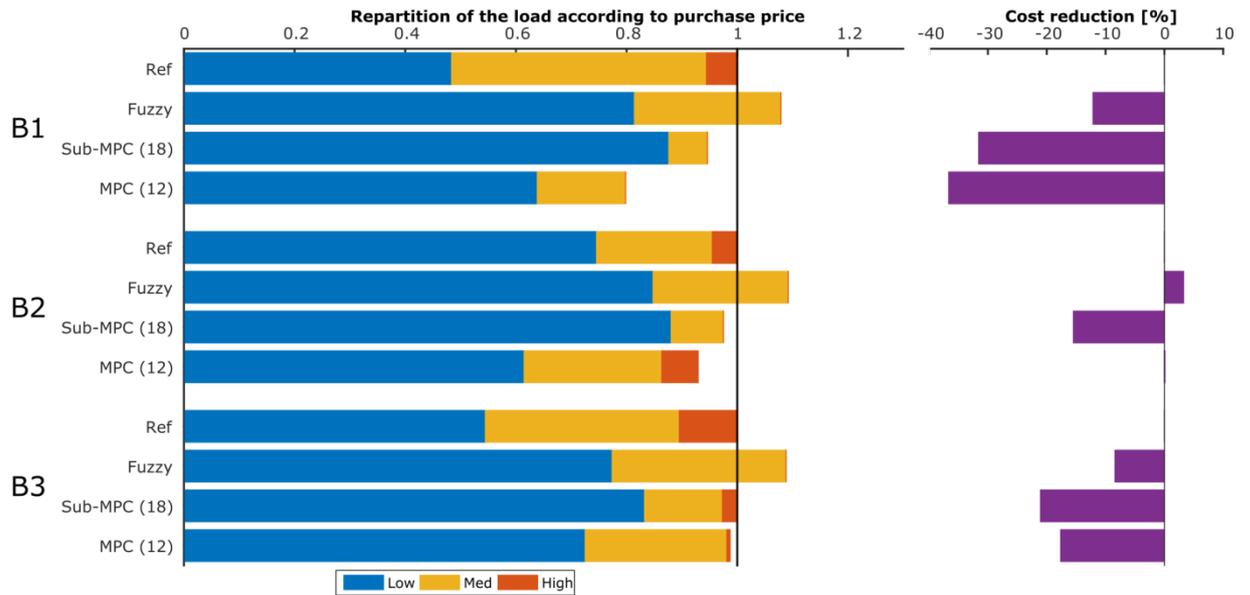


Abbildung 28: Vergleich der Lastverschiebung für CPP+ simuliert mit verschiedenen Optimierern: Fuzzy-logic-Optimierer („Fuzzy“), Sub-MPC-Optimierer mit 18 h Vorhersagehorizont („Sub-MPC (18)“) und MPC-Optimierer mit 12h Vorhersagehorizont („MPC (12)“), pro Gebäude relativ zum Referenzfall („Ref“)

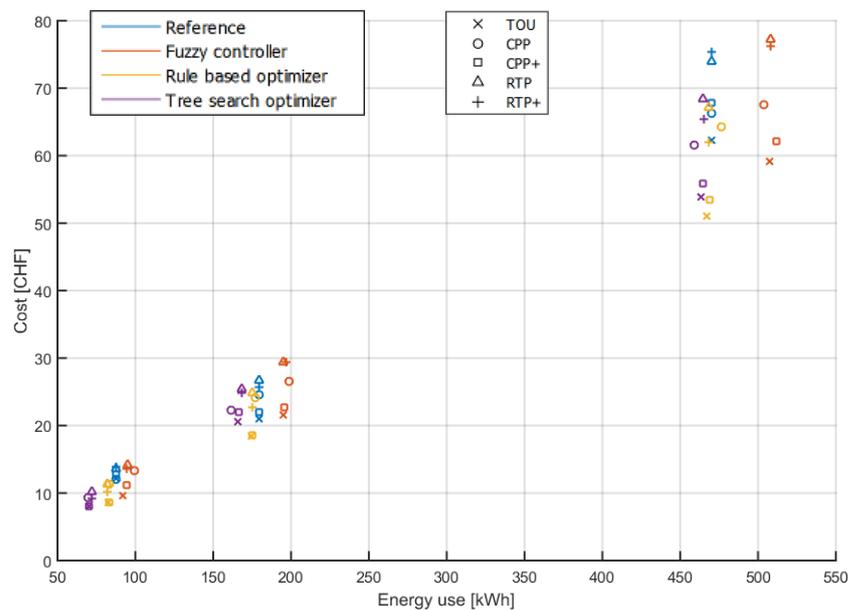


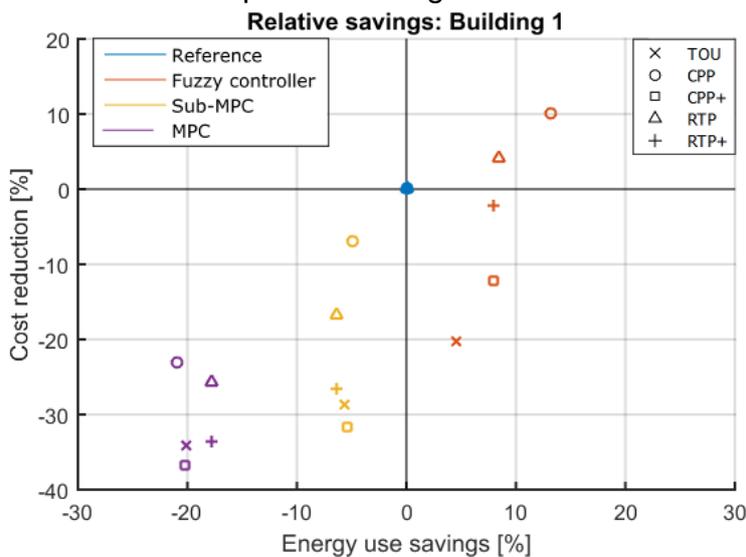
Abbildung 29: Überblick über Kosten und Preis für alle Tarifmodelle und alle Gebäude (B1 Cluster links unten, B2 Mitte, B3 Cluster rechts oben)

Abbildung 29 gibt einen Überblick über alle fünf simulierten Tarifsyste. Die einzelnen Gebäude sind in Abbildung 30 bis Abbildung 34 noch genauer sichtbar. Details zu den einzelnen Gebäuden werden im Kap. 4.5.2 noch detailliert besprochen, hier einige gebäudeübergreifende Resultate aus der Zusammenstellung in Abbildung 29:

- Der Fuzzy-Regler (rot) kann nur bei CPP+ und TOU Kosten senken, braucht aber mehr Energie. Dies liegt in der Natur der Fuzzy-Logik: sie basiert auf Regeln, und solche lassen sich auf Tarife mit klaren Stufen gut aufstellen, nicht aber auf fluktuierende Tarife wie RTP.
- Der MPC-Optimierer (violett) spart in allen Fällen am meisten Energie und auch Kosten. Da er im Prinzip einen Baum mit allen Schalt-Möglichkeiten aufstellt, für alle den Gebäudezustand simuliert und unter all diesen Möglichkeiten und Zuständen die optimale Lösung sucht, findet er die optimale Lösung, braucht aber auch am meisten Rechenzeit.

Die grössten Einsparungen werden mit den Tarifen TOU und CPP+ erreicht. RTP-Tarife haben nur kleine Preis-Unterschiede zwischen den einzelnen Zeitpunkten, darum ist bei Lastverschiebungen das Sparpotential nur klein.

4.5.2. Gebäudespezifische Ergebnisse



Das Gebäude B1 ist ein Minergie-Gebäude und benötigt darum sehr wenig Heizenergie. Abbildung 30 zeigt:

- MPC- und Sub-MPC-Optimierer verschieben die Last günstig, sie erzielen sowohl Kosten- wie auch Energie-Einsparungen. Der Fuzzy-Regler erreicht das Ziel der Kosten-Einsparung nicht bei allen Tarifsyste-men. Ausserdem benötigt er in allen Fällen mehr Energie.
- Die Einsparungen sind bei CPP+ am grössten, darauf folgen TOU und RTP+.

Abbildung 30: Kosten- und Energieeinsparungen für Gebäude B1 für alle fünf Tarifmodelle, relativ zum nicht optimierten Fall

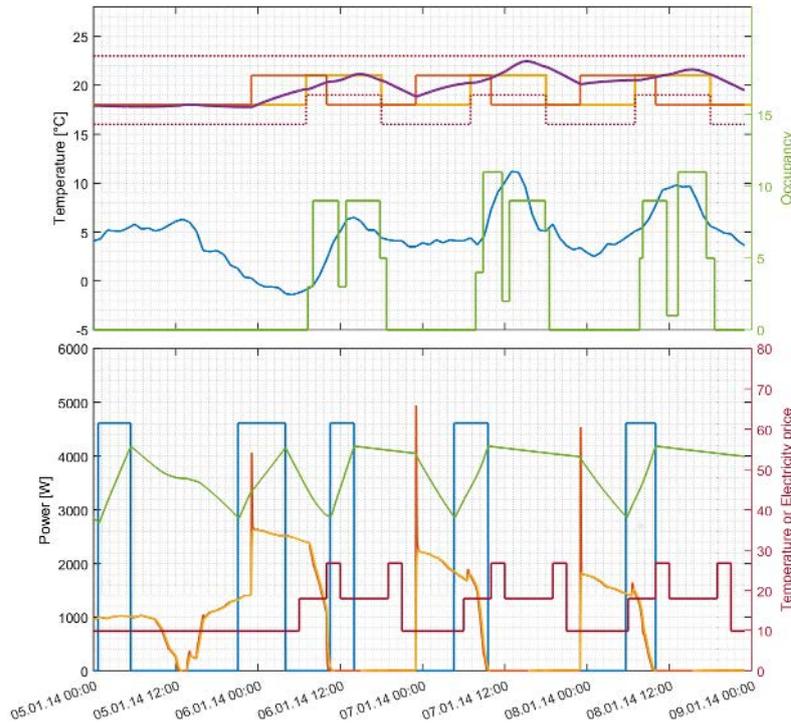


Abbildung 31: Simuliertes Verhalten des Gebäudes B1 mit dem Referenz-Optimierer, bei niedriger Gebäudebelegung

Für dieses sehr energieeffiziente Gebäude fällt auf, dass bei stark belegtem Gebäude die Abwärme-Leistung der Mitarbeiter und ihrer Bürogeräte ungefähr gleich gross wie die installierte Heizleistung ist. Für die Optimierung ist es daher wesentlich, dass die Belegung mitsimuliert und auch in die Optimierung mit einbezogen wird. Den Vergleich sieht man gut in den beiden nebenstehenden Abbildungen:

- Bei niedriger Gebäudebelegung (Abbildung 31) wird die Wärmepumpe gelegentlich während des Tages eingeschaltet, die Temperatur bleibt innerhalb der Komfort-Zone.
- Bei hoher Gebäudebelegung (Abbildung 32) wird die Wärmepumpe nie während der Bürozeiten eingeschaltet, trotzdem wird es im Innenraum zu warm, wenn viele Leute anwesend sind.

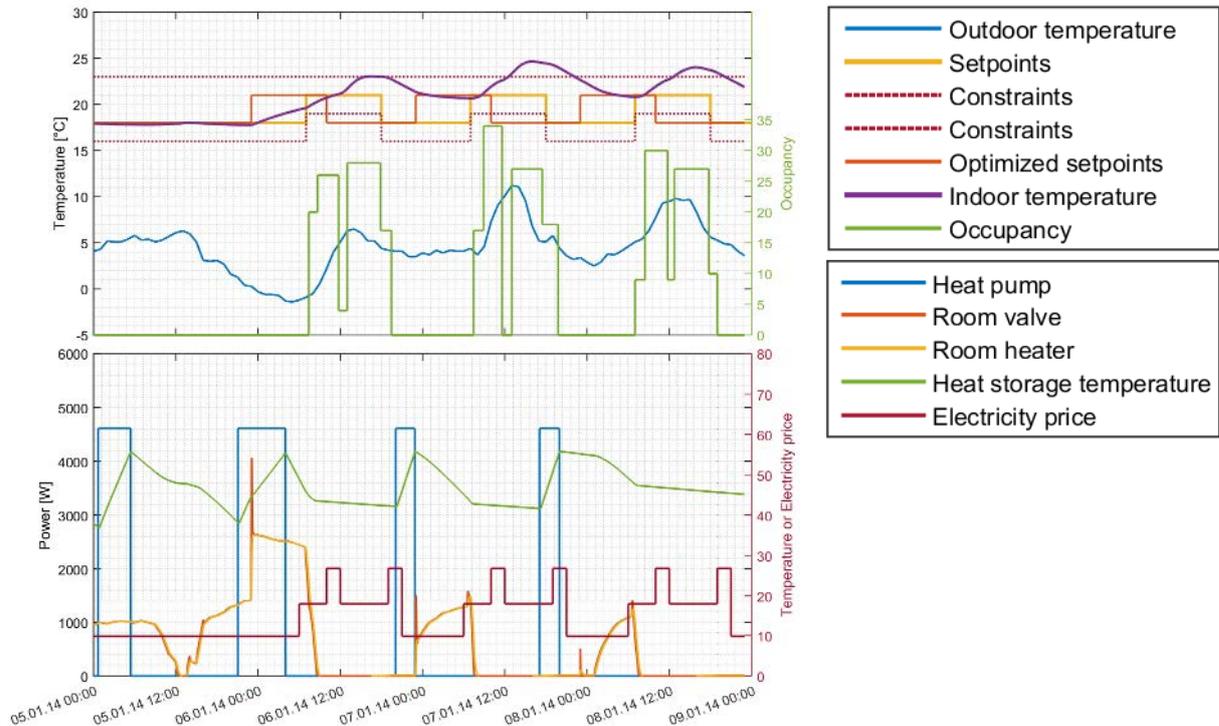


Abbildung 32: Simuliertes Verhalten des Gebäudes B1 mit dem 68/124

Referenz-Optimierer, bei hoher Gebäudebelegung

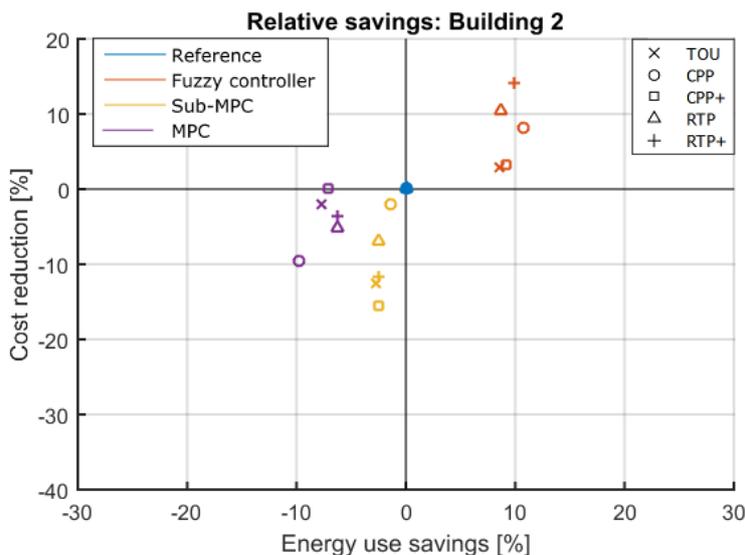


Abbildung 33: Kosten- und Energieeinsparungen für Gebäude B2 für alle fünf Tarifmodelle, relativ zum nicht optimierten Fall

Gebäude B2 (Abbildung 33) ist etwas speziell, da es eine Bodenheizung hat. Die Trägheit der Bodenheizung macht die Optimierung schwieriger, da die Fehlerfunktion sehr „flach“ wird, d.h. die optimale Richtung für die Optimierung ist nicht klar.

- Der Sub-MPC-Optimierer kann die Kosten besser optimieren, aber der MPC-Optimierer spart mehr Energie.
- Fuzzy-Regler bringt zwar Lastverschiebung, aber verbraucht mehr Energie und ist darum auch teurer. Dies liegt daran, dass der Regler eigentlich nicht ganz modellunabhängig ist: die Regelbasis bildet indirekt auch die Gebäudekategorie ab, und die verwendete ist für träge Gebäude weniger geeignet.

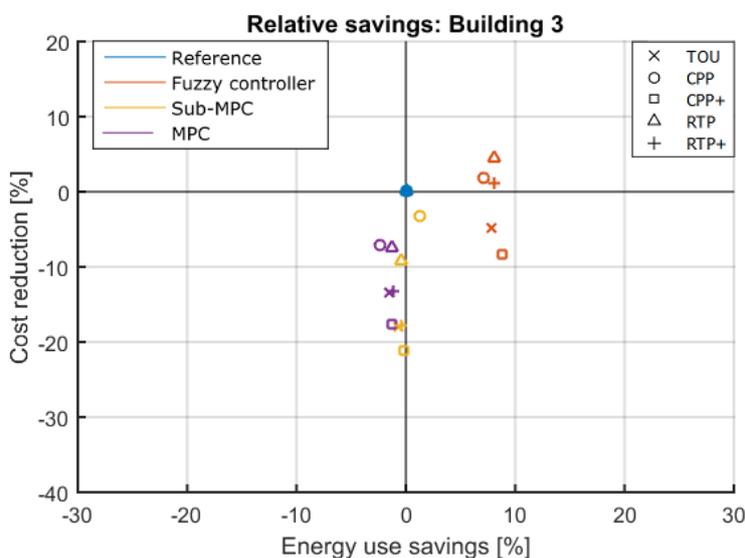


Abbildung 34: Kosten- und Energieeinsparungen für Gebäude B3 für alle fünf Tarifmodelle, relativ zum nicht optimierten Fall

Gebäude B3 (Abbildung 34) ist ein Altbau.

- Die Energieeinsparungen sind prozentual niedriger als beim Gebäude B1, obwohl absolut der Wert höher ist (45 kWh gegenüber 30 kWh).
- Der Sub-MPC-Optimierer spart zwar Kosten, aber kaum noch Energie. Weil mehr Heizleistung gebraucht wird, sollte der Suchhorizont vielleicht grösser sein. Dies wird in Kap. 4.5.4 (Abbildung 36) untersucht.

Wir haben auch simuliert, was passiert, wenn das Gebäude B3 auf Minergie-Standard (wie B1) renoviert wird, ohne die Wärmezentrale zu ändern. Dann erreicht man ähnliche Lastverschiebungs-

Resultate wie bei B1, aber mit +10.5% Kosten und +11.4% Energie (B3-RBO18-CPPplus-B1Ren gegenüber B1-RBO18-CPPplus).

4.5.3. Variationen der Wärmezentrale

Die Lastverschiebung ist auch abhängig von einer guten Abstimmung der Wärmezentrale auf das Gebäude. Um diese Hypothese zu testen, haben wir für Gebäude B1 drei Variationen simuliert: mit doppelt so grossem Speicher (HS2), mit halb so grossem Speicher (HS4) und mit gleichem Speicher, aber grösserer Wärmepumpe (HP2). Dafür haben wir CPP+ und Sub-MPC-Optimierer mit einem Simulationshorizont von 18h verwendet. Offenbar ist die Wärmezentrale tatsächlich schon sehr gut auf das Gebäude abgestimmt, denn alle drei Varianten bringen höhere Kosten, Energie spart einzig die Variante HS2, aber nur 0.5% (Abbildung 35). Ein zu kleiner Speicher lässt längere Hochtarifzeiten nicht überbrücken und bedingt dann einen Heizeinsatz zu tariflich ungünstigen Zeiten. Ein zu grosser Speicher dagegen hat durch seine grössere Oberfläche auch eine grössere Verlustleistung, gegenüber dem optimierten Fall.

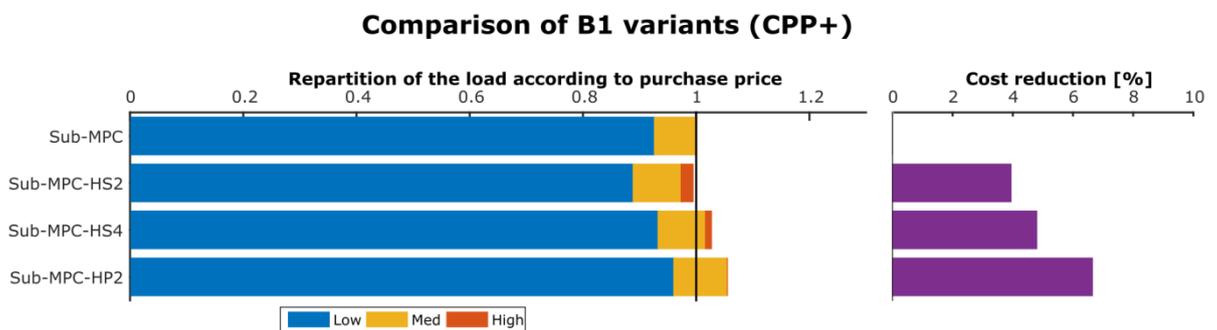


Abbildung 35: Variationen der Speicher- und Wärmepumpengrösse für B1 mit CPP+ und RBO18

4.5.4. Variationen der Optimierungsmethoden

Wie schon beim Gebäude B3 erwähnt, könnte beim Sub-MPC-Optimierer der Voraussagehorizont eine Rolle spielen. Wir haben darum 12h und 18h gegeneinander verglichen für CPP+ und alle drei Gebäude. Abbildung 36 zeigt, dass bei B1 ein Horizont von 12h genügt, RBO18 ist nur wenig besser als RBO. Beim Gebäude B2 ist RBO18 viel besser als RBO; es scheint, dass wegen der Trägheit der Bodenheizung ein längerer Horizont vorteilhaft ist. Beim Gebäude B3 ist RBO18 ebenfalls besser als RBO. Dies lässt sich dadurch erklären, dass das Gebäude viel mehr Heizleistung braucht, die Wärmepumpe also länger laufen muss und dies durch einen längeren Horizont besser mit einem vorgegebenen Tarif optimiert werden kann. Ein längerer Vorausschauhorizont von 18 Stunden wird von uns darum empfohlen um ein Optimum zwischen Rechenzeit und Optimierungsgrad zu erreichen.

Comparison between 12h and 18h horizon (CPP+)

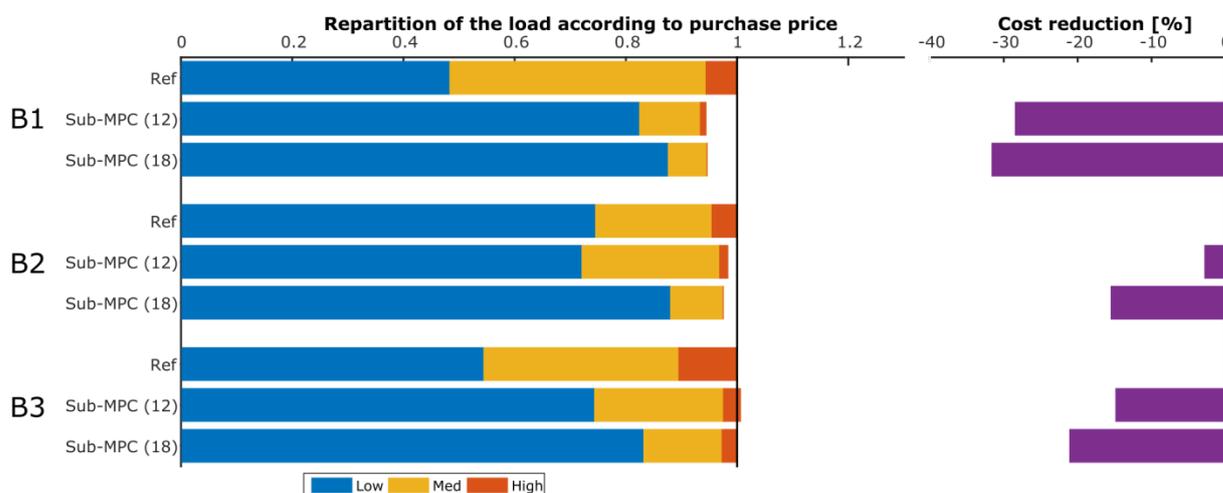


Abbildung 36: Vergleich des Sub-MPC-Optimierers mit 12h-Horizont („Sub-MPC (12)“) mit jenem mit 18h-Horizont („Sub-MPC (18)“), simuliert mit CPP+ für alle drei Gebäude

Auch den MPC-Optimierer („Modellbasierte Optimale Regelung“, Kap. 4.3.3) haben wir genauer untersucht. Da der originale MPC-Algorithmus relativ lange Rechenzeiten hat, ist er zwar zur Steuerung eines Gebäudes geeignet (wo die Berechnung nur wenige Male pro Stunde durchgeführt werden muss), nicht aber für Simulationen (wo wir in möglichst kurzer Zeit viele Tage simulieren wollten). Darum verwendeten wir für die meisten Simulationen einen leicht abgeänderten Algorithmus, welcher die Suchzeiten verkürzt („Modellbasierte Sub-Optimale Regelung“, siehe Kap. 4.3.4). Bei einem Vergleich der beiden Algorithmen wollten wir herausfinden, ob und wie sich die Resultate verändern. Dabei stellten wir fest, dass die Resultate identisch sind. Der geänderte Algorithmus könnte also auch für ein reales Gebäude eingesetzt werden, etwa wenn die Steuerung auf einer Hardware mit eher kleiner Rechenleistung laufen soll.

4.5.5. Zusammenfassung und Ausblick

Um Lasten verschieben zu können, ist ein gut auf das Gebäude abgestimmter Speicher/WP nötig. Der Speicher muss gross genug sein, um Hochtarif-Zeiten überbrücken zu können. Energieeffiziente Gebäude stellen ganz andere Anforderungen an den Optimierer als Altbauten, da nur wenig Heizleistung benötigt wird. Aber selbst für solche Gebäude lassen sich mit Lastverschiebung Kosten und auch Energie sparen. Bei trägen Gebäuden ist die Steuerung an sich und insbesondere die Lastverschiebung schwieriger, es lassen sich Kosten-, aber kaum Energie-Einsparungen realisieren. Ev. müsste ein noch längerer Horizont untersucht werden („Sub-MPC (24)“) Bei Altbauten lassen sich wegen des höheren Energiebedarfs absolut gesehen mehr Kosten und Energie sparen als bei einem Minergie-Gebäude, prozentual gesehen aber weniger.

Bezüglich der Tarife ist klar CPP+ jenes Tarifmodell, womit die grössten Kosteneinsparungen durch Lastverschiebung erreicht werden. Aber auch TOU ist gut geeignet. RTP+ schneidet nur in gewissen Fällen gut ab. Es bestätigt sich also die einleuchtende Erkenntnis: Wenn die Preisunterschiede zwischen verschiedenen Zeiten grösser sind, kann man durch Lastverschiebung mehr herausholen.

Die besten Optimierer sind der MPC-Optimierer mit Tree-Search-Algorithmus und der suboptimale MPC-Optimierer, wobei beide für die Simulation ein Gebäudemodell brauchen. Dabei ist der erste recht rechenintensiv (Abbildung 37 und Abbildung 38). Der suboptimale MPC-Optimierer ist rechenzeitoptimiert, aber von den Resultaten her äquivalent zum originalen MPC-Optimierer und damit auch geeignet zur Steuerung eines realen Gebäudes.

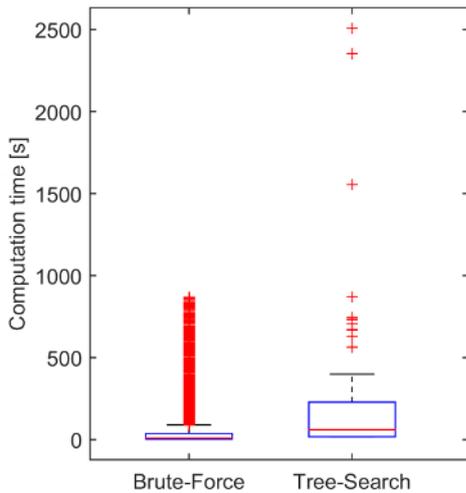


Abbildung 37: Vergleich der Rechenzeiten der verschiedenen Algorithmen des MPC-Optimierers: Brute-Force und Tree-Search

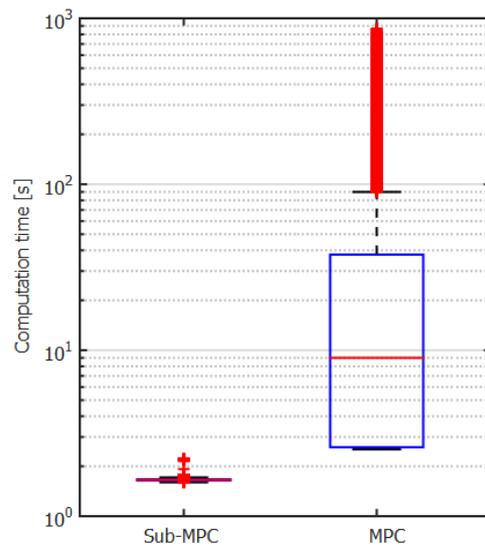


Abbildung 38: Vergleich der Rechenzeiten des Sub-MPC-Optimierers gegenüber des MPC-Optimierers

4.6. Eichung auf reales Gebäude

4.6.1. Gebäudemodell Anpassung

Die Anpassung unseres Gebäudemodells auf ein reales Gebäude erfolgt durch die Identifikation der in Kapitel 4.2 verwendeten Parameter. Dies entspricht dem sogenannten „parameter identification“ Verfahren. Dafür sind Messdaten des realen Gebäudes notwendig:

- Heizleistung (Vor- und Rücklauftemperatur, Fluss)
- Raumtemperatur (Komforteinschätzung)
- Wetter (Aussentemperatur und Sonnenstrahlung, auch bei MeteoSchweiz zu erhalten)

Die Identifikation selbst wird dann in zwei Schritten durchgeführt:

- Die Parameter des Heizkörpers werden bestimmt. Dies ist ein schwieriger Schritt. Da die Messdaten oft vom laufenden System kommen, spricht man hier von „Closed-Loop Identifizierung“ (der Controller bleibt eingeschaltet) und die Informationen in die Messdaten ist daher gering. Wenn die Kapazität des Heizkörpers bekannt ist, ist es für diesen Schritt von Vorteil.
- Die Parameter des Raums werden ausgerechnet. Dazu sind die folgenden Daten ein Vorteil: Solltemperatur, Orientierung der Fenster, Lüftungsplan, Einschätzung der Belegung.

4.6.2. Suva D4 Gebäude

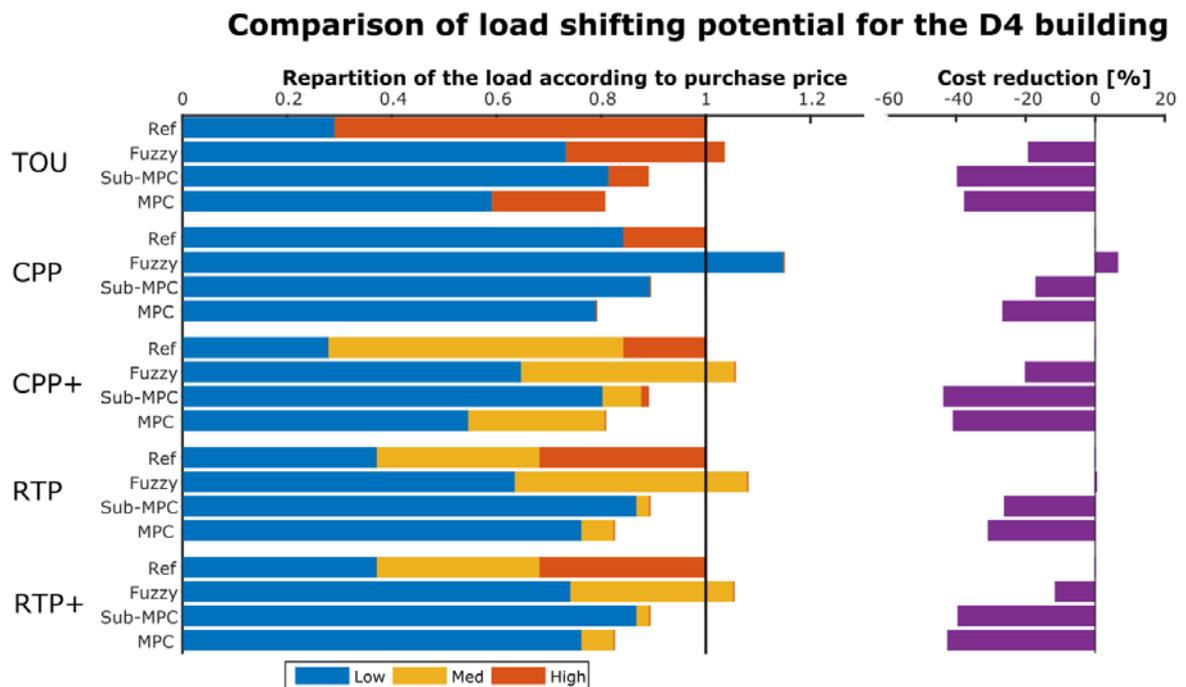


Abbildung 39: Vergleich von den verschiedenen Optimierer und Tarife gegenüber die Lastverschiebung und der Kostenreduktion.

Messdaten für einen Teil des 5. Stocks des Z5 Gebäude auf dem Suva D4 Campus wurden uns mit Hilfe von Siemens Schweiz und SUVA zur Verfügung gestellt. Damit können wir unser Framework auch mit einem Modell eines reales Gebäudes testen. Die Identifikation der Parameter ist in (Prud'homme und Ineichen 2016) beschrieben. Es ist wichtig zu wissen, dass nicht komplett alle Informationen im Gebäudeleitsystem erfasst waren. Der Einfluss der Sonne oder der Belegung sind zum Beispiel nur schwierig einschätzbar. Das Modell wurde so angepasst, dass der Energiebedarf stimmt. Zudem wurde der Wärmebezug durch die Heizzentrale - welche mehrere Gebäude bedient – im Modell durch eine Wärmepumpenheizung für speziell für das betrachtete Gebäude ersetzt.

Der Aufwand für die Parameteridentifikation bewegt sich für die Erstidentifikation in der Grössenordnung von 1-2 Arbeitswochen für unser Setting, was im Vergleich zu detaillierten Gebäudemodellen gering ist. Wir haben für die Identifikation nicht aktiv ins Gebäudemanagement eingegriffen, sondern haben die im Betrieb erhobenen Messdaten für die Identifikation verwendet.

Das Modell für das D4 Gebäude wurde dann in das Framework eingebaut. Damit wurden einige Simulationen mit der gleichen Methodologie wie in Kapitel 4.4 durchgeführt. Die Resultate sind in Abbildung 39 zu finden. Hier sind wieder alle Tarife und Optimierer getestet worden.

Diese Resultate gleichen denen vom Gebäude 1 und zeigen ein grosses Einsparungspotential mit Kosteneinsparungen von bis zu 40% und Energieeinsparungen von bis zu 21%. Die Last wird bei allen Tarifen und Optimierern gut aus dem Hochtarif weggeschoben.

Da dieser Teil des D4s auch dem Minergie-Standard entspricht, ist dies keine grosse Überraschung und ist eine gute Validierung unseres Modells und unserer Simulationsdaten im vorhergehenden Resultatkapitel.



4.7. Pilotinstallation

Um das Funktionieren des Demand-Response.ch Konzeptes zu belegen, ist es sinnvoll, die gewonnenen Erkenntnisse aus den Simulationen in einem Pilotgebäude in die Praxis umzusetzen und zu analysieren, um aufzuzeigen, welche Abweichungen in der Praxis zur Simulation auftreten. Ein funktionierendes Pilotprojekt verleiht dem erarbeiteten Lösungsansatz viel Gewicht.

Im Projekt haben sich das Projektteam und die Projektpartner frühzeitig und engagiert für die Rekrutierung eines Pilotgebäudes eingesetzt. Einige Dutzend Gebäude wurden ausgewählt, technisch abgeklärt und bei vielversprechenden Kandidaten mit den Verantwortlichen Betreibern/Besitzern diskutiert. Leider war es im Rahmen dieses Projektes trotzdem nicht möglich, ein reelles Pilotgebäude zu rekrutieren und in Betrieb zu nehmen. Immerhin ist es uns gelungen, Livedaten aus einem repräsentativen Dienstleistungsgebäude zu bekommen, um unsere Simulationen auf das spezifische Gebäude anzupassen (siehe Kapitel 4.6) und zu verifizieren.

In diesem Kapitel wird einerseits im Abschnitt 4.7.1 auf die nötigen technischen Anforderungen an ein geeignetes Pilotgebäude eingegangen. Andererseits wird in Abschnitt 4.7.2 auf die „Soffaktoren“ eingegangen, die positiv erfüllt werden müssen, damit eine Pilotinstallation zustande kommt.

Es wurde im Verlauf des Projekts beschlossen, dass bis zum Projektende auf die Realisierung eines Piloten verzichtet werden muss.

4.7.1. Anforderungen

Auf der technischen Seite müssen folgende Randbedingungen an das Gebäude erfüllt sein (aufgezeigt in Tabelle 13), damit ein Pilotbetrieb Demand-Response erfolgreich durchgeführt werden kann:

Tabelle 13: Technische Anforderungen an ein Dienstleistungsgebäude für eine Pilotinstallation von Demand-Response.ch

Thema	Kriterium	Beschreibung
Gebäudetyp	muss	Dienstleistungsgebäude: Büro, öffentlicher Raum, Geschäfte, oder gemischte Verwendung...
Gebäudeleitsystem	wichtig wichtig wichtig	Primäranlagen: Siemens Desigo PX / Unigyr / Integral Raumautomation: Siemens Desigo TRA / RXC Management Ebene: Siemens Desigo Insight
Energieart	muss	elektrisch bezogene/erzeugte Primärenergie mit Verwendung für thermische Prozesse, welche relevant für das Gebäude sind. Grösse und Mix sind stark gebäudeabhängig
Wärme	muss muss wichtig wichtig erwünscht	z.B: Wärmepumpe, elektrischer Erwärmer mit Speicher für: Erwärmung von Räumen oder Gebäudeteilen Warmwasseraufbereitung Pufferspeicher spezifischer Gebäudespeicher (TABS)
Kälte	muss muss erwünscht	Lüftung, Klimaanlage, Kältemaschine, elektrisch erzeugt mit Speicher für: Raumklimatisierung Lebensmittel-Kühlkette
Druckluft	erwünscht	Druckluftherzeugung elektrisch mit Speichervolumen. Verbrauch signifikant
PV-Anlage	erwünscht	Direkt im Gebäude installiert oder virtuell zugeschaltet Im zweistelligen %-Bereich der elektrischen Lasten



Von der Grösse her kann die Implementation skaliert werden. Es kann z.B. für den Start nur mit einem Gebäudeteil, oder einer Auswahl von Verbrauchern gestartet werden, um dann in einem späteren Zeitpunkt den Pilot zu erweitern. Als sinnvolle Mindestgrösse schlagen wir ein Dienstleistungsgebäude mit mindestens 20 Arbeitsplätze für die Pilotinstallation vor.

Idealerweise hat das Gebäude einen grossen Wärmespeicher, damit auch zeitlich genügend lange Energie verschoben werden kann, um den Tarifsitzen auszuweichen. Bei den von uns verwendeten Tarifsignalen sollten mit dem Speicher Hochtarifzeiten von bis zu 4 Stunden überbrückt werden können. Im Extremfall bedeutet dies: Maximalleistung der Wärmeerzeugung müssen während 4 Stunden speicherbar sein. Dies resultiert in sehr grossen thermischen Speichern. In der Praxis kann aber von erheblich kleineren Speichern ausgegangen werden. Während klimatisch sehr anspruchsvollen Tagen (extrem kalte Temperaturen, Montagmorgen...) dann nicht die komplette Lastverschiebung der Wärmeerzeugung aus dem Hochtarif möglich sein wird. Die in der Simulation verwendeten Speicher entsprechen den heute üblichen Einbaugrössen und bilden eine Energiereserve von 3-6 Stunden der Maximalleistung der Wärmeerzeugung zu vernünftigen Installationskosten.

4.7.2. Herausforderungen

Während des Projekts hat sich gezeigt, dass die Rekrutierung eines geeigneten Piloten alles andere als einfach war.

Viele heute in Betrieb stehende Dienstleistungsgebäude haben ausschliesslich eine Wärmeerzeugung mit Öl, Holz oder Gas oder sind einem Wärmeverbund angeschlossen. Diese Gebäude eignen sich primär nicht für elektrische Lastverschiebung, da ihre Wärmeerzeuger inhärent unabhängig von kurzfristigen (stündlichen) Energiepreisschwankungen sind. Bei neueren Bauten sind aber oft Wärmepumpen für die Grundlast eingebaut, kombiniert mit konventionellen Erzeugern zur Risikominimierung und zur Spitzenabdeckung. Dort ist ein geschickter Einsatz der richtigen Wärmeerzeugung vielversprechend und ermöglicht (mit einem grösseren CO₂-Footprint) so die preisliche Optimierung der Wärmeerzeugung. In diesem Kapitel haben wir uns auf ausschliessliche elektrische thermische Wärmeerzeugung fokussiert.

Neben diesen ausrüstungsmässigen Anforderungen, haben sich aber die „weichen Faktoren“ als grössere Hürde für die Pilotrekrutierung herausgestellt:

Die *Besitzverhältnisse* in vielen Dienstleistungsgebäuden sind komplex. Oftmals ist eine Finanzierungsgesellschaft (Versicherung, Pensionskasse, Investor, Bank...) der Eigentümer der Liegenschaft. Diese setzt eine Immobilienverwaltung ein, welche dann für alle administrativen Belange den direkten Kontakt zu den Mietern hat. Diese Verwaltungen setzen für den technischen Unterhalt (Wartung, Reparaturen...) spezialisierte Unternehmungen ein, welche ihrerseits Teilaufträge an Ingenieurbüros weitergeben. Zudem setzen die Verwaltungen noch lokale Facility-Manager ein, welche sich um das Tagesgeschäft im Gebäude selber kümmern. Um einen Pilot in Betrieb zu nehmen, müssen alle Beteiligten in dieser Kette konstruktiv mitarbeiten, denn sonst wird der Betrieb des Piloten blockiert. Die Akquise für den Pilot braucht daher viel Zeit und Überzeugungskraft bei allen Stakeholdern, bis man loslegen kann.

Die *Mieterzusammensetzung* in vielen Dienstleistungsgebäuden ist häufig vielfältig (Läden, Büros...). Oftmals werden sogar die einzelnen Gebäudeteile im Rohbau an die jeweilige Mieterschaft übergeben, welche von der Energiezentrale nur Wärme/Kälte und Elektrizität übernimmt. Die Steuerung Ihres Gebäudeteils aber selbst installiert und auch selber managt. So kann es also sein, dass im demselben Gebäude verschiedene Hausautomationssysteme verbaut sind und sich der Zugriff auf die Gebäudezustandsdaten stark verkompliziert. Im speziellen für den Abgleich des Gebäude(teil)modells vorteilhafte Identifikationszyklen können nur schwer gefahren werden.

Solch heterogen aufgesetzte und betriebene Gebäude weisen bezüglich Technik und Zuständigkeiten eine sehr hohe *Komplexität* auf. Darum werden sie oftmals nicht optimiert gefahren und die verant-



wortlichen Personen sind froh, wenn das System technisch und auf der Komfortseite einigermaßen stabil läuft. Darum ist die Bereitschaft ein neues System zur Optimierung – wie Demand-Response.ch – im eigenen Wirkungskreis auszutesten gering (never change a winning team).

Aufgrund der vorherrschenden *Energiepreise* auf dem freien Strommarkt, ist der Anreiz Energiekosten einzusparen heute eher gering. Zudem wird der monetäre Vorteil geringer gewertet gegenüber der Kundenzufriedenheit (der Mieter) respektive der Angst des Gebäudebetreibers durch den Pilotversuch Reklamationen der Mieter zu bekommen. Das Thema Demand-Response ist an sich abstrakt und recht komplex zu vermitteln, und so für die direkten Gebäudenutzer nicht ein direkter Motivator.

Als *Schlussfolgerung* ergibt sich für die Rekrutierung von Pilotgebäuden in zukünftigen Projekten:

- Pilotbetreiber müssen schon *vor* dem Projektstart rekrutiert werden und ins Projektkonsortium als Partner eingebunden werden.
- Ein Business-Case ist für Pilotbetreiber absolut notwendig. Sei es dies Komforterhöhung, Kosteneinsparung, Betriebssicherheit, Imagegewinn... Sobald die Energiepreise steigen werden, ergibt sich dann ein natürlicher Motivator für den Einsatz von Demand-Response.
- Die eingesetzte technische Architektur mit abgesetztem Optimierer, als auch vereinfachtem Gebäudemodell und die jederzeitige Entscheidungsgewalt des Gebäudemanagers sind auf der technischen Seite in unserem Projekt schon erfolgsversprechend aufgesetzt und somit beizubehalten.

5. Kommunikation

Folgende Ziele werden in diesem Kapitel verfolgt:

- Aufzeigen der Datenkommunikationsschnittstellen und der Datenkommunikationswege
- Anforderungen bezüglich Echtzeitverhalten, Verfügbarkeit und Sicherheit definieren
- Analysieren welche Datenkommunikationsprotokolle heute verwendet werden und mit DR eingesetzt werden können

Der Fokus dieser Analyse liegt bei einem Einsatz von DR für Dienstleistungsgebäude (z.B. Bürogebäude, Einkaufscenter, öffentliche Gebäude).

5.1. Datenkommunikation in DR

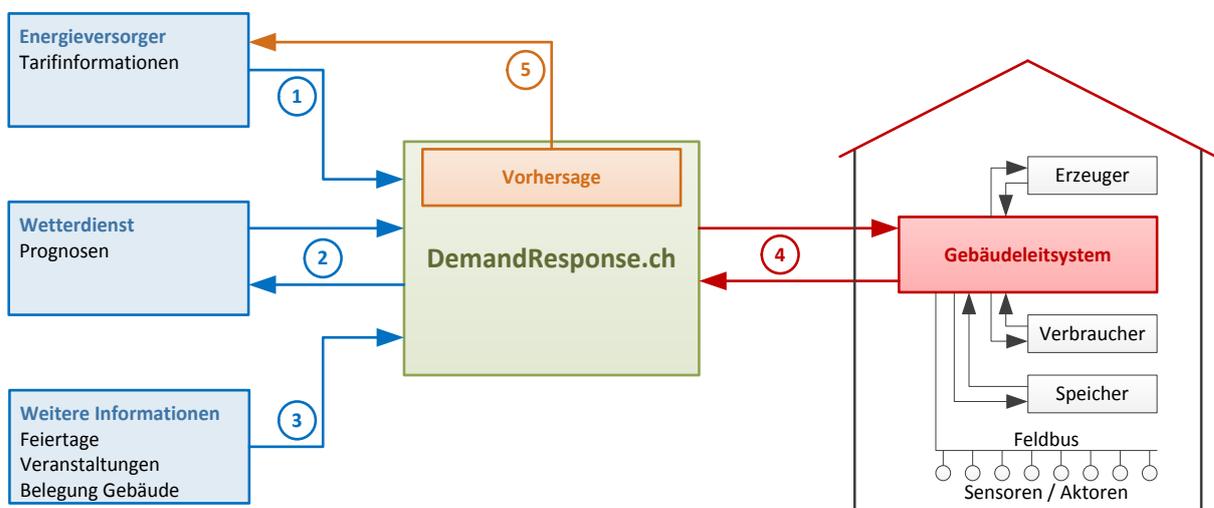


Abbildung 40: Übersicht Datenkommunikation in DR

Abbildung 40 oben zeigt den Datenfluss der Systeme für DR und welche Schnittstellen zur Datenkommunikation zwischen den einzelnen Komponenten existieren:

Tabelle 14: Beschreibung Datenkommunikation DR

Schnittstelle	Beschreibung
1	Tarifinformationen werden vom Energieversorger an DR übermittelt.
2	Wetterprognosen werden vom Wetterdienst zum DR System kopiert. Zudem kann DR aktuelle Messwerte (Temperatur, Wind, Sonneneinstrahlung, usw.) dem Wetterdienst zur Verfügung stellen (MeteoSchweiz 2016) .
3	Zusätzliche Informationen wie Kalenderdaten zu Veranstaltungen, Belegung des Gebäudes, usw. können von DR eingelesen oder in DR erfasst werden.
4	Status eines Gebäudes, Zeitschaltprogramme, Sensorwerte und Aktorzustände werden von DR gelesen. DR sendet überarbeitete Zeitschaltprogramme an das Gebäudeleitsystem.
5	DR sendet eine Vorhersage des geplanten Energieverbrauchs an den Energieversorger.



5.2. Energiepreis-Datenkommunikation

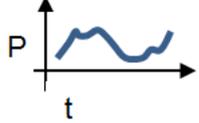
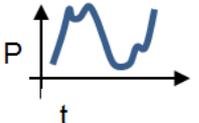
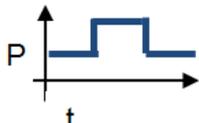
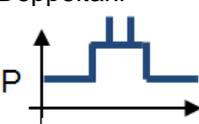
Preisbasierte Tarifmodelle sind neben Verbraucher- oder Erzeugersteuerung eine der Möglichkeiten zur Lastverschiebung die untersucht werden. Eine detaillierte Übersicht von unterschiedlichen Tarifmodellen findet sich in Kapitel 3.

Je nach Tarifmodell müssen verschiedene Daten(mengen) unterschiedlich oft vom Energieversorger an DR übermittelt werden (siehe Abbildung 40 / Schnittstelle 1).

5.2.1. Tarifmodelle

Nachfolgende Tabelle zeigt als Übersicht die Anforderungen für Datenvolumen und Häufigkeit der Datenkommunikation bei unterschiedlichen Tarifmodellen in DR:

Tabelle 15: Tarifmodelle

Tarifmodell	Anzahl Tarife n	Anzahl Kommunikationen	Datenmenge / Kommunikation	Bemerkung
RTP linear 	$n \leq 96$ / Tag	1 / Tag	96 Tarife 96 Zeitintervalle	- max. 96 Tarife / Tag (Tarifintervall 15 min.) - täglich werden Tarife für den nächsten Tag übertragen
RTP überproportional 	$n \leq 96$ / Tag	1 / Tag	96 Tarife 96 Zeitintervalle	- max. 96 Tarife / Tag (Tarifintervall 15 min.) - täglich werden Tarife für den nächsten Tag übertragen
TOU 	$n = 2$ / Tag	1 / Quartal oder fixer Vertrag	2 Tarife 2 Zeitintervalle	- Doppeltarif gilt für längere Zeit (z.B. für ein Quartal)
CPP Doppeltarif 	$n = 3$ / Tag	1 / Tag	< 10 Tarife (Peaks) < 10 Zeitintervalle	- täglich werden Peak Price Tarife, Zeitintervalle und falls notwendig neue TOU Tarife für den nächsten Tag übertragen
CPP Einheitstarif 	$n = 2$ / Tag	1 / Tag	< 10 Tarife (Peaks) < 10 Zeitintervalle	- täglich werden Peak Price Tarife, Zeitintervalle und falls notwendig neuer Einheitstarif für den nächsten Tag übertragen

5.2.2. Kommunikationsprotokolle Protokollstack

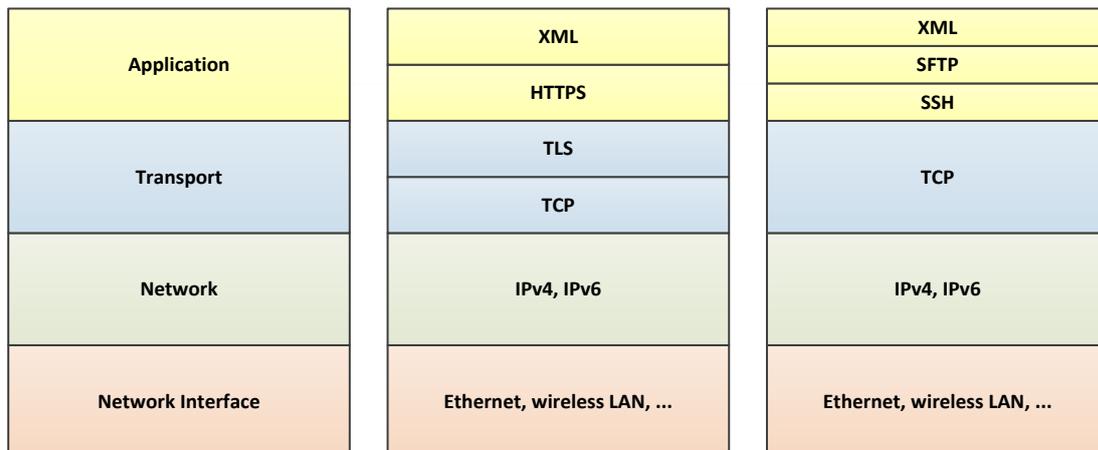


Abbildung 41: Protokollstack Datenkommunikation Tarife

Tarifinformationen müssen in einem für Maschinen lesbaren Format vom Energieversorger zur Verfügung gestellt werden. Zum Beispiel – wie in Abbildung 41 dargestellt – als XML-File.

Zur Datenübertragung sollen ausschliesslich standardisierte Protokolle – die eine sichere Verbindung via Internet gewährleisten – eingesetzt werden.

Eine Datenstruktur mit Tarifinformationen kann deshalb wie oben dargestellt via HTTPS-, TLS-, TCP-, IP-Protokoll oder SFTP-, SSH-, TCP-, IP-Protokoll vom Energieversorger zu DR übertragen werden.

Client – Server Infrastruktur für Energiepreis-Datenkommunikation

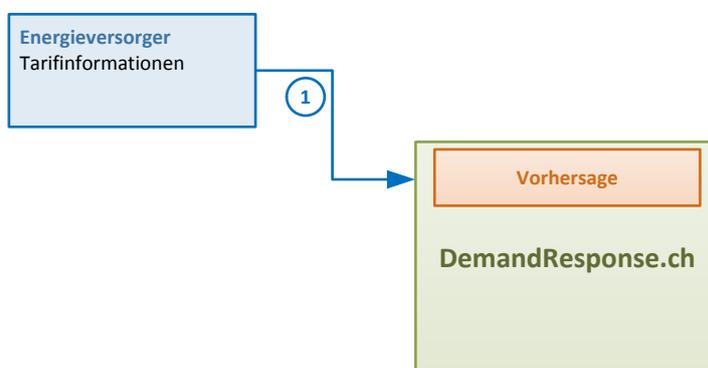


Abbildung 42: Energiepreis-Datenkommunikation

Bei einer Implementation der Energiepreis-Datenkommunikation mittels XML-, HTTPS-, TLS-, TCP-, IP-Protokoll übernimmt das System des Energieversorgers z.B. die Rolle des Servers und stellt jedem DR-System (individuelle) Tarife mit einem entsprechenden Web-Server Dienst zur Verfügung. Das DR-System authentifiziert sich gegenüber dem Web-Server mittels TLS client side certificate und prüft in regelmässigen Abständen ob ein aktualisiertes XML-File mit Tarifinformationen auf dem Web-Server zur Verfügung steht.

OpenADR 2.0 Protocol Stack

„Open Automated Demand Response“ ([OpenADR](#)) ist ein offener Standard, der es Energieversorgungsunternehmen ermöglicht, DR Nachrichten und Signale mit ihren Kunden über ein gemeinsames Datenprotokoll auszutauschen.



Die Forschung an OpenADR wurde nach der Energiekrise in Kalifornien vom Demand Response Research Center (DRRC) im Jahre 2002 initiiert. Das DRRC ist Teil des Lawrence Berkeley National Laboratory (LBNL). Die Arbeiten an der neuen OpenADR Version 2.0 wurden unter [OASIS](#) erweitert. Sobald OpenADR Version 2.0 fertiggestellt ist, soll bei der [IEC](#) ein Antrag zur Standardisierung von OpenADR eingereicht werden.

Über 60 Utilities – hauptsächlich in den USA – haben bis jetzt den Einsatz von OpenADR angekündigt oder bereits umgesetzt.

Die OpenADR Alliance stellt auf ihrer [Website](#) die Spezifikationen des Protokolls zum Download zur Verfügung. Die Website ist sehr aktuell und regelmässig werden z.B. auch Webinars zu Themen rund um OpenADR publiziert.

Kommunikation

OpenADR ist eine technologie-neutrale Kommunikationsspezifikation die ein standardisiertes Informationsmodell für DR Applikationen bereitstellt. Die Spezifikation basiert auf einem Client-Server Modell mit Web Services, WSDL, SOAP und XML. Das ermöglicht Implementationen von OpenADR basierten Applikationen mit unterschiedlichen Programmiersprachen auf verschiedenen Plattformen.

OpenADR nutzt existierende IP-basierte Kommunikationsnetzwerke (z.B. das Internet) als Kommunikationsinterface. Die Datenkommunikation ist mit TLS und entsprechenden Zertifikaten gesichert und unterstützt einen Push- sowie einen Poll-Mode.

Nachfolgend einige Beispiele von Nachrichten (Events) die via OpenADR vom Energieversorger zum Verbraucher übermittelt werden können:

- PRICE_ABSOLUTE – der absolute Preis / kWh
- PRICE_RELATIVE – eine Preisänderung / kWh
- PRICE_MULTIPLE – ein mehrfaches eines Basispreises / kWh
- LOAD_AMOUNT – ein fixer Wert an Last der abgeworfen oder verschoben werden soll
- LOAD_PERCENTAGE – ein prozentualer Wert an Last der abgeworfen oder verschoben werden soll

Im Falle der ersten drei Nachrichten (PRICE Events) entscheidet der Endverbraucher, wie auf die Änderungen der Energiepreise reagiert werden soll. Je nach Vertrag muss der Verbraucher für die anderen beiden Nachrichten (LOAD Events) gezielt Last abwerfen oder verschieben.

Flexiblepower Alliance Network (FAN)

Das „Flexiblepower Alliance Network“ ([FAN](#)) hat den Standard „Flexible Power Application Infrastructure“ (FPAI) erarbeitet. Die von FAN erarbeiteten Spezifikationen und Standards sind aber nur schwierig erhältlich.

Eigenes Protokoll

Falls für DR ein eigenes Protokoll zur Übermittlung von Tarifdaten verwendet werden soll, so kann es sich bei diesem eigenen Protokoll lediglich um das Datenformat der Applikationsschicht handeln. Zum Beispiel eine XML-, JSON- oder CSV-Datei, welche über eine Netzwerkverbindung von einem Fileserver gelesen oder übermittelt wird.

Die Protokoll-Layer unterhalb der Applikationsschicht sollten möglichst auf standardisierten IP- Netzwerkverbindungen basieren. Zum Beispiel gesichert mit TLS, damit Integrity, Authentication, Confidentiality und bei Bedarf Non-repudiation mit Hilfe digitaler Signaturen einfach implementiert werden kann.

Vorteil:

- muss nur die Funktionalität unterstützen welche in DR gefordert ist
- kann sehr einfach und schlank aufgebaut werden

Nachteil:

- da proprietär muss die Datenstruktur evtl. zu einem späteren Zeitpunkt mit einem standardisierten Protokoll ersetzt werden

Ergänzung

Tarifinformationen können sowohl Kosten für den Energiebezug wie auch Kosten für die Netznutzung enthalten. Deshalb können Tarife grundsätzlich auch von zwei unterschiedlichen Anbietern zu DR übermittelt werden: der Netzbetreiber übermittelt die Tarifinformationen für die Netznutzung und der Energielieferant die Tarife für den eigentlichen Energiebezug.

5.3. Echtzeit, Verfügbarkeit und Datensicherheit

Die Datenkommunikationsschnittstellen des DR Projekts (siehe Abbildung 40) sollen innerhalb dieses Kapitels bezüglich ihrer Anforderungen an Echtzeit, Verfügbarkeit und Datensicherheit untersucht und beurteilt werden. Eine Beurteilung zu Datensicherheit, Datenschutz und Standards in Smart Grids wurde vom BFE auch in (AG Technologie 2015) publiziert.

5.3.1. Anforderungen an Echtzeit

Im Projekt DR sind die Anforderungen an das Echtzeitverhalten für die Kommunikationsschnittstellen relativ gering. Tarifinformationen, Wetterprognosen, Kalenderdaten für die Belegung eines Gebäudes sowie der Zustand des Gebäudes selbst verändern sich relativ langsam oder sind z.T. Stunden wenn nicht Tage im Voraus bekannt. Sollte DR direkt mit Sensoren oder Aktoren kommunizieren so werden Gebäudedaten gelesen oder geschrieben die sich langsam verändern (z.B. Boilertemperatur, Raumtemperatur, Heizung On/Off, usw.). Für alle nachfolgend dokumentierten Schnittstellen können Standard Schnittstellen der IT-Welt – z.B. IP basierte Netzwerkverbindungen via Internet oder LAN – eingesetzt werden. Es werden keine speziellen Protokollerweiterungen benötigt, welche garantierte Antwortzeiten innerhalb kleiner Zeitintervalle (z.B. im Bereich von ms) sicherstellen. Für die Schnittstellen und die Datenkommunikation muss gelten:

Tarifinformationen

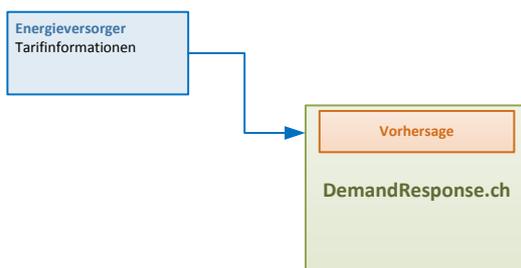


Abbildung 43: Echtzeitanforderungen „Tarifinformationen“

Tarifinformationen vom Energieversorger zu DR werden je nach Tarifmodell (siehe

Tabelle 15) in der Regel einmal am Tag übertragen. Selbst wenn das Tarifmodell alle 15 min. ändern sollte und rollierend 96 neue Tarife für die folgenden 24 h übertragen werden, muss in der Datenkommunikation zwischen EVU und DR kein spezielles, echtzeitfähiges Kommunikationsprotokoll implementiert werden. Mit einem verbindungsorientierten Kommunikationsprotokoll muss Zuverlässigkeit (die gesendeten Daten kommen vollständig, in der richtigen Reihenfolge und ohne Duplikate an) ge-



währleistet werden. Die Anforderungen an die Echtzeit können aber problemlos mit stabilen, IP basierten Netzwerkverbindungen via Internet erreicht werden.

Wetterprognosen

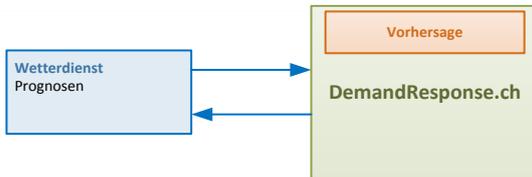


Abbildung 44: Echtzeitanforderungen „Wetterprognosen“

Wetterprognosen ändern langsam. Es reicht aus, wenn Vorhersagen in relativ grossen zeitlichen Abständen übermittelt werden (z.B. alle 60 min). Deshalb sind keine speziellen Anforderungen für das Echtzeitverhalten der Kommunikationsschnittstelle zwischen Wetterdienst und DR notwendig. Mit einem verbindungsorientierten Kommunikationsprotokoll muss die Zuverlässigkeit (die übermittelten Daten kommen vollständig, in der richtigen Reihenfolge und ohne Duplikate an) gewährleistet werden. Die Anforderungen an die Echtzeit können aber problemlos mit stabilen, IP basierten Netzwerkverbindungen via Internet oder LAN erreicht werden.

MeteoSchweiz sieht für die Übertragung der Wetterprognosen einen SFTP File Transfer vor. (MeteoSchweiz 2016) definiert die Übertragung der Daten von MeteoSchweiz via SFTP. Im Gegensatz zur Beschreibung in (MeteoSchweiz 2016) wird in DR der SFTP Server allerdings bei MeteoSchweiz installiert. DR kopiert als SFTP Client die benötigten Wetterdaten (z.B. als *.csv oder *.xml File) stündlich von MeteoSchweiz zum DR System. Zudem besteht die Möglichkeit, dass DR in einem Datenfile aktuelle Wetterdaten / Messwerte am Standort eines Gebäudes zur Verfügung stellt, welche ebenfalls via SFTP zu MeteoSchweiz kopiert werden können.

Weitere Informationen

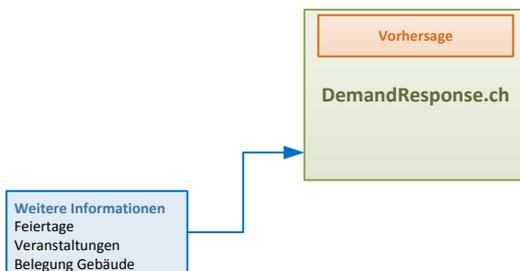


Abbildung 45: Echtzeitinformationen „Weitere Informationen“

Kalenderdaten zu besonderen Veranstaltungen und Belegung eines Gebäudes sind in der Regel Tage wenn nicht Monate im Voraus bekannt und können in einem Kalender oder einer Datenbank erfasst werden. Deshalb genügt es, diese Zusatzinformationen einige Mal am Tag abzufragen. Selbst wenn diese Informationen alle 15 min abgefragt werden, sind keine speziellen Anforderungen für das Echtzeitverhalten dieser Schnittstelle notwendig. Mit einem verbindungsorientierten Kommunikationsprotokoll muss die Zuverlässigkeit (die übermittelten Daten kommen vollständig, in der richtigen Reihenfolge und ohne Duplikate an) gewährleistet werden. Die Anforderungen an die Echtzeit können aber problemlos mit stabilen, IP basierten Netzwerkverbindungen via Internet oder LAN erreicht werden.

Gebäudeleitsystem

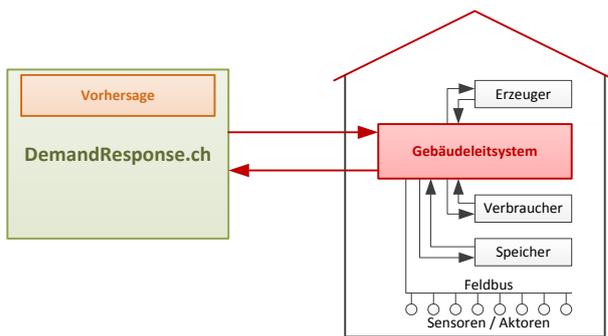


Abbildung 46: Echtzeitinformationen „Gebäudeleitsystem“

DR liest vom Gebäudeleitsystem in regelmässigen Abständen (z.B. alle 15 min) den aktuellen Gebäudefahrplan in Form von BACnet Schedule_Objects. Aufgrund von Tarifinformationen, Wetterprognose, (geplanter) Gebäudebelegung, aktuellen Sensor- / Aktorwerten usw. wird der Gebäudefahrplan in DR neu berechnet und wieder an das Gebäudeleitsystem übermittelt. Auch wenn der Gebäudefahrplan alle 5 min abgefragt, neu berechnet und wieder an das Gebäudeleitsystem übermittelt wird, sind keine speziellen Anforderungen für das Echtzeitverhalten dieser Schnittstelle notwendig. Mit einem verbindungsorientierten Kommunikationsprotokoll muss die Zuverlässigkeit (die Daten werden vollständig, in der richtigen Reihenfolge und ohne Duplikate übermittelt) gewährleistet werden. Die Anforderungen an die Echtzeit können aber problemlos mit stabilen, IP basierten Netzwerkverbindungen via Internet oder LAN erreicht werden.

Vorhersage Energieverbrauch

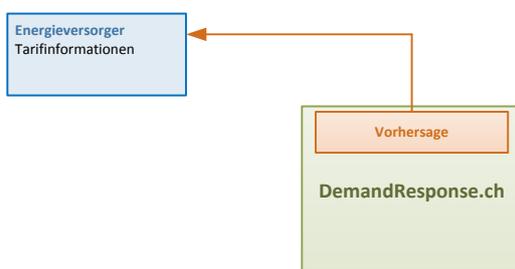


Abbildung 47: Echtzeitanforderungen „Vorhersage Energieverbrauch“

Wenn der Gebäudefahrplan neu berechnet wird, kann auch eine Vorhersage zum Energieverbrauch erstellt werden. Dieser Forecast wird zum Energieversorger übermittelt. Auch wenn diese Vorhersage alle 5 min neu berechnet und zum Energieversorger übermittelt wird, sind keine speziellen Anforderungen für das Echtzeitverhalten dieser Schnittstelle notwendig. Mit einem verbindungsorientierten Kommunikationsprotokoll muss die Zuverlässigkeit (die Daten werden vollständig, in der richtigen Reihenfolge und ohne Duplikate übermittelt) gewährleistet werden. Die Anforderungen an die Echtzeit können aber problemlos mit stabilen, IP basierten Netzwerkverbindungen via Internet oder LAN erreicht werden.

5.3.2. Anforderungen an Verfügbarkeit

Mit DR soll aufgrund von Zusatzinformation (z.B. Energietarife, Wettervorhersagen, Sensormesswerte im Gebäude) die Steuerung eines Gebäudes beeinflusst werden. Insbesondere sollen grosse elektrische Lasten wie Boiler oder Heizung soweit möglich und sinnvoll zeitlich verschoben ein-/ausgeschaltet werden können. Fällt das DR System aus kann jederzeit das Gebäudeleitsystem die Gewerke eines Gebäudes – wie bisher – selbstständig und autonom. steuern. Deshalb sind die Anforderungen an die Verfügbarkeit der Kommunikationsverbindungen rund um das DR System relativ gering. Für die Schnittstellen und die Datenkommunikation muss gelten:



Tarifinformationen

Tarifinformationen für elektrische Energie werden in der Regel einmal pro Tag für den folgenden Tag vom Energieversorger bereitgestellt (siehe

Tabelle 15). Sinnvollerweise mit einer Vorlaufzeit von 12 oder 24 Std.

Wird die Kommunikationsschnittstelle zwischen EVU und DR zum Übermitteln von Tarifinformationen unterbrochen (je nach Vorlaufzeit auch mehrere Std), so beeinträchtigt das die periodische Berechnung des Gebäudefahrplans nicht unmittelbar. Dauert der Unterbruch sehr lange (> 24 Std), so kann der Gebäudefahrplan nicht mehr dahingehend optimiert werden, dass Verbraucher basierend auf Tarifinformationen ein-/ausgeschaltet werden können. Bei sehr langem Unterbruch der Schnittstelle, wird das Gebäude aber wie in der Einleitung erwähnt unabhängig vom DR System mit dem Gebäudeleitsystem selbstständig gesteuert.

D.h. die Anforderungen an die Verfügbarkeit dieser Schnittstelle sind gering. Ausfälle bis zu mehreren Std führen zu keinen nennenswerten Problemen des DR Systems.

Wetterprognosen

Daten zur Wettervorhersage werden regelmässig von MeteoSchweiz an DR übermittelt (z.B. alle 60 min). Prognosen werden für mehrere Tage im Voraus erstellt und sind ungenauer, je weiter in die Zukunft diese gestellt werden.

Falls die Datenschnittstelle zwischen Wetterdienst und DR unterbrochen wird, so hat das System von DR immer noch für einen längeren Zeitraum eine Wettervorhersage gespeichert. Die Prognose wird zwar immer ungenauer, je länger der Unterbruch dauert, aber DR kann den Gebäudefahrplan auch mit weniger aktuellen Wetterdaten berechnen.

D.h. die Anforderungen an die Verfügbarkeit dieser Schnittstelle sind sehr gering. Ausfälle auch bis zu mehreren Std führen zu keinen nennenswerten Problemen des DR Systems.

Weitere Informationen

Werden für DR Daten zu besonderen Ereignissen wie Veranstaltungen, spezieller Nutzung des Gebäudes usw. erfasst, so sind diese in der Regel Tage, wenn nicht sogar Monate zuvor bekannt und können entsprechend in einem Kalender eingetragen werden.

Kann aufgrund eines Unterbruchs der Datenschnittstelle für bestimmte Zeit nicht auf diese Zusatzinformationen zugegriffen werden, kann DR trotzdem den Gebäudefahrplan ohne Einschränkungen in regelmässigen Abständen neu berechnen. Wird kurzfristig und während einer Unterbrechung der Datenkommunikation ein Ereignis erfasst, so kann DR dieses für die Berechnung eines Gebäudefahrplans nicht berücksichtigen. In einem bestimmten Raum kann in der Regel aber sowieso lokal die Temperatur bei kurzfristiger und nicht voraus geplanter Benutzung verändert werden.

Grundsätzlich sind Anforderungen an die Verfügbarkeit dieser Schnittstelle sehr gering. Ausfälle auch bis zu einem Tag führen in der Regel zu keinen nennenswerten Problemen des DR Systems.

Gebäudeleitsystem

Falls die Datenschnittstelle zwischen dem Gebäudeleitsystem und DR unterbrochen wird, kann DR keine aktuellen Sensordaten des Gebäudes mehr lesen, Aktoren ansteuern oder den Gebäudefahrplan in Form von BACnet Schedule_Objects anpassen. Das bedeutet, dass in einem solchen Fall das Gebäude mittels der zuletzt von DR übermittelten BACnet Schedule_Objects betrieben wird und eine direkte Ansteuerung von BACnet Aktoren (z.B. Boiler ein) nicht möglich ist. Schedule_Objects werden



immer für eine Zeitdauer von mehreren Std. berechnet (z.B. die folgenden 24 Std). D.h. dass Abläufe, welche durch Schedule_Objects verwaltet werden, trotzdem noch mehrere Std. weiterlaufen können.

Bei längerem Unterbruch kann jederzeit auch das Gebäudeleitsystem das Gebäude selbstständig steuern. Die Anforderungen an die Verfügbarkeit dieser Schnittstelle sind deshalb gering.

Vorhersage Energieverbrauch

Neben dem Gebäudefahrplan berechnet DR immer auch den geplanten Energiebezug für die nächsten z.B. 24 Std und übermittelt diesen an den Energieversorger. Auf DR oder das Gebäudeleitsystem hat diese Schnittstelle direkt keinen Einfluss. Die Daten dienen dem EVU, den Energiebezug für die nächsten z.B. 24 Std genauer planen zu können.

Falls nun die Datenschnittstelle zwischen DR und EVU zum Übermitteln des geplanten Energiebezugs unterbrochen wird, so hat das für DR direkt keine Auswirkungen. Der Energieversorger kennt zwar den geplanten Energiebezug für ein bestimmtes Gebäude nicht mehr, aber DR kann sonst ohne Einschränkungen weiter betrieben werden.

D.h. die Anforderungen an die Verfügbarkeit dieser Schnittstelle sind sehr gering. Ausfälle auch von einem Tag führen zu keinen nennenswerten Problemen des DR Systems.

5.3.3. Anforderungen an Datensicherheit

Die Anforderungen an die Datensicherheit für die verschiedenen Kommunikationsschnittstellen sind im Gegensatz zu Echtzeitverhalten und Verfügbarkeit für DR sehr hoch und wichtig. Für IT-Infrastruktur und Datenkommunikation im Bereich der Energieversorgung muss die Datensicherheit besonders beachtet werden. Datensicherheit beinhaltet Verfahren um Authentisierung (authentication), Integrität (integrity), Vertraulichkeit (confidentiality / privacy) und Nicht-Wiederrufbarkeit (non-repudiation) gewährleisten zu können. Je nach Kommunikationsschnittstelle und Beurteilung der Anforderungen müssen nicht für jedes Interface alle Verfahren implementiert werden. Damit Datensicherheit gewährleistet werden kann, sollen standardisierte und offen gelegte kryptologische Algorithmen und Protokolle eingesetzt werden für die Schnittstellen Datenkommunikation muss gelten:

Tarifinformationen

Um Tarifinformationen sicher übertragen zu können muss authentication, integrity, confidentiality und non-repudiation für die Datenschnittstelle zwischen Energieversorger und DR System implementiert werden.

Wird OpenADR (siehe Kapitel 5.2.2) zur Übermittlung von Tarifinformationen eingesetzt, so müssen Tarife mittels „high security“ Level übertragen werden (siehe («OpenADR 2.0 Specification» 2016)). In OpenADR etabliert „Standard security“ bereits einen gesicherten Datenkanal zwischen zwei Kommunikationsteilnehmern mit TLS. Der erweiterte „high security“ Level fügt den übertragenen Daten noch eine XML Signatur hinzu und ermöglicht so eine Dokumentation / Speicherung der übertragenen Daten zur Sicherstellung von non-repudiation. Dokument («OpenADR 2.0 Specification» 2016) beschreibt detailliert, mit welchen Protokollen, Security Suites, Certificate Types, usw. eine Datenkommunikation, welche konform zu den „NIST Cyber Security requirements“ ist, implementiert werden soll.

Wird ein anderes Datenformat zur Übermittlung von Tarifinformationen verwendet, muss authentication, integrity, confidentiality und non-repudiation trotzdem sichergestellt werden. D.h. der Inhalt von Datenfiles, die z.B. mit SFTP übertragen werden, muss zusätzlich mit Certificates gesichert werden.

Wetterprognosen

MeteoSchweiz übermittelt Wettervorhersagen als Datenfile über eine „SSH File Transfer Protocol“ (SFTP) Verbindung an DR. SFTP basiert auf einer „Secure Shell“ (SSH) Verbindung. Ab Protokollver-



sion SSH-2 gilt eine Verbindung als sicher und ermöglicht den Einsatz von verschiedenen Verschlüsselungsalgorithmen.

Das Rechnersystem von MeteoSchweiz nimmt die Rolle als SFTP Server ein und authentifiziert sich gegenüber dem SFTP Client von DR mit einem vorgängig installierten Public-User-Key. Für die Dauer einer Session wird danach ein geheimer Key zur sicheren Übertragung eines Datenfiles ausgehandelt.

Durch Datenkommunikation mit SFTP kann authentication, integrity und confidentiality gewährleistet werden.

Weitere Informationen

Für einen ersten Testbetrieb von DR können Informationen zur Belegung oder besonderen Nutzung eines Gebäudes als strukturiertes File an DR übertragen werden. Analog zu den Wetterprognosen nimmt das DR System die Rolle eines SFTP Servers ein und ein SFTP Client übermittelt mittels SFTP ein Datenfile an das DR System.

Durch den Einsatz von SFTP kann authentication, integrity und confidentiality für diese Daten gewährleistet werden.

Gebäudeleitsystem

Für DR wird das Gebäudeleitsystem „Desigo“ von Siemens mit dem DR System verbunden. Das DR System wird lokal an das BACnet Netzwerk (siehe Kapitel 5.4.3) zur Gebäudeautomation angebunden. Deshalb wird auf eine Verschlüsselung des Datenverkehrs zwischen dem „Desigo“ Gebäudeleitsystem und dem DR System verzichtet.

Falls das DR System räumlich getrennt und remote vom Gebäudeleitsystem betrieben werden soll, muss zur sicheren Datenkommunikation eine gesicherte Netzwerkverbindung zwischen den beiden Systemen eingerichtet werden – z.B. mit einem VPN-Tunnel. Durch einen VPN-Tunnel kann authentication, integrity und confidentiality für den Datenverkehr zwischen dem DR System und dem Gebäudeleitsystem gewährleistet werden.

Vorhersage Energieverbrauch

Eine Vorhersage zum geplanten Energieverbrauch kann als Datenfile über eine SFTP Verbindung von DR zum Energieversorger übermittelt werden – oder vom Energieversorger bei DR abgeholt werden. Damit werden authentication, integrity und confidentiality gewährleistet. Soll auch non-repudiation sichergestellt werden, damit der Energieversorger die übermittelten Prognosen nicht-widerrufbar speichern kann, muss der Dateninhalt des Files zusätzlich mit einer Signatur gesichert werden.

Zusätzlich zu einer Vorhersage könnten auch Werte zum momentanen Energieverbrauch oder Leistungsbezug mit dieser Schnittstelle zum Energieversorger übermittelt werden (z.B. Energieverbrauch der vergangenen 15 min zur Bildung eines Lastprofils). Sollten die Daten für die Verrechnung des Energiebezugs benötigt werden, müssten diese von einem geeichten Zähler stammen und authentication, integrity sowie confidentiality müssten für die gesamte Datenverbindung vom Zähler bis zum EVU gewährleistet werden können.

5.4. Bestehende Standards innerhalb der EVUs

Für das Projekt Demand-Response.ch ist es wichtig zu klären, wie die EVUs Informationen und Daten mit dem DR System austauschen können. Wie folgende Abbildung 48 zeigt, muss der Energieversorger Energiepreise / Tarifinformationen an das DR System übermitteln (1) und das DR System Vorhersagen zum geplanten Energieverbrauch an den Energieversorger senden können (5).

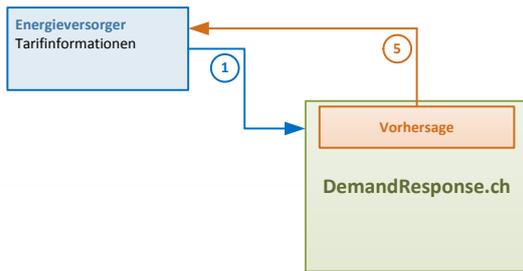


Abbildung 48: Datenkommunikation zwischen Energieversorger und dem DR System

Innerhalb eines EVUs existieren viele Datenschnittstellen auf verschiedenen Ebenen der elektrischen Energieversorgung und zum Verrechnen des Energieverbrauchs an Kunden. Für DR sind aber lediglich die zwei oben erwähnten Interfaces relevant und diese werden deshalb an dieser Stelle weiter kommentiert.

TOU oder CPP Tarifmodelle (siehe Kapitel 5.2.1) welche mittels Rundsteuersignal Tarife (zu variablen Zeitpunkte) aktivieren gelten in diesem Sinn nicht als Datenkommunikationsschnittstelle. Der Energieversorger muss dem DR System die Zeitpunkte wann Tarife aktiviert werden sollen immer auch im Voraus mitteilen können.

5.4.1. Standards zur Datenkommunikation zwischen EVU und DR Übermitteln von Energiepreisen

Datenprotokolle und Standards zur Übermittlung von Energiepreisen und Tarifinformationen sind in Kapitel 5.2 dokumentiert.

Übermitteln von Vorhersagen zum Energieverbrauch

Vorhersagen können in Form eines Lastprofils (z.B. mit 15 min Intervall) vom DR System zum Energieversorger übermittelt werden. Mit dem in Abbildung 40 gezeigten Aufbau der Infrastruktur eignet sich eine Datenübertragung von Files um die Vorhersage eines Lastprofils (z.B. für die kommenden 24 Std) zum Energieversorger zu übertragen.

Neben Metering-Standards und Protokollen wie [DLMS](#) oder [ANSI C12.19](#) kann die Vorhersage eines Lastprofils sehr einfach als CSV- oder XML-File übertragen werden.

5.4.2. Bestehende Standards innerhalb der Gebäude

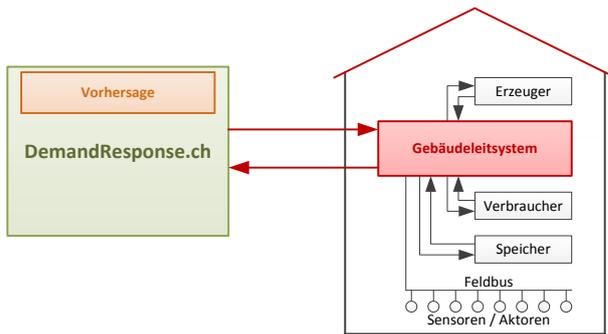


Abbildung 49: Datenkommunikation innerhalb der Gebäude

Um Sensorwerte eines Gebäudes zu lesen oder Aktoren zu beeinflussen kommuniziert DR via BACnet mit dem Gebäudeleitsystem sowie Sensoren oder Aktoren innerhalb eines Gebäudes (siehe Abbildung 49 oben).

Auf eine detaillierte Analyse der Feldbussysteme im Gebäude wird in diesem Dokument verzichtet. Die folgenden Kapitel sollen (in alphabetischer Reihenfolge) eine Übersicht der heute oft verbreiteten Feldbussysteme innerhalb Zweckbauten aufzeigen (siehe (Wikipedia 2016b)).

5.4.3. Übersicht Feldbussysteme

BACnet

[BACnet](#) wird unter der Schirmherrschaft der American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers (ASHRAE) entwickelt. Im Januar 2003 wurde BACnet zur ISO-Norm 16484-5. BACnet gewährleistet Interoperabilität zwischen Geräten verschiedener Hersteller, wenn sich alle am Projekt beteiligten Partner auf bestimmte von der Norm definierte BIBBs einigen. Ein BIBB (BACnet Interoperability Building Block) definiert, welche Services und Prozeduren auf Server- und Client-Seite unterstützt werden müssen, um eine bestimmte Anforderung des Systems zu realisieren. Das zu einem Gerät gehörende Dokument PICS (Protocol Implementation Conformance Statement) listet alle unterstützten BIBBs, Objekttypen, Zeichensätze und Optionen der Kommunikation auf.

BACnet definiert eine zusammengefasste 4-Schichten-Kommunikation, die folgende Alternativen für die Schicht 1 und 2 bietet:

- PTP (Point-To-Point) via RS-232, Datenrate 9,6 kbit/s – 56,0 kbit/s
- MS/TP (Master-Slave/Token-Passing) via RS-485, Datenrate 9,6 kbit/s – 115,2 kbit/s
- ARCNET
- Ethernet
- BACnet/IP
- LonTalk ANSI/EIA709.1
- ZigBee

Es ist geplant das DR System durch eine BACnet/IP Verbindung mit dem "Desigo" Gebäudeleitsystem von Siemens zu verbinden (Siemens Schweiz AG 2016).

DALI

Das „Digital Adressable Lighting Interface“ [DALI](#) wird in der Gebäudeautomatisierung hauptsächlich zur Steuerung von Beleuchtung eingesetzt. Durch bidirektionalen Datenaustausch kann DALI nicht nur Leuchtmittel ein-/ausschalten oder dimmen, sondern auch dessen Zustand abfragen. DALI kann



als Inselfsystem mit maximal 64 Betriebsgeräten oder als Subsystem über DALI-Gateways in modernen Gebäudeautomationssystemen betrieben werden. Die Leitungen können in fast beliebigen Topologien, also Stern-, Linien- oder Baumstrukturen verlegt werden mit max. Leitungslänge von 300 m zwischen zwei Systemteilnehmern. DALI verwendet ein serielles, asynchrones Datenprotokoll mit einer Übertragungsrate von 1200 Bit/s bei einem Spannungsniveau von 16 V.

KNX

Der [KNX](#) Bus ist der Nachfolger der Feldbussysteme EIB, BatiBus und EHS. KNX ist ein offener Standard gemäss ISO/IEC 14543-3, dem sich mittlerweile mehr als 370 Firmen weltweit angeschlossen haben. KNX trennt die Gerätesteuerung und die Stromversorgung voneinander auf zwei Netze, das Stromnetz zur Stromversorgung mit Wechselspannung und das Steuerungsnetz (=KNX-Bus).

Zwischen dem Verbraucher (z.B. Lampe) und der Netzspannung wird ein Aktor eingebaut. Der Aktor ist an den KNX Bus angeschlossen und erhält von diesem Daten in Form von sogenannten Telegrammen. Die Telegramme stammen entweder direkt von einem Sensor (z.B. Schalter, Helligkeitssensor) oder aber indirekt von einem Computer, welcher zeitgesteuerte Schaltungen regelt und sonstige Auswertungen von Sensordaten je nach Programmierung übernimmt und Aktoren entsprechend ansteuert.

Die Busleitung besteht in der Regel aus zwei Adernpaaren (rot-schwarz und weiß-gelb), wovon jedoch nur rot-schwarz verwendet wird. Die KNX-Anlage wird von einer Spannungsquelle mit 29 VDC betrieben. Diese Spannung versorgt die Busankoppler, über die jedes KNX Gerät mit den anderen vernetzten KNX Geräten kommuniziert. Durch das CSMA/CA-Prinzip werden Telegrammverluste im Falle von Bus-Kollisionen vermieden. Der KNX-Bus kommuniziert mit einer Übertragungsrate von 9,6 kBit/s.

Der KNX ist aufgeteilt in 15 Bereiche mit jeweils 15 Linien und 256 Teilnehmern pro Linie. Benötigte aktive Koppler zählen als Teilnehmer und verringern damit die maximale Teilnehmerzahl. Somit können bis zu $(255 \times 16) \times 15 + 255 = 61455$ Busteilnehmer einzeln gesteuert werden.

Die Programmierung der Busteilnehmer und das Zuweisen der Gruppenadressen erfolgt mit einer speziellen, standardisierten Software: der Engineering-Tool-Software (ETS). Die ETS wird von der Dachorganisation KNX Association bereitgestellt und sichert die problemlose Zusammenarbeit von Komponenten verschiedener Hersteller.

Mittels KNX lassen sich Beleuchtung, Beschattung, Heizung, Klima, Lüftung, Alarm, Information, Fernzugriff (z.B. Smartphone) und zentrales Steuern des Hauses integriert zusammenschalten.

LON

Das „Local Operating Network“ ([LON](#)) wurde von der US-amerikanischen Firma Echelon Corporation um das Jahr 1990 entwickelt. Seit Dezember 2008 ist LON als internationale ISO/IEC Norm 14908-x dokumentiert. Zu diesem Zeitpunkt waren bereits mehr als 100 Millionen Geräte mit dieser Technologie installiert.

Hardwareseitiges Kernstück dieses Feldbussystems ist der Neuron-Chip. Dieser enthält drei 8-Bit-Prozessoren:

- Die Media-Access-CPU kontrolliert die physikalische Verbindung zum Netzwerk.
- Die Network-CPU ist für die Kodierung und Dekodierung der Netzwerknachrichten verantwortlich.
- Auf der Application-CPU läuft die vom Anwender programmierte Software, welche die eigentliche „Intelligenz“ eines Knotens repräsentiert.



Das Kommunikationsprotokoll dieses Feldbusses wird als LonTalk-Protokoll bezeichnet. Das LonTalk-Protokoll definiert die Schichten 2 bis 7 des OSI-Referenz-Modells. Für die physikalische Schicht (Schicht 1 des OSI-Modells) stehen verschiedene Transceiver zur Verfügung, wie zum Beispiel leitungsgebundene Übertragung, Funk, Glasfaser aber auch Powerline-Kommunikation.

Aus logischer Sicht kommunizieren die Knoten über Kommunikationsobjekte miteinander, sogenannter Network Variables (NV). Damit Knoten verschiedener Hersteller miteinander kommunizieren können, werden so genannte SNVTs (Standard Network Variable Types) definiert. Das sind Datentypen der Anwendersicht, z.B. der Typ SNVT_temp_p, welcher eine Temperatur verkörpert.

Für die Festlegung der Kommunikation zwischen den Geräten (das „Binding“), die Inbetriebnahme und die Verwaltung in LON Netzen werden Netzwerkmanagementtools eingesetzt. Für den physikalischen Zugriff auf die LON Netze werden Netzwerkschnittstellen verschiedener Arten verwendet, u.a. PC Einsteckkarten.

Wie bei anderen Bussystemen gestattet es die LON Topologie, Produkte unterschiedlicher Hersteller miteinander zu kombinieren. Zur Parametrierung der Geräte und zur Erstellung der Bindings stehen Netzwerkmanagementtools von verschiedenen Herstellern (z.B. LonMaker von Echelon) zur Verfügung.

Weitere Beispiele von Bussystemen

- Der [CAN-Bus](#) (Controller Area Network) ist ein serielles Bussystem welches entwickelt wurde um die Länge von Kabelbäumen in Fahrzeugen reduzieren zu können. Für zeitkritische Anwendungen wird CAN auch in der Automatisierungstechnik eingesetzt.
- Der „Process Field Bus“ ([PROFIBUS](#)) ist ein Standard für die Feldbus-Kommunikation in der Automatisierungstechnik und wurde zu Beginn (1989) vom Deutschen „Bundesministerium für Bildung und Forschung“ (BMBF) gefördert.
- Das „Standard Motor Interface“ ([SMI](#)) ist eine einheitliche Schnittstelle der Gebäudeautomatisierung zur Ansteuerung von elektronischen Antrieben – beispielsweise Jalousien mit Bus-Topologie.
- usw.

5.4.4. Datenkommunikation zwischen DR und Gebäudeleitsystem

Für die Installation von DR wird als Gebäudeleitsystem das Produkt „Desigo“ von Siemens eingesetzt. „Desigo“ kommuniziert mittels BACnet Feldbussystem mit Sensoren und Aktoren im Gebäude. Zeitgesteuerte Zustände des ganzen Gebäudes, von einzelnen Räumen, Speichern (z.B. Warmwasserboiler) oder Heiz- und Kühlsystemen können innerhalb BACnet mit Hilfe von „Schedule Objects“ verwaltet und gesteuert werden.

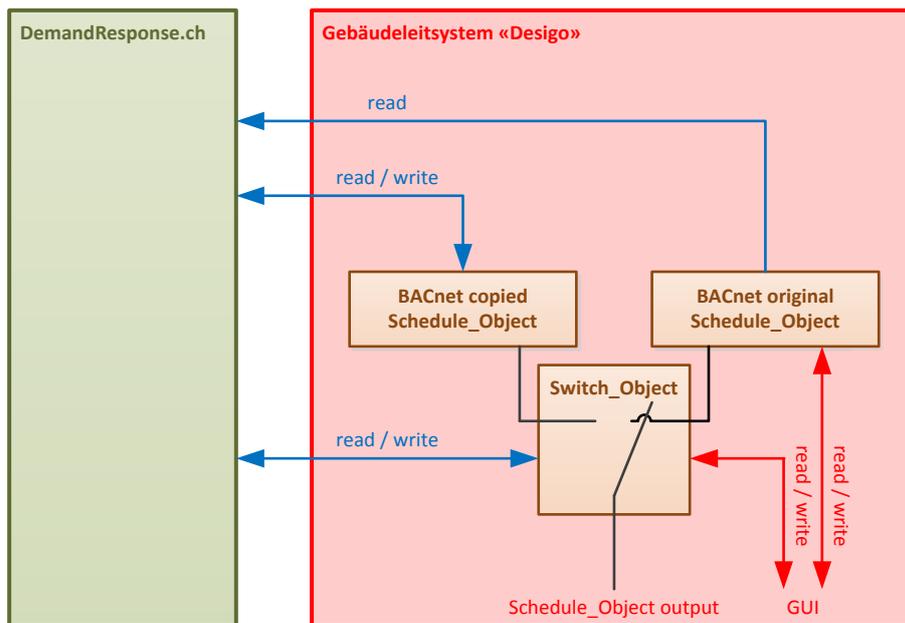


Abbildung 50: BACnet Schedule_Objects und Switch_Object

Um das Verhalten der zeitgesteuerten Teile eines Gebäudes mit DR beeinflussen zu können, wird für das DR System eine Kopie der benötigten BACnet „Schedule Objects“ erzeugt. DR kann die original „Schedule Objects“ lesen und auf die Kopien lesend und schreibend zugreifen und somit den Schedule der Kopien auch verändern. Zudem soll DR auf ein weiteres „Switch Object“ lesend und schreibend zugreifen können. Das „Switch Object“ definiert ob für die Zeitsteuerung eines Gebäude(teils) das Original oder die Kopie eines „Schedule Objects“ verwendet werden soll.

Der Gebäudebetreiber kann mit dem Graphical User Interface (GUI) des Gebäudeleitsystems jederzeit das Original des „Schedule Objects“ verändern und immer auch mit genügend hoher Priorität das „Switch Object“ so setzen, dass die Kopie des „Schedule Objects“ für die Steuerung des Gebäudes nicht berücksichtigt wird.

5.5. Integration in übergeordnete Systeme der EVUs

DR kommuniziert regelmässig den geplanten Verbrauch – oder eine Vorhersage der Energiemenge, welche allenfalls in das Netz eingespeist werden soll – gemäss Schnittstelle 5) in Abbildung 40 zum EVU. Solche Forecasts helfen einem EVU den Energieverbrauch auf der untersten Netzebene besser zu planen und den Bedarf an höhere Netzebenen weiterzuleiten.

5.6. Integration in übergeordnete Systeme der Gebäude

Wird das DR System innerhalb eines Smart-Grids in einem Quartierverbund von Prosumern eingebaut, so kann DR zum Quartiernetz einen Forecast (z.B. für die nächsten 24 Std.) bezüglich Energieverbrauch (resp. Überproduktion) kommunizieren.

Die Datenkommunikation kann analog der Schnittstelle 5) in Abbildung 40 in Form eines geplanten Lastprofils zum Smart-Grid im Quartier erfolgen. Je nachdem ob Energie-Import oder -Export prognostiziert wird, können die Vorzeichen des Lastprofilgangs gesetzt werden.

5.7. Empfehlungen

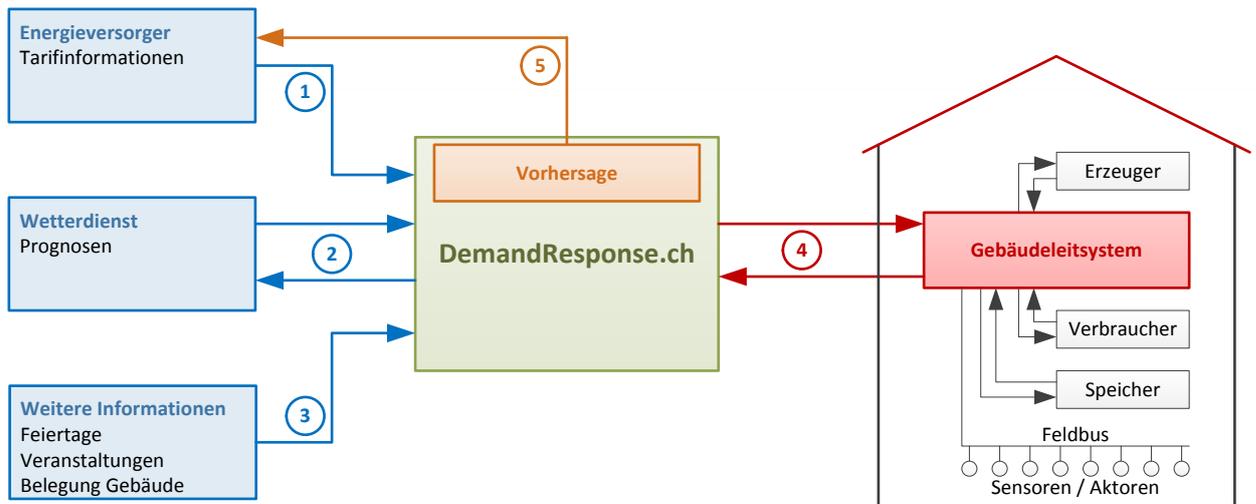


Abbildung 51: Übersicht Datenkommunikation in DR

Grundsätzlich sollen die Datenschnittstellen für das DR Projekt möglichst mit bestehenden Standards und Kommunikationsprotokollen implementiert werden. Das ermöglicht es, einfach unterschiedliche Hard- und Softwareplattformen miteinander zu verbinden, gewährleistet die Wartbarkeit sowie Datensicherheit mittels bewährter kryptologischer Algorithmen und Verfahren für die Protokolle zur sicheren Datenübertragung. Eine Übersicht der Datenschnittstellen in DR zeigt Abbildung 40 Schnittstellen Datenkommunikation

Tarifinformationen

Um die Übermittlung von Tarifinformationen vom EVU zum Kunden möglichst schlank und effizient gestalten zu können, werden die Daten wie in Kapitel 5.2.2 (Eigenes Protokoll) mit einer selbst definierten Datenstruktur übertragen.

Damit für die übermittelten Tarife non-repudiation erreicht werden kann, müssen die Tarifdaten vom EVU signiert werden. XML-Signatures definieren ein standardisiertes Verfahren, damit Signaturen innerhalb der XML Struktur zu den Tarifdaten hinzugefügt werden können.

JavaScript Object Notation ([JSON](#)) ist eine weitere Möglichkeit um Tarifdaten an den Kunden zu übermitteln. JSON Object Signing and Encryption (JOSE) zur Signierung von JSON Daten wird in (Barnes 2014) beschrieben. JOSE ist ein neues und gemäss Recherchen offenbar noch wenig benutztes Verfahren um JSON Daten zu signieren.

Wetterprognosen

Meteodaten und Wetterprognosen werden wie in Kapitel 5.3.3 / (MeteoSchweiz 2016) beschrieben mittels SFTP von MeteoSchweiz an das DR System übermittelt. Gemäss Rücksprache mit MeteoSchweiz wird auf dem DR System ein SFTP Client und auf dem MeteoSchweiz System ein SFTP Server installiert. Beispiele von Meteodaten sind in (MeteoSchweiz Businessentwicklung 2015) näher beschrieben.

Optional kann DR aktuell gemessene Wetterdaten vom Standort eines Gebäudes wie Temperatur, Luftfeuchtigkeit, Windgeschwindigkeit, Globalstrahlung, usw. an MeteoSchweiz übermitteln. (MeteoSchweiz 2016) beschreibt wie aktuelle Messwerte von Wetterdaten für MeteoSchweiz zur Verfügung

gestellt werden. Allerdings wird auch für diese Datenkommunikation der SFTP-Server bei MeteoSchweiz installiert.

Weitere Prognosen

Kalenderdaten zu besonderen Veranstaltungen, Belegung des Gebäudes oder von einzelnen Räumen sollen von einem elektronischen Kalender (z.B. Outlook) über ein API (Microsoft 2016) von DR gelesen werden.

Gebäudeleitsystem

Via [BACnet OPC Servers](#) (MBS GmbH 2016b), (MBS GmbH 2016a) kann das DR-System auf BACnet objects des Gebäudeleitsystems zugreifen. Der BACnet OPC Server ermöglicht es ausgewählte Sensoren und Aktoren eines Gebäudes zu lesen und zu schreiben sowie BACnet objects zu editieren.

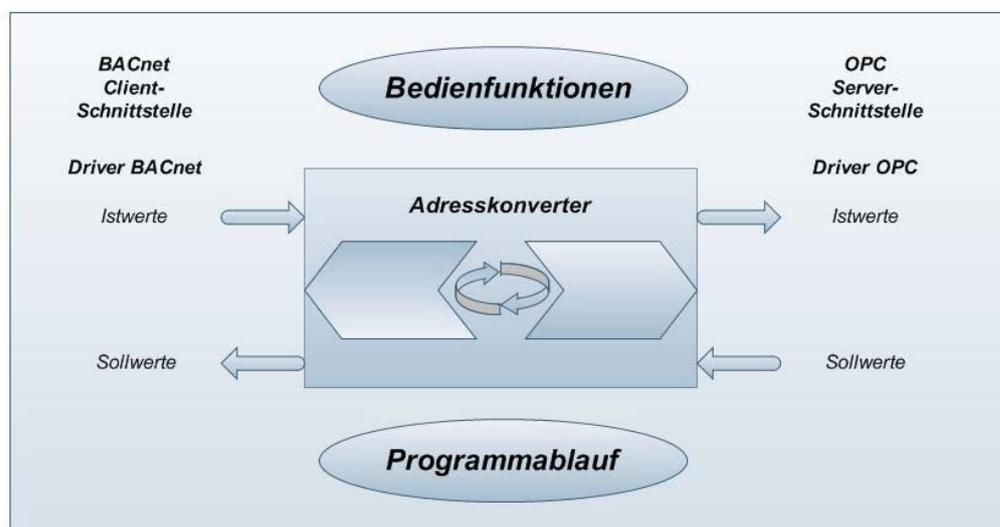


Abbildung 52: BACnet OPC-Server Blockdiagramm [9]

Werden von DR gezielt BACnet schedule_objects verändert – z.B. um Exceptions Einträge in einem schedule_object zu editieren oder hinzuzufügen, dann können Ein-/Ausschaltzeitpunkte eines Aktors aufgrund von Tarif- oder Wetterinformationen im Voraus bestimmt und bei Bedarf verändert werden.

Das DR System wird im Gebäude lokal beim Gebäudeleitsystem installiert und hat mittels BACnet OPC Server auch direkt physikalisch Zugriff auf die BACnet Installation im Gebäude. Die Datenkommunikation zwischen dem DR-System mit BACnet OPC Server und Gebäudeleitsystem wird deshalb nicht extra verschlüsselt (siehe 5.3.3 Gebäudeleitsystem).

Vorhersage Energieverbrauch

Die meisten EVUs stellen im Moment noch keine Schnittstelle zur Verfügung, damit Endkunden einen Forecast zu ihrem geplanten Energieverbrauch oder zur Energieproduktion, welche in das Netz eingespeist werden soll, dem EVU zur Verfügung stellen können. DR berechnet einen solchen Forecast und kann diesen als Datei auf einem SFTP Server zum Abholen zur Verfügung stellen.

In einer XML-Datei kann der Forecast zum Energieverbrauch / -produktion eines Kunden mit installiertem DR leicht abgebildet werden. Das EVU kann mit einem SFTP Client und entsprechend eingerichteten Certificates auf den SFTP Server des DR-Systems zugreifen und die XML-Datei herunterladen. Die Datei wird regelmässig (z.B. alle 15 min.) mit 96 Werten für die nächsten 24 Std. neu erzeugt und auf den SFTP Server kopiert.



Wie in Kapitel 5.3.3 kann mittels SFTP authentication, integrity sowie confidentiality der Daten gewährleistet werden. Wird non-repudiation des Dateninhalts verlangt, so muss der Inhalt des XML Files zusätzlich mit einer Signatur versehen werden.

Zusätzlich zum Forecast können in einem separaten Abschnitt der XML Struktur auch die effektiv verbrauchten – oder ins Netz eingespeisten – Energiedaten in Form eines Lastprofils der letzten 24 Std. hinzugefügt werden. Im Beispielsweise können innerhalb <forecast> die Vorhersage für die nächsten 24 Std. aufgeführt und innerhalb <loadprofile> der effektive Verbrauch der letzten 24 Std. vermerkt werden.

6. Skalierung auf die Schweiz

6.1. Einleitung

In diesem Kapitel wollen wir einen allgemeineren Blick auf die Einflüsse von DR auf mehr als ein Einzelgebäude werfen. Im Kapitel 4 wurde DR für ein einzelnes Gebäude simuliert und es wurden mögliche Einsparungen sowohl von Kosten als auch Energie aufgezeigt. Die Resultate wurden aus der Sicht des Endbenutzers aufbereitet. Die Stabilisierung des Netzes durch DR erfolgt jedoch nur, wenn die Anzahl der Gebäude, die am DR-Programm teilnehmen, genügen gross ist.

Gesamtschweizerisch zählt man ungefähr 2.3 Mio. Gebäude (Konferenz Kantonalen Energiedirektoren 2014), davon zirka ½ Million Dienstleistungsgebäude. Das Potential dieser Gruppe liegt bei der grossen Menge verschiebbarer Energie, die durch die Adressierung von relativ wenigen Gebäuden erzielt werden kann (siehe Kapitel 3 für mehr Information). Von dieser Zielgruppe sind nicht alle mit dem entwickelten Framework kompatibel, da wir uns in einem ersten Schritt nur auf Wärmepumpen konzentriert haben. Mit der heute aktuellen Verteilung nach Energieträger der Heizung (siehe Abbildung 53) sind das 11.3% der Gebäude.

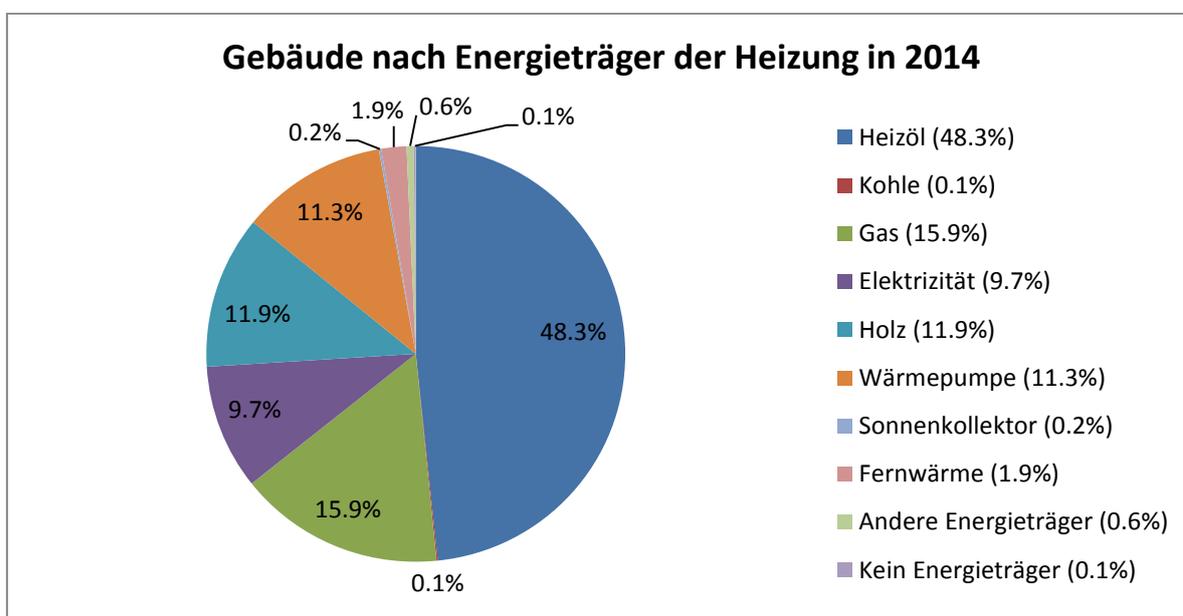


Abbildung 53: Gebäude nach Energieträger der Heizung in 2014 (Bundesamt für Statistik BFS 2014)

In der Schweiz wären das heute darum zirka 50'000 Gebäude, welche schon jetzt für DR mit unserem Framework geeignet sind. Doch sind die folgenden Fragen für ein funktionierendes Demand-Response.ch-Konzept vorgängig zu klären:

- Kann man mit DR Lastspitzen verschieben?
- Kann man die Lastkurve flacher machen?
- Gibt es mit der heute verfügbaren Infrastruktur kompatible und wirksame Tarife?

Um Antworten zu diesen Fragen zu finden, haben wir uns entschieden, das Verhalten von einem Gebäudeensemble aus 10 Gebäuden zu simulieren. In den folgenden Abschnitten werden zuerst diese Ensembles erläutert, dann wird die verwendete Simulationsmethode präsentiert und abschliessend die Ergebnisse präsentiert und diskutiert.



6.2. Ensemble Beschreibung

6.2.1. Heute

Um unser 10-Gebäude-Ensemble herzustellen, verwenden wir die 3 Gebäudetypen (SFH15, SFH45, SFH100), welche im Kapitel 4 beschrieben sind oder (Hadorn 2012). Diese drei Typen zählen heute zu den effizienteren Gebäuden im aktuellen Immobilienportfolio der Schweiz und decken deshalb nicht die alten, aber noch stark verbreiteten Gebäude ab. Da keine offizielle Daten verfügbar sind, ist die heute gültige Energieeffizienzverteilung von Dienstleistungsgebäuden auf Grund von vorhanden Daten aus dem Kanton Genf abgeschätzt worden (Office cantonal de l'énergie GE 2016). Es gibt keinen Indizien, dass die Situation im Kanton Genf grössere Abweichung vom schweizerischen Mittelwert hat.

Die erste Aussage die man machen kann: 50% der Gebäude verbrauchen mehr Energie pro Fläche als das Normgebäude SFH100. Diese älteren Gebäude haben auch oft keinen Speicher und sie werden deswegen aus unserer Analyse ausgeschlossen. Die MINERGIE-Gebäude (SFH15) werden ebenfalls ausgeschlossen, weil sie weniger als 2% der Gebäude repräsentieren. Für die anderen zwei Gebäudetypen (SFH45 und SFH100) ergibt sich aus den Daten vom Kanton Genf die folgende Verteilung für das Jahr 2016:

Gebäudeensemble in 2016			
	SFH15	SFH45	SFH100
Anzahl Gebäude	0	1	9

6.2.2. Prognose für das Jahr 2050

Interessant ist die Betrachtung, wie Demand-Response.ch in der Zukunft zur Stabilisierung des Netzes wirken kann. Obwohl es unsicher ist, wie sich der energetische Zustand der Immobilien bis 2050 entwickelt, stellen wir hier ein mögliches Szenario vor.

In 2050 ist es sehr wahrscheinlich, dass der Anteil an Gebäuden mit Wärmepumpen deutlich steigen wird. Im Minergie Standard sind schon heutzutage 75% der Gebäude mit Wärmepumpe ausgestattet. Dieser Trend sollte sich auch für nicht zertifizierte Gebäude verstärken. Obwohl dies keine Aussage über die Energieeffizienz impliziert, ist die Erkenntnis wichtig, dass der Anteil der Gebäude, welche beim Demand-Response.ch-Programm mitmachen können, dadurch massiv ansteigt. Das Phänomen akzentuiert sich nochmals durch die Renovation von Gebäuden, welche heute nicht geeignet sind für DR.

Mit dem heutigem Renovationsanteil von 1.5% der bestehenden Gebäude pro Jahr (Konferenz Kantonalen Energiedirektoren 2014), wären 50% der Gebäude im Jahr 2050 renoviert worden. Für die Berechnung dieses Renovationsanteils haben wir folgende Annahmen getroffen: keine Zunahme der Dienstleistungsgebäude, der Renovationsanteil bleibt konstant und die alten, energieintensiven Gebäude werden zuerst renoviert. Für unser Ensemble 2050 heisst das, dass 5 von den 9 Referenzgebäuden auf den Stand von SFH100 renoviert worden wären. Wenn wir jetzt annehmen, dass in den nächsten 18 Jahren meistens mit dem SIA Standard renoviert und mit dem heutigen Minergie Standard gebaut wird, erhalten wir die folgende Verteilung:

Prognostiziertes Gebäudeensemble in 2050

	SFH15	SFH45	SFH100
Anzahl Gebäude	2	4	4

In ihren „Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050“ hat (Prognos AG 2012) sich ebenfalls mit der Einschätzung vom Energiebedarf von Gebäuden in 2050 beschäftigt. In ihrem pessimistischen Szenario (2050 High) fällt der Durchschnittsverbrauch von Gebäuden für Raumwärme auf 43 kWh/m²a. Dies ist niedriger als in unserem Szenario errechnet, welches einen Durchschnitt von 61 kWh/m²a braucht. Man muss sich auch bewusst sein, dass das Politische Umfeld sich in den letzten Monaten eher zu Ungunsten der Prognos-Studie entwickelt hat, da der „Fukushima-Effekt“ abgenommen hat.

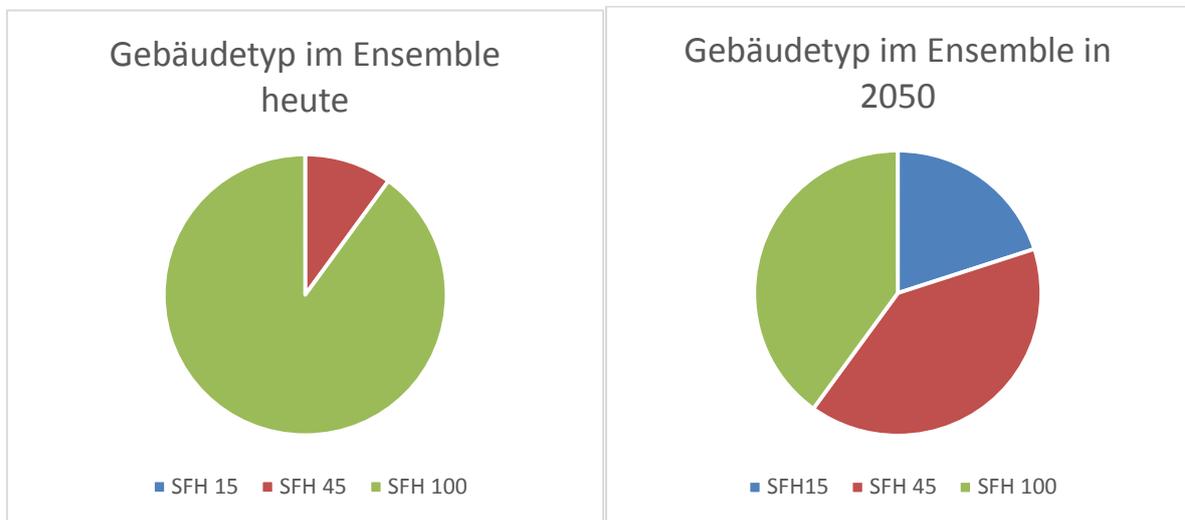


Abbildung 54: Gebäudeverteilung für die verschiedenen Ensembles

6.3. Simulationsmethode

Um Antworten zu unseren Fragen im einleitenden Abschnitt dieses Kapitels zu finden, gehend wir wie folgt vor: Wir simulieren die vorher erwähnten Ensembles jeweils ohne DR, mit DR, und mit DR und einem speziellen TOU-Tarif. Die Details zu diesen Simulationen werden in diesem Kapitel beschrieben.

Tarif Gestaltung

Die Wahl des Tarifs ist eine zentrale Frage für DR. Wir verwenden für die Simulationen TOU-Tarife: eine Doppeltarifsituation, die im Voraus (pro Saison oder Jahr) bekannt gegeben wird. Ein solcher Tarif benötigt keine zusätzliche Infrastruktur und könnte sogar heute schon implementiert werden. Zwei unterschiedliche Tarife wurden getestet:

- Ein klassischer TOU-Tarif: Hochtarif zwischen 7 und 22 Uhr, Mo-Fr, siehe Abbildung 55 oben. Bei diesem gilt für alle Gebäude derselbe Tarif.
- Ein Zwei-Gruppen-Tarif: siehe Abbildung 55 unten. Die Gebäude des Ensembles sind in zwei Gruppen aufgeteilt, jede mit ihrem eigenen Tarif. Diese Tarife werden TOU Pool 1 und TOU



Pool 2 benannt. Die Hochtarifperiode bleibt fast unverändert (7-21 Uhr). Die „Nachtzeit“ wird in 5 zwei-Stundenblöcke getrennt und jede Gruppe bekommt alternierend Hoch- oder Niedertariffenster zugeteilt. Die Periodizität des Tarifs ist zwei Tage, um für beide Pools eine faire Tarifverteilung zu bekommen.

Mit dem ersten Tarif (klassischer TOU) wollen wir folgende Punkte untersuchen:

- Was passiert, wenn man heute unser DR-Framework einschalten würde?
- Ist es sinnvoll eine ganze Gruppe mit demselben Tarif zu steuern?
- Welche Effekte auf das gesamte Lastprofil hat es, wenn man so vorgehen würde?

Mit dem zweiten Tarif wollen wir erforschen, ob schon zwei Tarifgruppen genügend sind, um eine bessere Lastverteilung zu erreichen.

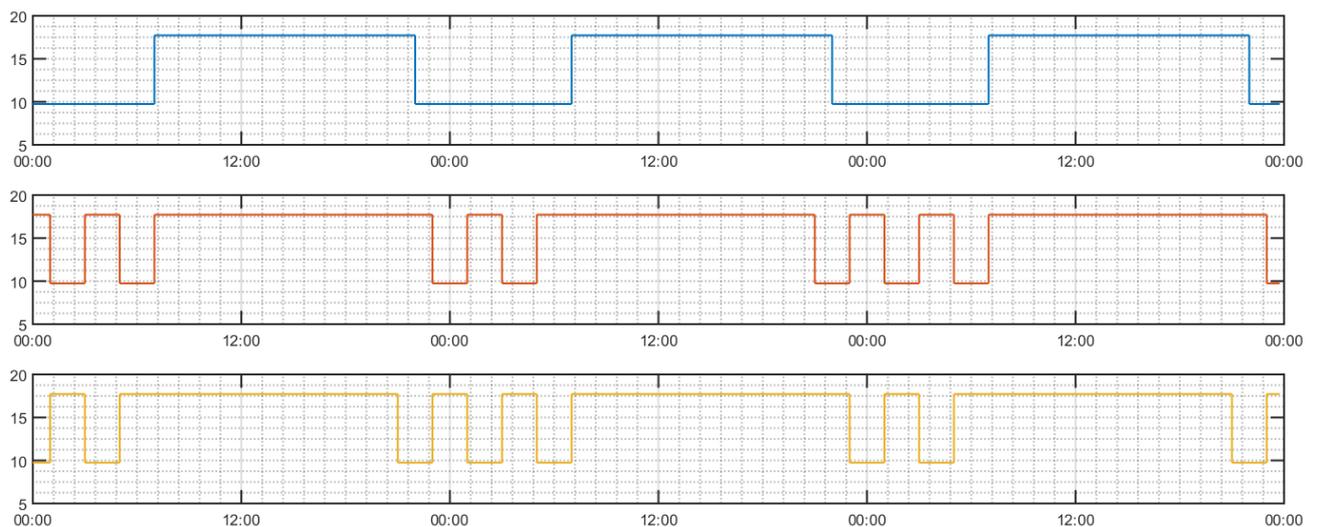


Abbildung 55: Verwendete Tarife für die Simulation von Gebäudeensemble. Ganz oben ist der „Standard“ TOU Tarif. Die zwei anderen entsprechen dem TOU Pool (rot: 1, gelb: 2).

Zufall in den dynamischen Parameter

Um die Simulationen relevanter zu machen, variieren wir die Belegung und die Grösse des Warmwasserspeichers für jedes einzelne Gebäude des Ensembles. Zehn Belegungsprofile (von 0 bis 9) wurden gemäss der Methodologie von Kapitel 4 generiert. Jedes Gebäude des gleichen Typs verfügt über einen Speicher der vom Referenzspeicher maximal 5% abweicht. Diese zwei Massnahmen sorgen dafür, dass nicht alle Gebäude sich komplett identisch verhalten.

Framework Einstellungen

Das System ohne DR wird in unserem Framework mit dem Referenzoptimierer simuliert. Beim aktiven DR, verwenden wir die modellbasierte Sub-optimale Regelung (Sub-MPC) mit einem Voraussagehorizont von 18 Stunden. Diese wurde im Kapitel 4 als ein guter Kompromiss zwischen Rechenzeit und Effizienz identifiziert.

Die Simulationen werden durch ihr Belegungsprofil benannt. Im heutigen Gebäudeensemble sind das Referenzgebäude 3 (SFH100) mit Belegungsprofil 0 bis 8 und das Referenzgebäude 2 (SFH45) mit Belegungsprofil 9 belegt. Im zukünftigen Gebäudeensemble sind das Referenzgebäude 3 (SFH100) mit Belegungsprofil 0 bis 3 das Referenzgebäude 1 (SFH15) mit Belegungsprofil 4 und 5, und das Referenzgebäude 2 (SFH45) mit Belegungsprofil 6 bis 9 belegt. Für alle geraden Nummern des Gebäudeensembles gilt der TOU Pool 1 Tarif und für alle ungeraden Nummern gilt der TOU Pool 2 Tarif.



Für den Zeitraum der Simulationen haben wir die Zeit vom 5. bis 26. Januar 2014 verwendet. Die dazugehörigen Wetterdaten (Region Luzern) entsprechen ebenfalls genau diesem Zeitraum.

6.4. Simulationsergebnisse

Beschreibung

Insgesamt wurden 45 einzelne Simulationsdurchläufe für Einzelgebäude durchgeführt. Diese wurden dann so kombiniert, dass relevante Aussagen über das Verhalten der beiden Gebäudepools ohne DR, mit DR, und mit DR und TOU-Pool Tarif gemacht werden können.

Die verschiedenen Einzelgebäudesimulationen werden dann so kombiniert, dass sie das jeweilige Ensembleverhalten darstellen. Das Lastprofil von zwei repräsentativen Tagen für den jetzigen respektive zukünftigen Gebäudepool ist in Abbildung 56 respektive Abbildung 57 zu sehen. Auf der gleichen Abbildung wird das Verhalten des Ensembles mit DR und mit DR und TOU-Pool Tarif gegenüber der Referenzsituation (ohne DR) verglichen. Die Daten für die komplette Zeitspanne der Simulation wurden ebenfalls analysiert, um die Einflüsse der Veränderungen auf das Lastprofil zu quantifizieren. Wir haben dazu folgende Definitionen eingeführt:

- *Low*: Last, bei der wenig Leistung durch das Ensemble abgerufen wird. Erstes Tertil der Leistungsniveaus aller drei Simulationen (ohne DR, mit DR, DR mit 2-Gruppen Tarif).
- *Medium*: Last, bei der durchschnittliche Leistung (2. Tertil) durch das Ensemble abgerufen wird. Zweites Tertil der Leistungsniveaus aller drei Simulationen (ohne DR, mit DR, DR mit 2-Gruppen Tarif).
- *High*: Last, bei der hohe Leistung (3. Tertil) durch das Ensemble abgerufen wird. Drittes Tertil der Leistungsniveaus aller drei Simulationen (ohne DR, mit DR, DR mit 2-Gruppen Tarif).

Diese Analyse ist in Abbildung 58 und Abbildung 59 zu sehen.

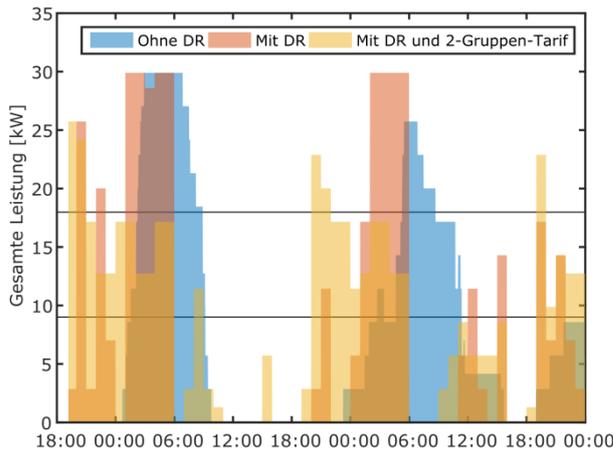


Abbildung 56: Zeitliche Darstellung der gesamten Leistung des jetzigen Gebäudeensembles während 54 Stunden.

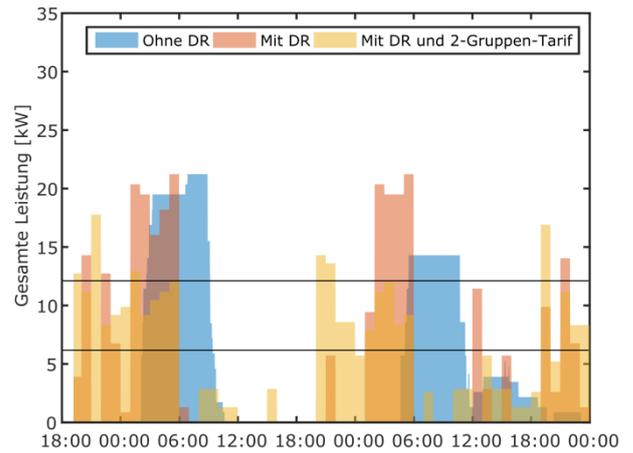


Abbildung 57: Zeitliche Darstellung der gesamten Leistung des prognostizierten Gebäudeensembles für 54 Stunden.

Energie

ohne DR (4469 kWh)

mit DR (4376 kWh)

mit DR und 2-Gruppen-Tarif (4468 kWh)

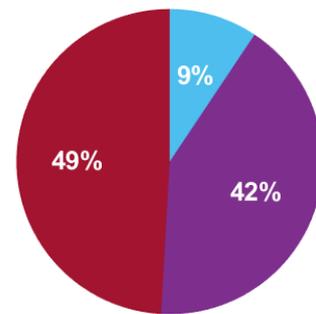
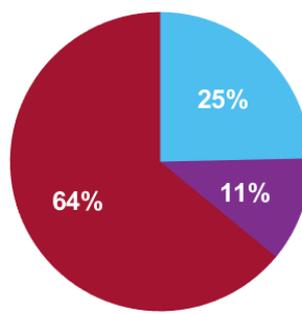
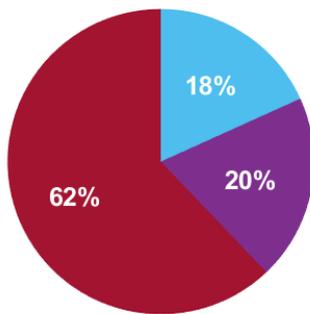


Abbildung 58: Zeitdauer pro Leistungsniveau (low: < 9 kW, medium: 9-18 kW, high: > 18 kW) für das aktuelle Gebäudeensemble

Energie

ohne DR (2803 kWh)

mit DR (2725 kWh)

mit DR und 2-Gruppen-Tarif (2770 kWh)

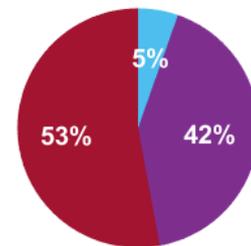
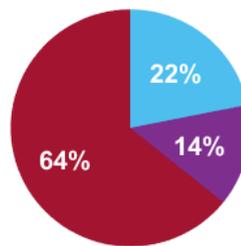
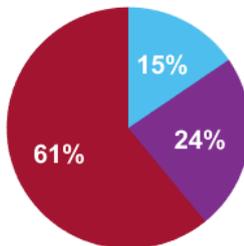


Abbildung 59: Zeitdauer pro Leistungsniveau (low: < 6.1 kW, medium: 6.1-12.2 kW, high: > 12.2 kW) für das prognostizierte Gebäudeensemble

Diskussion: Peak Shifting und Shaping

Das Einschalten vom DR System konzentriert die Laufzeit der Wärmepumpen und verschiebt den Verbrauch auf Zeitintervalle mit Niedertarif. Dies sieht man gut auf Abbildung 56 und Abbildung 57. Wenn der Peak schon ausgeprägt ist (erster Tag), dann ist nur eine Verschiebung zu sehen, aber wenn der Ausgangspeak nicht so markant ausgeprägt ist (zweiter Tag), dann wird er nicht nur verschoben, sondern auch konzentriert. Da oft in unseren Simulationen am Morgen (6 bis 11 Uhr) geheizt wird, verschiebt der klassische TOU Tarif diese Verbrauchsspitze vor.

Was bei diesen zwei Tagen zu sehen ist, kann man auch in der statistischen Analyse (Abbildung 58 und Abbildung 59) sehen. Die extremen Kategorien (Low und High) werden beim Einschalten des Systems deutlicher. Die Kategorie Medium sinkt um ca. 10% und wird zum grössten Teil in High verschoben (+6%, +7%).

Diskussion: Flattening

Das Einschalten des DR-Systems hat, wie erwartet, die Peaks verschärft. Um eine Verteilung der Verbrauchsspitzen (Flattening) zu fördern müssen die Tarife angepasst werden und die Gebäude auf diese verschiedenen Tarife aufgeteilt werden. Mit einem noch relativ einfachen 2-Gruppen Tarif, kann schon -9% (-10%) Energie aus dem Hochleistungsgebiet wegverschoben werden, siehe Abbildung 58 und Abbildung 59. Auch das Gebiet mit kleinen Verbräuchen verkleinert sich (-13%, -8%). Es wird entsprechend regelmässiger Heizleistung bezogen, siehe Abbildung 56 und Abbildung 57.

Der Zwei-Gruppen-TOU-Pool-Tarif bietet zeitlich für das Einzelgebäude kürzere Zeitspannen, wo günstig geheizt werden kann. Dies reduziert entsprechend das Optimierungs-Potential. Die Energieeinsparungen welche im Kapitel 4 erwähnt werden (siehe Kapitel 7), können hier nicht vollumfänglich umgesetzt werden. Daher besteht noch Verbesserungspotential bei der Gestaltung der Gruppentarife.

Diskussion: allgemein

Man muss sich bewusst sein, dass das Verschieben oder Flattening nur gegenüber derselben Gebäudegruppe ohne DR zu verstehen ist. Die gesamte Lastkurve (gesamtschweizerisch und nicht nur Heizung) würde nicht gleich stark reagieren. Die oben erwähnten Ergebnisse sind darum ein Worst-Case-Szenario und nur bedingt auf die ganze Schweiz skalierbar. Mit nur drei Gebäudetypen ist es nicht möglich alle Gebäude mit Wärmepumpe der Schweiz präzise genug darzustellen. Hier zeigt sich ein klassischer Trade-Off zwischen Rechenleistung und einer repräsentativen Stichprobe.

Schliesslich zeigen die Simulationen auch, dass das prognostizierte Ensemble mit vielen renovierten Gebäuden insgesamt deutlich weniger Energie für das Heizen benötigt.

7. Veränderungen Energielandschaft

In diesem Kapitel gehen wir der Frage nach, was sich während des Projekts an den Randbedingungen für die Umsetzung des generischen Demand-Response Konzepts geändert hat. Auf der innenpolitischen Ebene sind wichtige energiepolitische Entscheidungen in den eidgenössischen Räten in Diskussion. Auf EU und UN-Ebene sind Klima- und energiepolitische Themen auf der Tagesordnung. Das Marktumfeld, Gesetze und Innovationen reagieren wechselseitig auf die sich verändernden Rahmenbedingungen und setzen ebenfalls eine Dynamik in Gang.

Um ein abgerundetes Bild und eine Auswahl aus der Vielfalt der Ereignisse und Strömungen herauszugreifen haben wir im Projektkonsortium bei unseren Stakeholdern nachgefragt, was aus ihrer Sicht die wichtigsten Ereignisse in der Periode Januar 2014 bis Mai 2016 im schweizerischen Energieumfeld waren, und wie sich dies auf die mögliche Umsetzung von Demand-Response.ch auswirkt.

Wir stellen die Verschiedenen Punkte jeweils wie folgt dar:

- Chronologischer Überblick (Kapitel 7.1)
- Beschreibung der Themenschwerpunkte (Kapitel 7.2, 7.3) mit:
 - Zusammenfassung
 - Referenzen
 - Auswirkung
- Generelle Auswirkungen auf Demand-Response.ch (Kapitel 7.4)

7.1. Für DR.ch relevante Ereignisse im Überblick 2014-2016

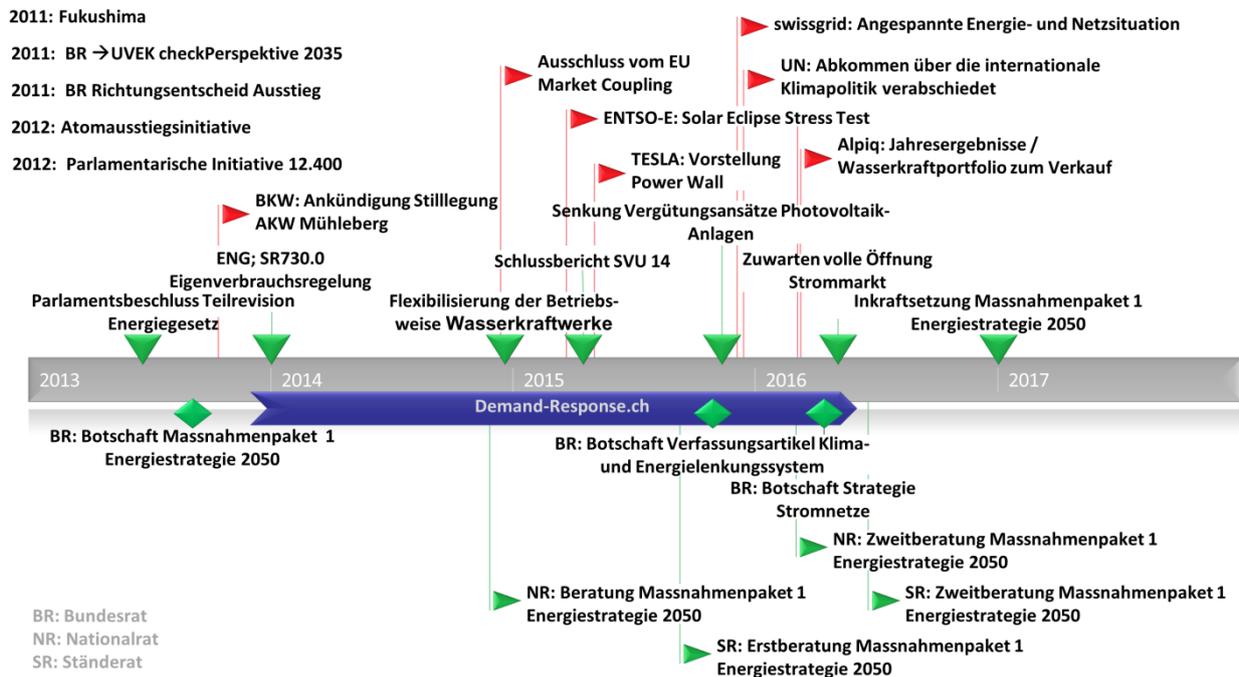


Abbildung 60: Überblick relevanter Ereignisse für DR.ch während der Projektlaufzeit

Als Folge der Nuklearkatastrophe vom 11. März 2011 in Fukushima beauftragte der Bundesrat das Eidgenössische Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation (UVEK), die bestehende Energiestrategie zu überprüfen und die Energieperspektiven 2035 zu aktualisieren und eine Energiestrategie 2050 zu erstellen (BFE 2016). Am 25. Mai 2011 fällt der Bundesrat eine Richtungsentscheidung für einen schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie (UVEK 2011) und impliziert dadurch den tiefgreifenden Umbau des schweizerischen Energiesystems. Die dazugehörige Botschaft zum

ersten Massnahmenpaket zur Energiestrategie 2050 wurde während des Projekts DR.ch in die Vernehmlassung geschickt und in beiden Räten behandelt. Der Ständerat wird das Geschäft in der Sommersession 2016 in zweiter Beratung abschliessend traktandieren. Einen Überblick über alle laufenden energiepolitischen Geschäfte ist in (Die Volkswirtschaft 2015) dargestellt. Am 16.11.2012 wurde die ‚Atomausstiegsinitiative‘ eingereicht (schweizerische Bundeskanzlei 2012) welche ebenfalls eine Stilllegung der Schweizer AKWs verlangt. Zudem wurde am 18.12.2012 die parlamentarische Initiative 12.400 (BFE 2012) eingereicht, welche die Änderung des Energiegesetzes vom 26. Juni 1998 (EnG) verlangt. Darin wird die verstärkte Förderung der KEV gefordert, ohne stromintensive Unternehmen zu bestrafen, wenn sie effizienter wirtschaften.

7.2. Politische Veränderungen von 2014 bis 2016

Stand Energiestrategie 2050: (BFE 2016b)

Ende Mai 2016 fasst das BFE den Stand der Energiestrategie wie folgt zusammen:

- Die wichtigsten Inhalte des ersten Massnahmenpakets sind Massnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz, zum Ausbau der erneuerbaren Energien, und der Atomausstieg
- Die Beratungen in Nationalrat und Ständerat sind weit fortgeschritten. Die zweite Beratung im Ständerat und die Differenzbereinigung stehen noch aus. Die Schlussabstimmung wird sehr wahrscheinlich im Herbst 2016 vorgenommen.
- Parallel dazu läuft die Atomausstiegsinitiative, welche voraussichtlich im November 2016 vor das Volk kommt. Die Stromeffizienzinitiative (verlangt Stromeffizienzziele in der Bundesverfassung) wird in der Herbstsession 2016 beraten und kommt im Mai 2017 vor das Volk.

Auswirkung auf DR.ch: Der akzeptierte Ausstieg aus der Atomenergie und die Energieeffizienzziele bedeuten, dass die Produktion aus den neuen erneuerbaren Energien ausgebaut werden muss. Somit ist in Zukunft mit einer grösseren Volatilität der Produktion zu rechnen, was sich *positiv auf DR.ch* auswirkt. Zeithorizont mittel- bis langfristig.

Botschaft Strategie Stromnetze: (UVEK 2016)

Der Bundesrat erwähnt in der Strategie Stromnetze die Einführung von intelligenten Messsystemen bis 2050 zu Kosten von 1.3 Mia. CHF. Die Einführung von Smart Metern ist eine der wichtigsten Grundlagen für die Einführung von variablen Strompreisen und die Entwicklung von DR Systemen.

Auswirkung auf DR.ch: Die flächendeckende Einführung einer Smart-Meter-Infrastruktur ist eine Voraussetzung für die Einführung von DR.ch. Zeithorizont mittel- bis langfristig

Eigenverbrauchsregelung: (UVEK 2014)

Ab 1.1.2014 ist die Anordnung der Zählerinfrastruktur so möglich, dass die selber produzierte Energie ohne Netzzuschläge vor Einspeisung ins Netz selber verbraucht werden kann und nicht mehr komplett eingespeist werden muss.

Auswirkungen auf DR.ch: In Kombination mit sinkender Einspeisevergütung fördert dies den Eigenverbrauch und somit DR.ch. Zeithorizont kurz- bis mittelfristig.

Schlussbericht SVU14: (Projektorganisation SVU14 2015)

Der Wechsel von der zyklischen Ausschaltstrategie hin zu einer Kontingentierung im OSTRAL-Fall (Organisation für die Stromversorgung in ausserordentlichen Lagen; Energiemangellage), erzeugt Druck auf die Einführung von Smart Metern, weil ohne diese eine Kontingentierung praktisch nicht



umsetzbar bzw. kontrollierbar ist. Mit DR könnten elegant der Verbrauch gesenkt und der Einsatz der Anlagen gesteuert werden.

Auswirkungen auf DR.ch: Für die Umsetzung der Kontingentierung braucht es die Smart-Meter, was für die Einführung von DR.ch förderlich ist.

Senkung Vergütungsansätze Photovoltaikanlagen: (BFE 2015)

Bisher sind die Vergütungsansätze für Photovoltaikanlagen und die Vergütung für eingespeiste Energie in mehreren Schritten gesunken.

Auswirkungen auf DR.ch: Durch die Erosion der Energiepreise und auf Grund der Netzbenutzungsgebühren steigt die Attraktivität von forciertem Eigenverbrauch und damit auch von Systemen wie DR.ch. Zeithorizont kurzfristig, mit mittel- bis langfristig zunehmendem Impact.

Zuwarten volle Öffnung des Strommarkts: (BFE 2016a)

Der Bundesrat strebt weiterhin eine volle Öffnung für alle Stromkunden (auch unter 100'000 kWh/a) an, sieht sich aber momentan nicht in der Lage, diesen Schritt jetzt zu tun und verschiebt dies darum auf unbestimmte Zeit. Mittlere bis kleine Verbraucher werden darum weiterhin von der freien Anbieterwahl ausgeschlossen. Die Auswirkungen sind schwierig abzuschätzen. Der Druck auf die schnelle Einführung einer flächendeckenden Smart-Meter-Infrastruktur wird aber dadurch abgeschwächt.

Auswirkungen auf DR.ch: keine Veränderung zum Status Quo, eine fehlende Messinfrastruktur behindert die rasche Einführung von DR.ch

7.3. Weitere Einflüsse von 2014 - 2016

Ausschluss vom EU Market Coupling: (UVEK 2015a)

Die Schweiz wurde 2015 von Europa aus dem Market Coupling ausgeschlossen. Einzelfall oder Beginn einer schleichenden, generellen Abschottung bzw. Ausgrenzung? Im Falle einer Insellösung Schweiz wäre das DR Thema plötzlich stark im Fokus! Ob der Ausschluss Bestand hat hängt sehr von den bilateralen Verhandlungen der Schweiz mit der EU ab.

Auswirkungen auf DR.ch: kurzfristig keinen Einfluss, mittel- bis langfristig kann das aber einen grossen Impact haben auf die Wichtigkeit von Mechanismen wie DR.ch.

Solar Eclipse Stress Test: (entsoe 2015)

Am 11. März 2015 fand erstmals in Europa eine starke Sonnenfinsternis statt, bei der schon in gewissen Ländern Europas ein substantieller Anteil von neuen erneuerbaren Energien installiert war. Die Anforderungen an die Stabilisierung des Stromnetzes waren hoch, konnten aber letztendlich gemeistert werden. Mit eingeführten DR.ch Mechanismen wären solche voraussehbaren, kurzen Angebotschwankungen leicht abzufedern.

Auswirkungen auf DR.ch: Die unmittelbaren Auswirkungen auf DR.ch sind momentan klein, da die Stabilität gewährleistet werden konnte. Die Awareness aller Stakeholder wurde aber durch diesen Stress Test noch erhöht und darum für DR.ch förderlich.

Vorstellung Power Wall: (TESLA 2015)

Die Flexibilität im Energiebezug und die zusätzliche Netzstabilisierung würden durch einen erschwinglichen elektrischen Tagesspeicher massiv erhöht. Mit der Ankündigung von TESLA, einen stationären Stromspeicher zu tiefen Preisen anzubieten, ist der Markt in Bewegung gekommen. Im Moment der



Niederschrift dieses Berichtes sind diese günstigeren Batterien reservierbar aber noch nicht lieferbar. Somit ist unklar, wann und in welcher Masse sie sich durchsetzen werden.

Auswirkungen auf DR.ch: Es ist wichtig, neben thermischen auch elektrische Kurzzeitspeicher zur Verfügung zu haben. Dies hilft mittelfristig DR.ch zu pushen.

Angespannte Energie- und Netzsituation: (Swissgrid 2015)

Als Kombination von tiefen hydrologischen Reserven, Betriebsunterbrüchen in den Schweizer Atomkraftwerken und tiefen ausländischen Strompreisen mit grosser Volatilität drohte ein Engpass in der Einfuhrmenge und somit eine Mangellage auf dem schweizerischen Stromnetz. Aufgrund eines milden Winters, teilweiser Rückkehr der AKWs ans Netz und besserer hydrologischer Verhältnisse traten keine Versorgungsunterbrüche auf.

Auswirkungen auf DR.ch: Der Wert der Verbrauchsflexibilisierungsmöglichkeit von DR.ch wurde dadurch gestärkt. Auswirkungen sind eher mittel- bis langfristiger Natur, da in diesem Winter keine Unterbrüche auftraten.

Abkommen über die internationale Klimapolitik verabschiedet: (UVEK 2015b)

Das lange diskutierte UN – Abkommen setzt neue Klimaziele und damit verbundene Verbrauchsziele. Um dies zu erreichen ist Effizienzsteigerung auf allen Ebenen notwendig.

Auswirkungen auf DR.ch: Mittel- bis langfristig werden zur Umsetzung dieser Politik Systeme wie DR.ch sicher immer wichtiger.

Ankündigung Stilllegung AKW Mühleberg: (BKW 2016)

Nicht nur auf der Politikebene kommt Bewegung in die Diskussion um die Zukunft der Schweizer Atomkraftwerke. BKW hat das Abschalten und den unmittelbar darauffolgenden Rückbau des AKW Mühleberg auf Ende 2019 kommuniziert. Damit geht ein Teil der heute verfügbaren Bandenergie vom Netz, die ersetzt werden muss. Geschieht dies mit erneuerbaren neuen Energieträgern, wird die Flexibilisierung des Verbrauchs wichtiger.

Auswirkungen auf DR.ch: Mittelfristig braucht es vermehrt Systeme wie DR.ch, welche zur Stabilisierung der Stromnetze beitragen können.

Alpiq Wasserkraftportfolio zum Verkauf: (Alpiq 2016a; Alpiq 2016b)

Aufgrund der sinkenden Grosshandelspreise für elektrische Energie können Schweizer Wasserkraftwerke teilweise nicht mehr kostendeckend produzieren. Darum sieht sich Alpiq gezwungen, einen Teil ihres Wasserkraftportfolios zu verkaufen. Insbesondere Speicherkraftwerke werden für den volatilen Strommarkt der Zukunft immer stärker benötigt. Im Moment werden die Kapazitätsvorhaltung und die Flexibilität, welche für diese Stabilisierungsfunktion notwendig sind, noch zu gering vergütet, was zu unrentablen Kraftwerken führt.

Auswirkungen auf DR.ch: Im Moment negativ auf DR.ch. Aber es ist in Zukunft eine Trendwende zu erwarten. Wann dieses eintreten wird ist im Moment nicht abschätzbar.

Sinkende Preise im Energiemarkt: (BFE 2015; Lüthi 2016; photovoltaik-guide.de 2016; UVEK 2014; Swissgrid 2016; Alpiq 2016b; BFE 2014)

Auf der einen Seite fallen die Investitionskosten für Produktionskapazitäten aus neuen erneuerbaren Energien. Auf der anderen Seite herrscht jetzt schon zeitweise ein Überangebot an Strom (energiechronik.de 2016) aus Wind- und Solaranlagen (vor allem aus Deutschland und Italien), was vermehrt zu negativen Grosshandelspreisen führt.



Auswirkungen auf DR.ch: Die Auswirkungen sind ambivalent. Auf der einen Seite macht die Volatilität der Preise ein aktives Lastmanagement attraktiv. Auf der anderen Seite bringen es die sinkenden Strompreise mit sich, dass die wirtschaftlich vertretbaren Kosten für Investitionen in DR.ch-ähnliche Systeme tief sind.

7.4. Konsequenzen für Demand-Response.ch

Wie die Literatursammlung in diesem Kapitel zeigt, ist viel Bewegung im Energieumfeld der Schweiz (und auch Europa) zu beobachten. Einerseits ist der generelle politische Wille vorhanden, sich in Richtung einer energiebewussten Gesellschaft zu entwickeln, welche weniger auf fossile und nukleare Energieträger abstützt und dafür erneuerbare Energiequellen stärker ausnützen will (und dies auch fördert). Auf der anderen Seite ist seit einiger Zeit zu beobachten, dass die Energiepreise auf breiter Front sinkend sind, was für die Effizienzanstrengung nicht förderlich ist. Versorgungssicherheitstechnisch traten kritische Situationen auf, welche aber ohne Stromausfälle gemeistert werden konnten. Das führt in der allgemeinen Wahrnehmung der Bevölkerung dazu, dass kein unmittelbarer Handlungsbedarf zur Flexibilisierung der Stromnachfrage besteht. Ein Meinungsumschwung könnte in der Bevölkerung natürlich sehr schnell eintreten, falls es zu einem grösseren Stromunterbruch kommen sollte.

Auf der anderen Seite gibt es viele technische Entwicklungen, welche die Machbarkeit von effizienten Lastverschiebungen weiter verbessern. Die veränderten gesetzlichen Rahmenbedingungen und die angestrebte Energiestrategie 2050 des Bundes und begünstigen Systeme wie DR.ch ebenfalls.

Darum ist es sinnvoll, sich mit DR.ch auf zwei Zeithorizonte zu konzentrieren:

- Wie ist DR.ch im Moment umsetzbar und die Möglichkeiten für die Stakeholder?
- Wie ist DR.ch in mittlerer (ab 2020) bis längerer Zukunft (Energiestrategie 2050) umsetzbar und die Möglichkeiten für die Stakeholder?

Diese beiden Sichtweisen werden im Kapitel 8 diskutiert.

8. Ausblick

In diesem Kapitel wird ein Resümee über das ganze Projekt Demand-Response.ch gezogen. Wir gehen einerseits von den Resultaten unserer Arbeit aus und wenden die Erkenntnisse an auf:

- die nahe Zukunft (Kapitel 8.1)
- mittlere (2020) bis ferne (2050) Zukunft (Kapitel 8.2)

Damit wollen wir aufzeigen, wie Demand-Response.ch in diesen beiden Zeithorizonten weiterentwickelt und angewandt werden kann, und was das für die beteiligten Stakeholder heisst. Wir basieren dabei auf den Erkenntnissen des Projektes, welche in den folgenden Punkten zusammengefasst werden können:

- Wir haben gezeigt, dass Lastverschiebung in Schweizer Dienstleistungsgebäuden machbar ist und dass signifikante Mengen an Energie verschoben werden können, ohne damit zusätzliche IT-Risiken einzugehen oder Komforteinbussen in Kauf nehmen zu müssen Kapitel 3 bis 6.
- In Kapitel 7 haben wir aufgezeigt, dass das Gefüge der Energielandschaft Schweiz momentan stark in Bewegung ist und der Markt sich neu formiert respektive formieren muss. Damit ist – bei Festhalten an der Energiestrategie 2050 – mittelfristig mit einer signifikanten Zunahme des Anteils von volatilen neuen erneuerbaren Energieträger (im speziellen Sonne und Wind) zu rechnen.
- In Kapitel 6 haben wir Ensemble-Simulationen durchgeführt, um die Wirksamkeit des Demand-Response.ch-Konzepts für mehrere Gebäude zu analysieren. Dabei konnten Peak-Shifting und Peak-Flattening prinzipiell demonstriert werden.

8.1. DR kurzfristig

8.1.1. Annahmen

Um Aussagen über den aktuellen Nutzen von Demand-Response für die einzelnen Stakeholder machen zu können, stecken wir in diesem Abschnitt die Randbedingungen für den Einsatz von Demand-Response.ch zum heutigen Zeitpunkt ab. Dies ist die Bestandsaufnahme der limitierenden Faktoren – wobei wir uns hier nur auf die wesentlichsten beschränken.

- Gesetzliche / Tarifliche Situation Stand Anfang 2016
- Smart-Meter Rollout nicht flächendeckend, meist nur bei grösseren Abnehmern teilweise installiert
- Verwendung der heutigen Tarifstruktur (kein RTP beim Endverbraucher)
- Gebäudepark entspricht der Verteilung 2015 (Kapitel 6.2.1)
- Lokale elektrische Stromspeicher sind nicht die Regel
- Moderate Verbreitung von neuen erneuerbaren Energieträgern

8.1.2. Nächste Schritte

Mit dem Abschluss des Forschungsprojekts DR.ch ist die Entwicklung des Frameworks noch nicht abgeschlossen. Es macht Sinn, die folgenden Themen anzugehen:

- Verifikation von DR.ch mit einem Pilotprojekt auf Einzelgebäudeebene um Stabilität und Wirksamkeit des Frameworks zu demonstrieren.
- Erweiterung der Optimierungsziele auf:
 - Limitierung von Lastspitzen (z.B. über leistungsabhängige Tarife)
 - Optimierung des Eigenverbrauchs



- lokale Netzstabilisierungsmassnahmen unter Einbezug von Messgeräten, welche in anderen Projekten, wie z.B. GridBox, GridEye oder GridSense, entwickelt wurden.
- Erweiterung des Frameworks (Optimierer) auf die Kühlung und die Integration von lokaler Stromerzeugung durch PV oder Wärmekraftkoppelung.
- Verbund von einigen Gebäuden in unmittelbarer Nähe und eine selbständige und gemeinsame Optimierung auf die obigen Ziele.

Da die Smart-Meter-Infrastruktur bis jetzt in der Schweiz nicht flächendeckend zur Verfügung steht, ist das klassische DR.ch mit zeitlich flexiblen und verschiedenen Tarifgruppen nicht unmittelbar einführbar. Es macht aber sicher Sinn, unter den gegebenen Randbedingungen einzelne grössere Dienstleistungsgebäude mit TOU und der vorhandenen Smart-Meter-Infrastruktur und BMS in Betrieb zu nehmen (siehe auch Rollout-Strategie in Kapitel 3)

8.1.3. Nutzen für die einzelnen Stakeholder:

Netzbetreiber/EVU:

- Förderung Spitzenverbrauchsminimierung und eines dazugehörigen Anreizsystem für die Kunden, um die Netzinfrastruktur zu entlasten.
- Zudem bietet das Framework die Möglichkeit über neue Produkte für Ausgleichs- respektive Regelernergie nachzudenken, welche mittels DR.ch erzeugt werden kann.

EVU:

- Feedbackloop von den DR.ch – Anlagen, welche einen rollenden Forecast über ihren Verbrauch abgeben, lassen Erfahrungen sammeln für die spätere komplette Einführung von DR.ch.
- Simulationstool um die Auswirkung verschiedener Tarifoptionen auf das Verbrauchsverhalten vorausschauend zu ermitteln – vor allem um die closed-loop-Koppelung zu studieren.

Gebäudebetreiber:

- Mittels des gezeigten DR.ch-Ansatzes kann die Speichertemperatur optimiert gefahren werden und die Lastspitzen grösstenteils in den Tieftarifzeitraum verschoben werden.
- Damit sind schon heute für den Betreiber Energie- und Kostenvorteile zu erreichen, ohne grosse Investitionen zu tätigen oder Risiken einzugehen.

Bauherren/Planer:

- Erhalten mit Demand-Response.ch ein Tool, mit dem leicht Planungsvariationen für die optimale Dimensionierung der Gebäude- und Ausrüstungsparameter gemacht werden können.

Hausautomationsausrüster:

- Modulares Add-on zu ihrem Gebäudeleitsystem, das zur spezifischen Optimierung von Energiekosten aufgeschaltet werden kann, ohne die Stabilität und Sicherheit des zugrunde liegenden Systems zu gefährden.
- Dabei erlaubt die gewählte Gebäudesimulation einen geringen Parametrisierungsaufwand.

Anbieter Meteodaten:

- DR.ch zeigt die Wichtigkeit von zeitlich und örtlich gut aufgelösten Temperatur- Strahlungs- und Windprognosen für die nächsten 24 Stunden auf. Zeitliche Verschiebungen zwischen den Prognosen und dem tatsächlichen Wetter können einen sub-optimalen Energieeinsatz von DR.ch provozieren.

8.2. In mittlerer (2020) bis ferner (2050) Zukunft

8.2.1. Annahmen

In die Zukunft zu schauen ist eine Extrapolation, welche schon durch kleine Parameteränderungen stark abweichende Endresultate hervorbringt. Somit haben wir in diesem Abschnitt versucht, möglichst wenige Annahmen zu treffen und aufzuzeigen, was die Zukunft von DR.ch höchst wahrscheinlich bringen wird. Was uns die Zukunft aber wirklich beschert, können wir leider erst schlüssig in der Retrospektive beantworten. Nichts desto trotz sehen wir die folgenden Randbedingung als wahrscheinlich:

- Die Verbreitung von neuen erneuerbaren Energieträgern bewegt sich im Rahmen, welcher in der Botschaft für die Energiestrategie 2050 des Bundes (Prognos AG 2012) liegt.
- Flächendeckender Smart-Meter Rollout mit entsprechenden Auswertemechanismen schweizweit durchgeführt
- Gebäudepark entspricht der angenommenen Verteilung 2050 aus Kapitel 6.2.2
- Lokale elektrische Stromspeicher sind zu attraktiven Preisen verfügbar, zugelassen und haben sich auch mengenmässig durchgesetzt
- Gesetzlich sind individuelle(re) Stromtarifmodelle für die EVU einfach umsetzbar und akzeptiert.
- Die politische/gesetzliche Situation entwickelt sich so , wie sie in (BFE 2016) skizziert ist

Unter diesen Annahmen wird die Stromproduktion aus Sonne und Wind - in mittlerer bis ferner Zukunft - einen beträchtlichen Teil der Gesamtelektrizitätsproduktion volatil abdecken. Damit braucht es - neben allen anderen netzstabilisierenden Massnahmen auf Erzeugerseite - auf der Verbraucherseite ebenfalls eine möglichst grosse Flexibilisierung des Verbrauchs. Dies ist der Einführung von Demand-Response.ch oder ähnlicher Systeme sehr zuträglich.

Fällt aber ein Element der obigen Annahmen weg kann dies die Verbreitung von DR massiv bremsen oder verhindern. Jetzt lässt sich noch nicht beantworten, wo sich der Preis für Energie in Zukunft bewegen wird. Dies hat aber einen entscheidenden Einfluss darauf, wie die Rentabilität und Amortisierbarkeit von Systemen wie Demand-Response.ch aussehen wird.

Unser Demand-Response.ch-Ansatz ermöglicht eine kurzzeitige (Stunden) Lastverschiebung. Mit der Einführung von lokalen elektrischen Speicher kann dieser Bereich auf einen oder einige wenige Tage ausgedehnt werden. Die Verbrauchs- und Produktionsmengen an elektrischer Energie sind jedoch auch saisonal sehr unterschiedlichen und bewegen sich sogar gegenläufig. Mit vermehrtem Einsatz von Wärmepumpen als Ersatz von fossilen Wärmeerzeugern wird dieses Ungleichgewicht noch akzentuiert. Um dieses Problem zu lösen müssen saisonale Speicher oder lagerfähige Energieträger benützt werden können, welche während des Winterhalbjahres verfügbar sind und welche die Importe/Exporte ergänzen.

8.2.2. Möglichkeiten für die einzelnen Stakeholder

Neben den Möglichkeiten, welche DR.ch den einzelnen Stakeholdern schon heute bietet (Kapitel 8.2.1), ergeben sich mit den verändernden Rahmenbedingungen die folgenden neuen Möglichkeiten:

Netzbetreiber/EVU:

- Schonung der Netzinfrastruktur, da durch lokale Speicher und Load-Shaping der einzelnen Gebäude gezielt ein Lastausgleich erzielt werden kann. Damit wird kostspieliger Netzausbau minimiert.
- Der Rückwärtskanal aus der Gebäudesimulation ermöglicht eine rollende Voraussage des zu erwarteten Energieverbrauchs der einzelnen Gebäude in den nächsten 24 Stunden. Durch die



bessere Durchdringung von DR.ch im Markt ermöglicht dies den Netzbetreibern eine noch exaktere Voraussage der lokal auftretenden Energieflüsse und somit auch eine Reduzierung der Regelenergie.

EVU:

- Die zunehmende Verbreitung von DR.ch zusammen mit der rollenden 24h Voraussage des zeitlichen und leistungsmässigen Energieverbrauchs der angeschlossenen Gebäude erlaubt das flexible Load Shaping der Gesamtleistung innerhalb der Bilanzgruppe. Damit wird auch ein optimaler Einsatz der eigenen Kraftwerke und insgesamt ein besserer Ausgleich der volatilen neuen erneuerbaren Energieträger erzielt.
- Um diesen Effekt zu unterstützen sind verschiedene Tarifmodelle denkbar: Vergütung von Flexibilität des Verbrauchs (gezielte Lastverschiebung), Spitzenlimiten, Übereinstimmung von Vorhersage und Verbrauch, etc.
- Mit den vorhandenen Verbrauchsprognosen und der Möglichkeit des anreizgesteuerten gezielten Load Shaping erschliesst sich die Möglichkeit für das Angebot von Ausgleichsenergie mittels Pooling (virtuelle Kraftwerke).

Gebäudebetreiber:

- Mit grossflächigem Smart-Meter-Rollout können nun die meisten Gebäudebetreiber DR.ch nutzen.
- Dies vor allem auch, weil eine Gebäudeautomation bis zu diesem Zeitpunkt in viel mehr Gebäuden installiert sein wird.
- Der Einbezug von Kühlung und PV-Anlagen erweitert die Einsatzmöglichkeiten von DR.ch mit Spitzellastoptimierung und Eigenverbrauchsoptimierung ab.
- Durch die zunehmende Verbreitung von elektrischen Speichern kann zusammen mit den thermischen Speichern ein vom EVU gewünschtes Load-Shaping gefahren werden. Dies kann zu einer erheblichen Netzentlastung beitragen.

Bauherren:

- Durch die Erweiterungen im Bereich Eigenverbrauch, PV, Kühlung etc. kann für die Planung und Erneuerung von Gebäuden der erwartete Energiekonsum noch vielfältiger voraussimuliert werden.

Gebäudeautomationsausrüster:

- Modulares Add-on zu ihrem Gebäudeleitsystem,
- das zur spezifischen Optimierung von Energiekosten, Spitzenlast, Eigenverbrauch, elektrischen und thermischen Speichern mit geringem Parametrisierungsaufwand aufgeschaltet werden kann,
- ohne die Stabilität und Sicherheit des zugrunde liegenden Systems zu gefährden.
- Denkbar ist auch der Verbund mehrerer Gebäude in unmittelbarer Nachbarschaft.

Anbieter Meteodaten:

- Für die Vorausberechnung des Energieeintrags durch PV und Solarthermie sind zeitlich kurzfristig genaue lokale Strahlungsprognosen wichtig.
- Momentan werden die lokalen Meteodaten kundenspezifisch zusammengestellt und periodisch auf den Kundenserver geladen. Bei Demand-Response.ch wurden die Daten auf einem FTP-Server zur Verfügung gestellt. Es bietet sich in Zukunft an, die Daten per API auf den Meteo-Datenservern abrufbar zu machen. Lokalisierung und Verrechnung kann mit heute schon erhältlichen Standardmechanismen sichergestellt werden.
- Jede Solaranlage, welche in DR.ch eingebunden ist, bietet auch die Möglichkeit, die aktuelle Produktion (PV, Solarthermie) an den Wetteranbieter zurückzuschicken. Dies ermöglicht



durch den Gruppeneffekt lokal verfeinerte Solarstrahlungsdaten zu generieren und dadurch die lokalen Kurzzeitprognosen nochmals zu verbessern. Dies ist auch ein neues Businessmodell, bei dem der Anlagebetreiber seine Daten zur Verfügung stellt und dafür auch von verbesserten Prognosen profitieren kann.

Abschliessend kann gesagt werden, dass das Framework Demand-Response.ch schon heute für einige Gebäudebetreiber gewinnbringend eingesetzt werden kann. In Zukunft wird das verallgemeinerte System einen wichtigen Beitrag zur benötigten Verbrauchsflexibilisierung leisten können. Damit wird DR.ch auch ein Mosaikstein zur Umsetzung der anvisierten Energiestrategie 2050 des Bundes sein.



9. Abkürzungen, Publikationen und Referenzen

9.1. Abkürzungen

Abkürzung	Ausdruck	Beschreibung
AD	Active Demand	Aktive Teilnahme von Haushalten und KMU im Strommarkt. Da diese dabei gleichzeitig Produzenten und Konsumenten von Strom sind, werden sie „Prosumer“ genannt. Oft auch als „Flexible Lasten“ bezeichnet.
AM-Index	Airmass- Index	Relatives Mass für die Länge der Strecke, die das Licht durch die Erdatmosphäre zurücklegt und dadurch entsprechend abgeschwächt wird.
ANSI	American National Standards Institute	US-amerikanische Stelle zur Normung industrieller Verfahrensweisen
ASHRAE	American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers	Berufsverband aller in Heizungs-, Kühlungs-, Lüftungs- und Klimaanlagebau Tätigen in den USA
B2B	business-to-business	Bezeichnet die Beziehung zwischen mindestens zwei Unternehmen (Firmen, Verwaltungen)
BACnet	Building automation and control networks	Kommunikations-Protokoll für Gebäude-Automation und Kontroll-Netzwerke
BatiBus		ehemaliger Feldbus der Gebäudeautomation (heutiger Nachfolger ist der KNX Bus)
BFE	Bundesamt für Energie	Schweizerisches Bundesamt für die Energiepolitik
BFS	Bundesamt für Statistik	Schweizerisches Bundesamt für Statistikfragen
BHKW	Block- Heiz- Kraftwerk	Eine Kombination aus Wärmeerzeugung zur Erzeugung von Raumwärme und elektrischer Energie.
BIBB	BACnet Interoperability Building Block	Services und Prozeduren die in BACnet auf Server- und Client-Seite unterstützt werden müssen, um eine bestimmte Anforderung des Systems zu realisieren
BMS	Building Management System	Gebäude-Management System, System zur Gebäude-Automation, üblicherweise Heizung/Lüftung/Kühlung
bps	bit per second	Einheit zur Messung von Datendurchsatz in Kommunikationsleitungen (meist als kbps verwendet)
CAN	Controller Area Network	serielles Feldbussystem verwendet in der Automobil- oder Automatisierungstechnik
CEM	Customer Energy Manager	Software, welche die Kommandos vom Smart Grid übersetzt und nach innen weiterleitet als Aktionen an die angeschlossenen Geräte (siehe auch EEBus)



CIM	Common Information Model	Standard des IEC zum elektronischen Austausch von Informationen über die Konfiguration und den Zustand eines elektrischen Netzes aus Betreibersicht
CPP	Critical Peak Pricing	zeitvariabler Stromtarif, welcher auf einem Einheitspreis oder auf TOU basiert, aber zusätzlich höhere Preise für angekündigte sog. Events hat (etwa bei Peaks)
CPU	Central Processing Unit	elektronische Schaltung die gemäss übergebenen Befehlen andere Maschinen oder elektrische Schaltungen steuert
CSMA/CA	Carrier Sense Multiple Access/Collision Avoidance	Prinzip für die Kollisionsvermeidung bei Zugriff mehrerer Netzwerkstationen auf denselben Übertragungskanal
CSV	Comma Separated Values	Textdatei zur Speicherung oder zum Austausch einfach strukturierter Daten
DALI	Digital Adressable Lighting Interface	Protokoll zur Steuerung von lichttechnischen Betriebsgeräten in der Gebäudeautomation
DER	Distributed energy resources	Sammelbegriff für DG, Energiespeicherung und flexible Lasten
DG	Distributed Generation	dezentrale Energieerzeugung
DI/IN-Prozesse	Dienstleistungs-/Industrie-Prozesse	Spezifische Prozesse aus Dienstleistung und Industrie.
DL	Dienstleistung	Wirtschaftssektor der den Wirtschaftlichen Zweig von Dienstleistungen zusammenfasst.
DLC	Direct Load Control	direkte Lastkontrolle, d.h. Netzbetreiber kann auf Prozesse/Geräte beim Kunden zugreifen.
DR	Demand-Response	Änderung des Verbraucherverhaltens in Abhängigkeit eines variablen Preises oder anderen Anreizen, um Lastverschiebungen oder Einsparungen zu erreichen. Initiative liegt dabei beim Verbraucher, es werden keine Top-Down-Steuerungen vorgenommen.
DR.ch	Demand-Response.ch	BFE-Projekt, das Gegenstand dieses Reports ist
DSM	Demand Side Management	Instrument für die Beeinflussung der Nachfrage elektrischer Energie bei Verbrauchern. DR ist eine Möglichkeit für DSM.
DSO	Distribution System Operator	Verteilnetzbetreiber
EEBus		Framework für einen CEM, d.h. ein Konzept für ein Energie-Management-Framework
EEX	Energy Exchange	Eine der grössten europäischen Handels Plattformen für Energie



EFH	Einfamilienhaus	von besonderem Interesse für Energieprojekte, da meist von den Besitzern bewohnt (bei Installationen gleichzeitig Investor, Betroffene und Nutzniesser)
EHS	European Home Systems	Standard in der Gebäudeautomatisierung, abgelöst durch den KNX-Standard
EIB	Europäische Installationsbus	Feldbus der Gebäudeautomation (heute KNX Bus)
Elspot		Skandinavischer Spotmarkt für Elektrizität
EMS	energy management system	Energie-Management-System
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity	Europäisches Netzwerk von Übertragungsnetzbetreiber für elektrische Energie.
ETS	Engineering Tool Software	standardisiertes Software Tool zur Programmierung von KNX Komponenten
EVU	Energie Versorgung Unternehmen	Das örtlich gebundene Energieversorgungsunternehmen, welches die Endverbraucher mit Energie (nicht zwingend) und Netzdienstleistungen versorgt.
FAN	Flexiblepower Alliance Network	Netzwerk von Firmen und Institutionen welche den FAN Standard für Energie Management entwickeln
FTP	File Transfer Protocol	Standard-Netzwerkprotokoll, um Dateien zwischen Server und Clients in einem Computer-Netzwerk zu transferieren
GLT	Gebäude Leittechnik	Technische Einrichtungen zur Automatisierung von Prozessen und Abläufen in einem Gebäude.
H/B/I	Household, Building or Industry	Sammelbezeichnung für ein (oder mehrere) Gebäude, die an ein Smart Grid angeschlossen sind; kennzeichnet, dass es sich dabei sowohl um einzelne Haushalte wie auch um ganze (Büro-)Gebäude oder Industrie/Gewerbe handeln kann.
HAC	household appliance controller	Steuermodul für Haushaltsgeräte
HAT	Haustechnik	Technische Einrichtungen zur Automatisierung von Prozessen und Abläufen in einem Gebäude.
HTTPS	HyperText Transfer Protocol Secure	Kommunikationsprotokoll im World Wide Web, um Daten abhörsicher zu übertragen
HVAC	heating / ventilation / air conditioning	Heizung / Lüftung / Kühlung, zu Deutsch HLK
I&K	Informatik und Kommunikation	Verbrauchergruppe Informatik und Kommunikation
IEA	International Energy Agency	Internationale Energie-Agentur
IEC	International Electrotechnical Commission	Internationale Elektrotechnische Kommission



IEC 101 / 104	volle Bezeichnung: IEC 60870-5-101 bzw. IEC 60870-5-104	Zwei Kommunikationsstandards der IEC: allgemeine Übertragungsprotokolle zwischen (Netz-)Leitsystemen und Unterstationen. IEC 60870-5-101 baut Verbindungen über serielle Schnittstellen auf, wogegen IEC 60870-5-104 die Kommunikation über Netzwerke (LAN und WAN) ermöglicht.
IEC 61850	IEC 61850 GOOSE oder IEC 61850 GSSE	Kommunikationsstandard für Strom-Unterwerke. GOOSE (Generic Object Oriented Substation Events) kann Statusdaten oder Ereignisse übertragen, das etwas ältere Protokoll GSSE (Generic Substation State Events) nur Statusdaten.
IoT	Internet of Things	Ein Ausdruck dafür, dass jedes „Ding“ eine Verbindung zum Internet aufweist und somit jederzeit mit anderen „Dingen“ kommunizieren kann.
IP	Internet Protocol	in Computernetzen weit verbreitetes Netzwerkprotokoll, stellt die Grundlage des Internets dar, Primäres Protokoll und Network Layer der Internet Protokollfamilie
IPsec/IKE	Internet Protocol Security / Internet Key Exchange	IPsec ist eine Protokoll-Suite, die eine gesicherte Kommunikation über potentiell unsichere IP-Netze wie das Internet ermöglichen soll. IKE (Internet Key Exchange) ist ein Teil davon.
ISO	International Organization for Standardization	internationale Vereinigung von Normungsorganisationen und erarbeitet internationale Normen
IT	Informationstechnik	Oberbegriff für die Informations- und Datenverarbeitung sowie für die dafür benötigte Hard- und Software
JSON	JavaScript object notation	Kompaktes Datenformat in einer (auch für Menschen) einfach lesbaren Textform zum Zweck des Datenaustauschs zwischen Computer-Anwendungen
kbps	kilobit per second	Einheit zur Messung von Datendurchsatz in Kommunikationsleitungen
KNX		Feldbus der Gebäudeautomation
LAN	Local Area Network	Rechnernetz, meist nicht weiter reichend als 500m, z.B. innerhalb eines Firmensitzes, als Heimnetzwerk oder innerhalb kleiner Unternehmen
LM	Lastmanagement	Begriff für das Steuern von Lasten
LON	Local Operating Network	Internationaler Standard für einen Feldbus, wird vorwiegend in der Gebäudeautomatisierung eingesetzt. Von IEC und ISO anerkannt (Normenreihe 14908-x).
MPC	Model Predictive Control	Modellprädiktive Regelung, wird auch „Receding Horizon Control (RHC) genannt“, ist eine moderne Methode zur prädiktiven Regelung von komplexen, meist multi-



		variablen Prozessen.
MPLS	Multiprotocol Label Switching	Ermöglicht die verbindungsorientierte Übertragung von Datenpaketen in einem verbindungslosen Netz entlang eines zuvor aufgebauten Pfads.
MPPT	Maximum Power Point Tracker	Algorithmus um den optimalen Arbeitspunkt (höchste Leistung) von einem Photovoltaikgenerator zu finden.
NIST	National Institute of Standards and Technology	US amerikanische Bundesbehörde im Geschäftsbereich des Handelsministeriums der Vereinigten Staaten
NRPE	Non-renewable Primary Energy	nicht-erneuerbare Primärenergie, wird benutzt, um Energieeinsparungen zu berechnen
NV	Network Variables	Kommunikationsobjekte im LON Netzwerk
ONS	Ortsnetzstation	Verteilstation zur Transformation der Spannung auf das Verteilnetzniveau
OPC Server)	(- Open Platform Communications	Serie von Standards und Spezifikationen für industrielle Telekommunikation – ein OPC-Server kann gemäss diesen Standards Informationen zwischen beteiligten Systemen austauschen
OpenADR	Open Automated Demand Response	Datenmodell zur Kommunikation von DR-Events an Geräte oder Steuerungen
OSI	Open Systems Interconnection	Referenzmodell für Netzwerkprotokolle als Schichtenarchitektur
PICS	Protocol Implementation Conformance Statement	Dokument das für ein BACnet kompatibles Gerät alle unterstützten BIBBs, Objekttypen, Zeichensätze und Optionen der Kommunikation auflistet
PLC	PowerLine Communication	eine Technologie zur Sprach- oder Datenübertragung vorwiegend über das Stromnetz
PLC	Programmable Logic Controller	Ein digital Computer der für Automation und Gerätesteuerung
PROFIBUS	Process Field Bus	Standard für die Feldbus Kommunikation in der Automatisierungstechnik
Prosumer	(producer/consumer)	Stromkunden, welche gleichzeitig Produzenten und Konsumenten von Strom sind
PTP	Point-To-Point	direkte, unmittelbare Datenverbindung zwischen zwei Punkten oder Orten
PTR	peak time rebate	Zeitvariabler Stromtarif ähnlich wie CPP, aber im Gegensatz zu diesem wird Minderverbrauch zur Peak-Zeit mit Rabatten belohnt.



PV	Photovoltaik	Methode, um aus Sonnenlicht Strom zu erzeugen.
RBC	Rule-based Control	regelbasierte Steuerung, im Gegensatz zu MPC
RES	renewable energy sources	Erneuerbare Energien
RS-232		Standard für eine bei Computern häufig vorhandene serielle Schnittstelle
RS-485		Schnittstellen-Standard für digitale, leitungsgebundene und differentielle serielle Datenübertragung
RSA	Rundsteueranlage	Steuerung von thermischen Lasten (Warmwasserboiler, Wärmepumpen) durch den DSO
RTP	Real-time pricing	Strompreise aus dem Spotmarkt werden an den Kunden weitergegeben.
SDV	Systemdienstleistungsverantwortlicher	wichtiger Akteur im Regelenergiemarkt: Regelpoolbetreiber
SEP 2.0	Smart Energy Profile 2.0	Standardisiertes und vielseitig anwendbares ZigBee-Protokoll für Energie-Management in Hausnetzen
SFH	Single Family House	
SFTP	SSH File Transfer Protocol	Netzwerkprotokoll um Dateien gesichert zu übertragen
SGCP	Smart Grid Connection Point	Schnittstelle / Anschlusspunkt zwischen Smart Grid und Gebäude (H/B/I)
SGMR	Smart Grid Market Role	Sammelbegriff für den Stromlieferanten und/oder Netzbetreiber im Smart Grid, d.h. die „übergeordnete“ Seite im Stromnetz
SMI	Standard Motor Interface	Schnittstellenstandard der Gebäudeautomation für Jalousie- oder Rollladenmotoren
SNVT	Standard Network Variable Type	Datentypen aus Anwendersicht im LON Netzwerk
SOAP	Simple Object Access Protocol	Netzwerkprotokoll um Daten zwischen Systemen auszutauschen und Remote Procedure Calls durchzuführen
Spotmarkt		Markt an der Börse (hier Strommarkt), wo Finanzinstrumente oder Dienstleistungen mit sofortiger Auslieferung gehandelt und nach maximal 2 Tagen erfüllt werden (im Unterschied zu einer Terminbörse, wo Termingeschäfte abgewickelt werden).
SR	Spinning Reserve	Reserven im Netz durch Drehzahlregulierung bei der Stromerzeugung (und äquivalente Massnahmen bei anderen Kraftwerksarten), typischerweise x % der Maximallast
SSH	Secure Shell	Netzwerkprotokoll um mit einem entfernten Gerät eine



		sichere Verbindung herzustellen
StromVV	Stromversorgungsverordnung	Stromversorgungsverordnung der Schweiz; regelt unter anderem die erste Phase der Strommarktöffnung, in welcher Strombezüger ab einer gewissen Grösse ihren DSO frei wählen können.
TCP	Transmission Control Protocol	zuverlässiges, verbindungsorientiertes, paketvermitteltes Transportprotokoll in Computernetzwerken
TCP/IP	Transmission Control Protocol / Internet Protocol	eine Familie von Netzwerkprotokollen, wird wegen ihrer grossen Bedeutung für das Internet auch als Internetprotokollfamilie bezeichnet
TLC	thermostatically controlled load	thermische Last, welche über Thermostaten (also vorgegebene Maximal- und Minimaltemperaturen) gesteuert wird, z.B. Heiz- oder Kühlgerät
TLS	Transport Layer Security	Verschlüsselungsprotokoll zur sicheren Datenübertragung im Internet
TOU oder ToU	Time of use	im Voraus festgelegte Strompreise je nach Zeitpunkt des Bezugs, z.B. je nach Wochentag und Tageszeit
TSO	Transmission System Operator	Fernleitungsnetzbetreiber, Übertragungsnetzbetreiber
UCTE	Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity	Union war zuständig für die Koordinierung und den Betrieb des europäischen Verteilnetzes und wurde 2009 durch die European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) abgelöst.
VPN	Virtual Private Network	Verschlüsselte und dadurch abhörsichere Verbindung zweier Computer(-netze) über ein öffentliches Netz (zB. Internet)
VS	Verbrauchsstätten	Unternehmen welches gegenüber dem EVU als eine Einheit auftritt
WAN	Wide area network	Rechnernetz, das sich im Unterschied zu einem LAN über einen sehr grossen geografischen Bereich erstreckt
WKK	Wärme-Kraft-Kopplung	Technologie, bei der durch Verbrennung Wärme und elektrische Energie als Nutzenergie erzeugt wird.
WP	Wärmepumpe	Mit einer Wärmepumpe wird Energie von einem tieferen auf ein höheres Temperaturniveau transformiert. Solange die Primärenergie unentgeltlich zur Verfügung steht, benötigt der Transformationsvorgang nur einen Teil der Gesamtenergie.
WSDL	Web Services Description Language	plattform-, programmiersprachen- und protokollunabhängige Beschreibungssprache für Netzwerkdienste
XML	Extensible Markup Language	Auszeichnungssprache zur Darstellung hierarchisch strukturierter Daten in Form von Textdateien, wird u. a.



		für den Austausch von Daten zwischen Computersystemen eingesetzt
ZigBee		ein Industriestandard für Funknetze aus kleinen, preisgünstigen und stromsparenden Geräten, basiert auf einem IEEE 802.15-Standard.

9.2. Demand-Response.ch Publikationen

Birrer, Edith, Daniel Bolliger, Rainer Kyburz, Alexander Klapproth, und Samuel Summermatter. 2015. «Load Shift Potential Analysis Using Various Demand Response Tariff Models on Swiss Service Sector Buildings». In . Lucerne.
<http://iet.jrc.ec.europa.eu/energyefficiency/conference/eedal2015>.

Birrer, Edith, Cyril Picard, Patrick Huber, Daniel Bolliger, und Alexander Klapproth. 2016. «Demand Response Optimized Heat Pump Control for Service Sector Buildings - A Modular Framework for Simulation and Building Operation». In . Klagenfurt: Springer Berlin, Heidelberg.
<http://link.springer.com/article/10.1007/s00450-016-0320-9>.

9.3. Quellen & Verweise

Aebischer, Bernard, R. Frischknecht, Ch Genoud, A. Huser, und F. Varone. 2003. «Energy-and Eco-Efficiency of Data Centres». *Report commissioned by the Canton of Geneva, Geneva, Switzerland* http://www.cepe.ethz.ch/download/projects/data_centres_final_report_05012003.pdf.

AG Technologie. 2015. «Smart Grid Roadmap Schweiz: Wege in die Zukunft der Schweizer Elektrizitätsnetze». Bern: Bundesamt für Energie BFE.

Albadi, M. H., und E. F. El-Saadany. 2007. «Demand Response in Electricity Markets: An Overview». In *IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2007*, 1–5.
doi:10.1109/PES.2007.385728.

Alpiq. 2016a. «Alpiq öffnet Schweizer Wasserkraftportfolio für Investoren». *Alpiq öffnet Schweizer Wasserkraftportfolio für Investoren*. März 7.
<http://www.alpiq.ch/medien/media.jsp?news=tcm:103-144759&>.

———. 2016b. «Tiefe Grosshandelspreise fordern Alpiq heraus». *Tiefe Grosshandelspreise fordern Alpiq heraus*. März 7. <http://www.alpiq.ch/medien/media.jsp?news=tcm:103-145597&>.

ASHRAE. 2005. «Standard 135—2004: BACnet—a data communication protocol for building automation and control networks». *American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers, Atlanta, GA*.

Barnes, Richard. 2014. «Use Cases and Requirements for JSON Object Signing and Encryption (JOSE) rfc5741». <https://tools.ietf.org/html/rfc7165>.

Baumann, Jürgen, und Siemens Schweiz AG. 2011. «Gebäudeautomation - Einfluss auf die Energieeffizienz». gehalten auf der Energie-Apéro, Bern.

Berganza, Inigo, Eric Lambert, A. Paice, Romano Napolitano, Alberto Sendin, und ENEL Distribuzione-Italy Iberdrola-Spain. 2011. «Communications requirements for smart grids». In *21st International Conference on Energy Distribution (CIRED), Frankfurt, Germany*.
http://www.addressfp7.org/config/files/CIRED2011_1323.pdf.

Berner, Daniel, BKW, und FMB. 2011. «Halbzeit beim Projekt iSmart in Ittigen :: bulletin-online.ch». *VSE Bulletin-online*, September.

BFE. 2012. «auswertungsbericht-bfe-2012-12-18-d.pdf». Dezember 18.

<https://www.parlament.ch/centers/documents/de/auswertungsbericht-bfe-2012-12-18-d.pdf>.

———. 2013. «Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2012». Bern.

———. 2014. «Wasserkraftwerke am Hochrhein: Flexibilisierung der Betriebsweise». September 12.
<http://www.bfe.admin.ch/energie/00588/00589/00644/index.html?lang=de&msg-id=55588>.



- . 2015. «Bundesrat senkt Vergütungssätze für Photovoltaik-Anlagen». November 11. <http://www.bfe.admin.ch/energie/00588/00589/00644/index.html?lang=de&msg-id=59395>.
- . 2016a. «Bundesrat will mit voller Öffnung des Strommarktes zuwarten». April 5. <http://www.bfe.admin.ch/energie/00588/00589/00644/index.html?lang=de&msg-id=61608>.
- . 2016b. «Energierstrategie 2050: Stand nach der Zweitberatung im Ständerat». Mai 31. http://www.bfe.admin.ch/energiestrategie2050/index.html?lang=de&dossier_id=06543.
- . 2016. «Energierstrategie 2050: Chronologie». Zugegriffen Juni 7. http://www.bfe.admin.ch/energiestrategie2050/index.html?lang=de&dossier_id=06603.
- Bits to Energy Lab, Ecoplan, ENCO, und Weisskopf und Partner. 2012. «Folgeabschätzung einer Einführung von «Smart Metering» im Zusammenhang mit «Smart Grids» in der Schweiz». Schlussbericht. Bern: BFE.
- BKW. 2016. «Kernkraftwerk Mühleberg geht am 20. Dezember 2019 definitiv vom Netz». Zugegriffen Juni 2. <http://www.bkw.ch/ueber-bkw/medien/detail/news/detail/News/kernkraftwerk-muehleberg-geht-am-20-dezember-2019-definitiv-vom-netz/>.
- BKW, und IBM. 2013. «FlexLast - Dynamisches industrielles Lastmanagement». Bern.
- Bogacki, P., und L. F. Shampine. 1989. «A 3(2) pair of Runge - Kutta formulas». *Applied Mathematics Letters* 2 (4): 321–25. doi:10.1016/0893-9659(89)90079-7.
- Borsche, Theodor. 2014. «Distributed Load Management». *Research Projects, Power Systems Laboratory, ETH Zürich*. Oktober 3. http://www.eeh.ee.ethz.ch/en/no_cache/power/power-systems-laboratory/research/projects/view/detail/project/distributed-load-management.html.
- Bray, Tim. 2016. «The JavaScript Object Notation (JSON) Data Interchange Format». Zugegriffen März 15. <https://tools.ietf.org/html/rfc7159>.
- Brunner, Florian, Helbling, BFS, und Polyquest. 2012. «Energieverbrauch in der Industrie und im Dienstleistungssektor - Resultate 2012». Bern: Bundesamt für Energie BFE.
- Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI). 2014. «Protection Profile for the Gateway of a Smart Metering System (Smart Meter Gateway PP)». Schlussbericht. Bonn. https://www.commoncriteriaportal.org/files/ppfiles/pp0073b_pdf.pdf.
- . o. J. «Technische Richtlinie BSI TR-03109-1 Anforderungen an die Interoperabilität der Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems». Version 1.0. Bonn.
- Bundesamt für Statistik BFS. 2014. «Gebäude- und Wohnungsstatistik 2014 (GWS)». Eidgenössisches Departement des Innern.
- Bustarret, Y, und J Barjon. 2011. «Efficient Home Program (Schneider Electric)». gehalten auf der Power EMEAS, IS&C, Juni 1.
- Coquoz, Jérémie, Volker H. Hoffmann, und Bastien Girod. 2012. «Potential contribution of households' demand response for integration of distributed solar photovoltaic in Switzerland». Zürich: ETH Zürich.
- Die Volkswirtschaft. 2015. «Energie- und klimapolitische Geschäfte im Überblick». Mai 22. <http://dievolkswirtschaft.ch/de/2015/05/energie-und-klimapolitische-geschaefte-im-ueberblick/>.
- Domigall, Yannic, Antonia Albani, und Robert Winter. 2013. «Effects of demand charging and photovoltaics on the grid». In *Industrial Electronics Society, IECON 2013-39th Annual Conference of the IEEE*, 4739–4744. IEEE. http://ieeexplore.ieee.org/xpls/abs_all.jsp?arnumber=6699901.
- Dott, Ralf, Michel Y. Haller, Jörn Ruschenburg, Fabian Ochs, und Jacques Bony. 2013. «The Reference Framework for System Simulations of the IEA SHC Task 44/HPP Annex 38 Part B: Buildings and Space Heat Load». In *A Technical Report of Subtask C, Report C1 Part B*. https://www.task29.iea-shc.org/data/sites/1/publications/T44A38_Rep_C1_B_ReferenceBuildingDescription_Final_Revised_130906.pdf.
- EcoGrid EU. 2014. «The EcoGrid EU Market Concept». <http://www.eu-ecogrid.net/ecogrid-eu/the-ecogrid-eu-market-concept>.
- econcept AG, und EnCT GmbH. 2009. «Smart Metering für die Schweiz – Potenziale, Erfolgsfaktoren und Massnahmen für die Steigerung der Energieeffizienz». Schlussbericht 290085. Bern: Bundesamt für Energie BFE.
- EEBus Initiative e.V. 2013. «EEBus Whitepaper 2.0.pdf». <http://www.eebus.org>. https://www.eebus.org/fileadmin/Mediapool/Download/downloads_en/2013_08_EEBus_e_V_Whitepaper_2.0_e_.pdf.
- Eisenring, Philipp, und Ampard AG. 2013. «Geschäftsmodelle im Bereich Energiespeicherung und -management». gehalten auf der 4. Jahrestagung Innovationsforum Energie, Zürich, März 28.

- energie-chronik.de. 2016. «Zahl der Stunden mit Negativpreisen verdoppelt». Januar.
<http://www.energie-chronik.de/160108.htm>.
- entsoe. 2015. «20 March Solar Eclipse: An Unprecedented Test for Europe's Electricity System». Februar 23. <https://www.entsoe.eu/news-events/announcements/announcements-archive/Pages/News/20-March-Solar-Eclipse.aspx>.
- ETH Zürich, Göran Andersson, Evangelos Vrettos, Stephan Koch, und Andreas Witzig. 2015. «SmartGrid – Polysun: Design Tool for Local Load Management». Schlussbericht. Bern: Bundesamt für Energie BFE.
- Faruqui, Ahmad, und Stephen George. 2005. «Quantifying Customer Response to Dynamic Pricing». *The Electricity Journal* 18 (4): 53–63. doi:10.1016/j.tej.2005.04.005.
- Faruqui, Ahmad, und Sanem Sergici. 2010. «Household response to dynamic pricing of electricity-a survey of the empirical evidence». Available at SSRN 1134132.
http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=1134132.
- Feist, Wolfgang. 2005. «First Steps: What can be a Passive House in your region with your climate». *Passive House Institute (www.passiv.de), Darmstadt*.
<http://passive.bg/files/files/83dede941ff2a5e60dd8e0d1cbfc24acFirstStep.pdf>.
- Gunzinger, Anton. 2013. «Die Speicherfrage». gehalten auf der scs, Zürich.
http://www.dsvnet.ch/fileadmin/pdf/8-WerkleiterForum/DSV_WLF_8_Gunzinger_2013.pdf.
- Hadorn, Jean-Christophe. 2012. «IEA solar and heat pump systems Solar heating and cooling Task 44 & heat pump programme Annex 38». *Energy Procedia* 30: 125–133.
- «Heaviside Step Function». 2016. *Wikipedia, the Free Encyclopedia*.
https://en.wikipedia.org/w/index.php?title=Heaviside_step_function&oldid=711438210.
- Hildmann, Marcus. 2016. «Development of realistic pricing models for liberalized power markets». *EEH - Power Systems and High Voltage Laboratories – power – Power Systems Laboratory – Research – Projects*. Zugegriffen September 22.
https://www.eeh.ee.ethz.ch/en/no_cache/power/power-systems-laboratory/research/projects/view/detail/project/development-of-realistic-pricing-models-for-liberalized-power-markets.html.
- Hollinger, R., B. Wille-Hausmann, T. Erge, J. Sönnichsen, T. Stillahn, und N. Kreifels. 2013. «Speicherstudie 2013–Kurzgutachten zur Abschätzung und Einordnung energiewirtschaftlicher, ökonomischer und anderer Effekte bei Förderung von objektgebunden elektrochemischen Speichern». *Zusammenfassung der Wichtigsten Ergebnisse*.
- Infras, TEP, und prognos. 2013. «Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000 - 2012 nach Verwendungszwecken». Bern: Bundesamt für Energie BFE.
- IPCOMM. 2016. «IPCOMM, Protokolle: IEC 60870-5-101». Zugegriffen September 30.
<http://www.ipcomm.de/protocol/IEC101/de/sheet.html>.
- iSMART. 2014. «Ergebnisse iSMART». *inergie*. März 13. <http://inergie.ch/wie-funktioniert-es/ergebnisse-i-smart>.
- Kalman, Rudolph Emil. 1960. «A new approach to linear filtering and prediction problems». *Journal of basic Engineering* 82 (1): 35–45.
- Kärkkäinen, Seppo, und others. 2008. «Integration of Demand-Side management, Distributed Generation, Renewable Energy Sources and Energy Storages». *Report Task XVII Integration of Demand-Side management, Distributed Generation, Renewable Energy Sources and Energy Storages* 1: 77.
- Kaufmann, Simon, Karoline Künzel, und Moritz Loock. 2013. «Customer value of smart metering: Explorative evidence from a choice-based conjoint study in Switzerland». *Energy Policy* 53: 229–239.
- Koch, Stephan. 2010. «Local Load Management and Distributed Generation». Oktober.
http://www.eeh.ee.ethz.ch/en/no_cache/power/power-systems-laboratory/research/projects/view/detail/project/local-load-management-and-distributed-generation.html.
- Koch, Stephan, und Martin Wiederkehr. 2010. «Lokales Lastmanagement».
http://www.iast.ch/lastmanagement_ch/.
- Konferenz Kantonalen Energiedirektoren. 2014. «Energieverbrauch von Gebäuden». Bern.
- Landis+Gyr, und Dominic Lendi. 2011. «Micro Grids und deren Möglichkeiten».
- Löfberg, Johan. 2004. «YALMIP : a toolbox for modeling and optimization in MATLAB». In , 284–89. IEEE. doi:10.1109/CACSD.2004.1393890.



- Loock, Moritz, Karoline Kuenzel, und Rolf Wüstenhagen. 2010. «IMPROSUME-The Impact of Prosumers in a Smart Grid based Energy Market». <https://www.alexandria.unisg.ch/id/project/70172>.
- Lüthi, Heini. 2016. «Kommentar zu Batteriespeicher / Tesla Powerwall | VESE». August 4. <http://www.vese.ch/kommentar-tesla-speicher/>.
- MATLAB and Simulink*. R2015a. R2015a Aufl. Natick, Massachusetts, United States: The MathWorks, Inc.
- MBS GmbH. 2016a. «DE_MBSBacnetOPCServerBedienerhandbuch». Zugegriffen September 22. http://www.mbs-software.de/uploads/media/DE_MBSBacnetOPCServerBedienerhandbuch.pdf.
- . 2016b. «MBSBACnetOPC-ServerDatenblatt». Zugegriffen September 22. <http://www.mbs-software.de/uploads/media/MBSBACnetOPC-ServerDatenblatt.pdf>.
- MeteoSchweiz. 2014. «Use of COSMO forecasts for the day-ahead prediction of power production with photovoltaic plants.» Zürich: MeteoSchweiz.
- Meteoschweiz. 2016. «COSMO-1 und COSMO-7 Datenformate». Zugegriffen September 22. <http://www.meteoschweiz.admin.ch/home/mess-und-prognosesysteme/warn-und-prognosesysteme/cosmo-prognosesystem/cosmo-7-das-modell-fuer-west-und-mittleuropa.subpage.html/de/data/products/2016/cosmo-1-und-cosmo-7.html>.
- MeteoSchweiz Businessentwicklung. 2015. «Anfrage «Meteodaten - Mechanismus»», Oktober 3.
- Microsoft. 2016. «Outlook Mail REST API reference». Oktober 18. <https://msdn.microsoft.com/en-us/office/office365/api/mail-rest-operations>.
- MINERGIE, I. 2008. «The MINERGIE®-Standard for Buildings». *Verein Minergie, Bern, Switzerland*.
- Misurio AG. 2013. «WARMup Phase 2 - Pilotversuch zur Verwertung der Flexibilität von thermischen Speichern in Gebäuden». Bern: Bundesamt für Energie BFE.
- Müller, E. A., E. Graf, B. Kobel, A. Humi, R. Wenger, U. Frei, C. Christen, R. Moser, C. Fritzsche, und O. Mathys. 2013. «Potential der Schweizer Infrastrukturanlagen zur Lastverschiebung».
- Office cantonal de l'énergie GE. 2016. «Suivi énergétique des bâtiments | Energie». Zugegriffen Mai 2. <http://ge.ch/energie/suivi-energetique-des-batiments>.
- Oldewurtel, F., A. Parisio, C.N. Jones, M. Morari, D. Gyalistras, M. Gwerder, V. Stauch, B. Lehmann, und K. Wirth. 2010. «Energy efficient building climate control using Stochastic Model Predictive Control and weather predictions». In *American Control Conference (ACC), 2010*, 5100–5105. doi:10.1109/ACC.2010.5530680.
- Oldewurtel, Frauke, Colin Neil Jones, Alessandra Parisio, und Manfred Morari. 2014. «Stochastic Model Predictive Control for Building Climate Control». *IEEE Transactions on Control Systems Technology* 22 (3): 1198–1205. doi:10.1109/TCST.2013.2272178.
- Oldewurtel, Frauke, Evangelos Vrettos, und Theodor Borsche. 2016. «Demand response for ancillary services: thermal storage control». *EEH - Power Systems and High Voltage Laboratories – power – Energieübertragung – Forschung – Projekte*. Zugegriffen September 22. http://www.eeh.ee.ethz.ch/de/no_cache/power/energieuebertragung/forschung/projekte/view/detail/project/heatreserves.html.
- «OpenADR 2.0 Specification». 2016. *OpenADR Alliance*. Zugegriffen September 22. <http://www.openadr.org/specification>.
- Palensky, Peter, und Dietmar Dietrich. 2011. «Demand side management: Demand response, intelligent energy systems, and smart loads». *Industrial Informatics, IEEE Transactions on* 7 (3): 381–388.
- photovoltaik-guide.de. 2016. «PV-Preisindex - Aktuelle Preise von schlüsselfertigen Photovoltaikanlagen». Zugegriffen Juni 2. <http://www.photovoltaik-guide.de/pv-preisindex>.
- Picard, Cyril, und Stefan Ineichen. 2016. «Demand-Response Building Model». Horw, Switzerland: Hochschule Luzern - Technik und Architektur.
- PowerMatching City. 2014a. «PowerMatching City». *Power Matching City*. Zugegriffen März 17. <http://powermatchingcity.nl/site/pagina.php?id=41>.
- . 2014b. «PowerMatching City II». *Power Matching City*. Zugegriffen März 17. <http://www.dnvkema.com/innovations/smart-grids/powermatching-city/default.aspx>.
- Prognos AG. 2012. «Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050». Basel: Bundesamt für Energie BFE.

- Projektorganisation SVU14. 2015. «svu14». April 16.
<http://www.vbs.admin.ch/internet/vbs/de/home/documentation/bases/sicherheit.parsys.28282.downloadList.35397.DownloadFile.tmp/svu14schlussberichtkurzversiond.pdf>.
- Prud'homme, Thierry, und Stefan Ineichen. 2016. «Demand-Response Model Parameters Identification». Horw, Switzerland: Hochschule Luzern - Technik und Architektur.
- Russel, Stuart, und Peter Norvig. 2009. *Artificial Intelligence: A Modern Approach*. 3rd Aufl. Prentice-Hall. <http://zakki.dosen.narotama.ac.id/files/2012/02/A-Modern-Approach-.pdf>.
- schweizerische Bundeskanzlei. 2012. «Eidgenössische Volksinitiative «Für den geordneten Ausstieg aus der Atomenergie (Atomausstiegsinitiative)»». November 16.
<https://www.admin.ch/ch/d/pore/vi/vis407.html>.
- Siemens Schweiz AG. 2016. «Gebäudeautomationssystem für Europa: DESIGO - ch - Siemens». WCMS3Portfolio. Zugegriffen September 30.
<https://w1.siemens.ch/buildingtechnologies/ch/de/gebaeudeautomation-hlk/gebaeudeautomationssysteme/gebaeudeautomationssystem-desigo/Seiten/gebaeudeautomationssystem-desigo.aspx>.
- Siemens Schweiz AG, ETH Zürich, und Gruner. 2016. «OptiControl Project - Home». Zugegriffen September 22. <http://www.opticontrol.ethz.ch/>.
- Summermatter, Samuel. 2014. «Demand-Response.ch WP4 Verbraucher, Erzeuger, Speicher». Horw, Switzerland: Hochschule Luzern, Technik & Architektur.
- SUPSI, BFH, und Bacher Energie AG. 2014. «Swiss2G – Pilot- and Demonstration Project; An Innovative Concept for the Decentralized Management of Distributed Energy Generation, Storage and Consumption and Consumer Acceptance». 290998. Bern: Bundesamt für Energie BFE.
- Swissgrid. 2015. «Angespannte Energie- und Netzsituation für den Winter 2015/16 erwartet». Februar 12.
https://www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/current/media/media_releases/media_releases_2015/_02_12_2015_01.html.
- . 2016. «Swissgrid - Einmalvergütung». Zugegriffen Juni 2.
http://www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/experts/topics/renewable_energies/remuneration_re/eiv.html.
- TESLA. 2015. «Powerwall | Tesla Home Battery». Winter.
https://www.teslamotors.com/de_CH/powerwall?redirect=no.
- UVEK. 2011. «Bundesrat beschliesst im Rahmen der neuen Energiestrategie schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie». Mai 25.
<https://www.uvek.admin.ch/uvek/de/home/uvek/medien/medienmitteilungen.msg-id-39337.html>.
- . 2014. «Revision der Energieverordnung per 1. April 2014». Januar 4.
<http://www.bfe.admin.ch/energie/00588/00589/00644/index.html?lang=de&msg-id=52243>.
- . 2015a. «Antwort Interpellation 14.4175 Fehlendes bilaterales Stromabkommen mit der EU und Ausschluss vom Market Coupling. Wie weiter?» Februar 18.
<https://www.parlament.ch/de/ratsbetrieb/suche-curia-vista/geschaefft?AffairId=20144175>.
- . 2015b. «Abkommen über die internationale Klimapolitik verabschiedet». Dezember 12.
<http://www.bafu.admin.ch/klima/03449/12696/index.html?lang=de&msg-id=59950>.
- . 2016. «Bundesrat verabschiedet Botschaft zur Strategie Stromnetze». April 13.
<https://www.news.admin.ch/message/index.html?lang=de&msg-id=61338>.
- von Roon, Serafin, und Thomas Gobmaier. 2010. «Demand response in der industrie—status und potenziale in deutschland». *München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft eV (FfE)*.
- VSE. 2013. «Anbindung von Regelpools an den Schweizer SDL-Markt». Aarau: VSE / AES RP / PR - CH.
http://www.strom.ch/fileadmin/user_upload/Dokumente_Bilder_neu/010_Downloads/Branchenempfehlung/VSE_RP-PR_CH_2013_D.pdf.
- Wikipedia. 2016a. «Hierarchical Data Format». *Wikipedia, the Free Encyclopedia*.
https://en.wikipedia.org/w/index.php?title=Hierarchical_Data_Format&oldid=701786675.
- . 2016b. «Wikipedia:Hauptseite». *Die freie Enzyklopädie*.
<https://de.wikipedia.org/w/index.php?title=Wikipedia:Hauptseite&oldid=152425751>.
- . 2016c. «Coefficient of Performance». *Wikipedia, the Free Encyclopedia*.
https://en.wikipedia.org/w/index.php?title=Coefficient_of_performance&oldid=711689642.



———. 2014. «Fuzzy-Regler – Wikipedia». Zugegriffen Oktober 15. <http://de.wikipedia.org/wiki/Fuzzy-Regler>.