

Balancing Energy Demand with Buildings

C. Hettfleisch

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

29/2012

Impressum:

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber:
Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie
Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Verantwortung und Koordination:
Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien
Leiter: DI Michael Paula

Liste sowie Downloadmöglichkeit aller Berichte dieser Reihe unter
<http://www.nachhaltigwirtschaften.at>

Balancing Energy Demand with Buildings

DI (FH) Christian Hettfleisch
AIT - Austrian Institute of Technology GmbH
Energy Department

DI Dr. techn. Friederich Kupzog, DI Klaus Pollhammer
ICT TU Wien

Wien, Dezember 2011

Ein Projektbericht im Rahmen des Programms



im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie

Vorwort

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus dem Forschungs- und Technologieprogramm *Haus der Zukunft* des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie.

Die Intention des Programms ist, die technologischen Voraussetzungen für zukünftige Gebäude zu schaffen. Zukünftige Gebäude sollen höchste Energieeffizienz aufweisen und kostengünstig zu einem Mehr an Lebensqualität beitragen. Manche werden es schaffen, in Summe mehr Energie zu erzeugen als sie verbrauchen („Haus der Zukunft Plus“). Innovationen im Bereich der zukunftsorientierten Bauweise werden eingeleitet und ihre Markteinführung und -verbreitung forciert. Die Ergebnisse werden in Form von Pilot- oder Demonstrationsprojekten umgesetzt, um die Sichtbarkeit von neuen Technologien und Konzepten zu gewährleisten.

Das Programm *Haus der Zukunft Plus* verfolgt nicht nur den Anspruch, besonders innovative und richtungsweisende Projekte zu initiieren und zu finanzieren, sondern auch die Ergebnisse offensiv zu verbreiten. Daher werden sie in der Schriftenreihe publiziert und elektronisch über das Internet unter der Webadresse <http://www.HAUSderZukunft.at> Interessierten öffentlich zugänglich gemacht.

DI Michael Paula
Leiter der Abt. Energie- und Umwelttechnologien
Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie

Inhaltsverzeichnis

1.	Inhalte und Ergebnisse des Projektes.....	8
1.1	Ausgangssituation/Motivation des Projektes.....	8
1.2	Zielsetzung des Projektes.....	9
2	Hintergrundinformationen zum Projektinhalt.....	10
2.1	Beschreibung Stand der Technik.....	10
2.2	Beschreibung der Vorarbeiten zum Thema.....	11
2.3	Verwendete Methoden.....	12
3	Ergebnisse des Projektes.....	14
3.1	Profilbildung.....	14
3.2	Potenzialbestimmung für das Einzelgebäude.....	21
3.3	Umsetzung für Gebäudegruppen und Abschätzung des Potentials mehrerer Gebäude zum Ausgleich von Energieschwankungen.....	33
4	Schlussfolgerungen zu den Projektergebnissen.....	68
5	Ausblick und Empfehlungen.....	68
6	Literatur-/ Abbildungs- / Tabellenverzeichnis.....	70
7	Anhang.....	73

Kurzfassung

Ausgangssituation/Motivation

Durch die zunehmende Verbreitung innovativer Gebäude und den darin angewendeten Technologien verlagert sich die Deckung des Primärenergiebedarfs zusehends von der direkten Nutzung fossiler Primärenergieträger hin zur indirekten Nutzung durch elektrische Verbraucher (z.B. Kompressionswärmepumpen, Lüftung). Das führt im Strombedarf zu höheren Grundlasten und zum Teil zu ausgeprägten Spitzenlasten, die sich in den Lastgängen der Gebäude niederschlagen. Des Weiteren zeichnet sich ab, dass der Anteil an so genannten ‚Energie-Plus-Gebäuden‘ zunimmt. So können, nach Meinung von Hauser¹, ab dem Jahre 2020 Plusenergiegebäude zum Standard gehören. Hieraus folgt eine Dezentralisierung der Energieerzeugung, die dadurch dargebotsabhängiger und in der Komplexität der Verteil- und Versorgungsnetze nur begrenzt vorhersagbar wird. Einhergehend mit dieser Entwicklung müssen daher neue Konzepte in der Betriebsführung und Einsatzplanung der Gebäudeleittechnik gefunden werden, um maximale Bezugsleistungen zu reduzieren und eine stabile und qualitativ hochwertige Stromversorgung zu gewährleisten.

Inhalte und Zielsetzung

Dieses Projekt geht der Frage nach, in welchem Maße durch neue Regelungsstrategien im thermischen und somit auch im elektrischen Betrieb von Zweckbauten Lastprofile geglättet (Peak Shaving) und Regelungspotenziale freigesetzt werden können. Es erfolgt eine Bewertung der möglichen Energieeinsparung und der damit einhergehenden CO₂ Reduktion durch die Veränderung des Lastgangs. Der Ansatz der Einsparung beruht auf zweierlei Einsatzmöglichkeiten von Energiemanagement. Zum einen können bei der Betrachtung von einzelnen Gebäuden mit erneuerbaren Energieträgern Synergien entstehen, bei der die Kongruenz von Energieerzeugung und -verbrauch optimiert werden. Zum anderen wird es möglich durch die Umverteilung der Lasten und intelligentem Speichermanagement in Gebäuden die Zuschaltung von Spitzenlastkraftwerken zu minimieren. Das Gebäude oder eine Gebäudegruppe wird zu einem aktiven Verbraucher im elektrischen Netz aufgewertet und trägt zur CO₂ Reduktion bei, indem Spitzenlastanforderungen durch flexible Speicherprozesse substituiert werden.

Umzusetzen ist diese innovative Art der Regelung mit gezielt eingesetzten Gebäudekomponenten, die heute schon in modernen Gebäuden zu finden sind. Die Rede ist hierbei von Bauteilaktivierung, Kälte- und Wärmepufferspeicher, den dazugehörigen Automatisierungssystemen (Gebäudeautomatisierung) und dem strategisch sinnvollen und geschickten Einsatz von zeitunabhängigen Energieverbrauchern.

¹ Hauser G., Energieeffizientes Bauen – Umsetzungsstrategien und Perspektiven, Jahrestagung des Forschungsverbunds Sonnenenergie, 2008

Methodische Vorgehensweise

Im Projekt BED wurden auf Basis thermischer Simulationen verschiedene Fallstudien untersucht, die unter Berücksichtigung des menschlichen Komfortempfindens eine Umverteilung von thermischer und elektrischer Energie zulassen. Mit Hilfe von adaptiven Rechenalgorithmen wird es möglich die Daten bestimmten Rahmenbedingungen unterzuordnen. Durch die Zusammenführung dieser selbstlernenden Rechenalgorithmen und den damit verbundenen Rahmenbedingungen wird es nicht nur möglich bestimmten Begebenheiten die richtigen Aktionen folgen zu lassen, sondern diese Verarbeitung der Daten auch fortwährend zu optimieren.

Ergebnisse und Schlussfolgerung

Das Ergebnis dieses Projektes ist eine intelligente, selbstlernende Regelungsstrategie, die in gängige Gebäudeautomatisierungen integriert, die Schnittstelle zwischen einer optimalen Nutzung von Speichermöglichkeiten, dem optimalen Einbinden von Gebäuden in Energiesysteme regenerativer Art und den Strukturen der Netzbetreiber und Stromanbieter darstellt.

Mögliches Verschiebepotenzial in Bürogebäuden nach Passivhausstandard wird in der Energie- und Gebäudebranche kontrovers diskutiert. Zum einen ist durch die oftmals massive Bauweise und der verwendeten Systeme eine gute Verschiebbarkeit zu erkennen. Dem gegenüber steht das Argument, dass in einem optimierten Gebäude - wie einem Gebäude nach Passivhausstandard - kein Spielraum für etwaige Verschiebungen ist. Die Projektergebnisse lassen den Schluss zu, dass sehr wohl ein Potenzial besteht. Selbst in einem sehr gut betriebenen Passivbürohaus ergeben sich genügend Spielräume, um aktiv am Netz teilzunehmen. Die Verschiebung der Heizwärmeversorgung und die Abschaltung der Versorgung zur Raumluftkonditionierung wurden als vielversprechend identifiziert. Die Verschiebbarkeit der Heizwärmeversorgung spielt in diesem Fall eine übergeordnete Rolle. Selbst unter widrigen Randbedingungen ist eine Abschaltung der Versorgung von 24h ohne weitreichende Folgen für das thermische Komfortempfinden in dem angeführten Beispiel möglich.

Der Abwurf der Raumluftkonditionierung steht mit weitaus größeren Einschränkungen für das Lastmanagement zur Verfügung. Die CO₂ Konzentration in weitläufigen Gebäuden kann lokal oft einen enormen Anstieg nach sich ziehen, wenn nicht im ausreichenden Maße belüftet wird. Im Fall des ENERGYbase war dieser lokale Konzentrationsanstieg vor allem in den Vorlesungsräumen der FH Technikum Wien und den Meetingräumen der Büro-Mietbereiche zu beobachten. Es ist festzustellen, dass für die Schaltung der Lüftung genaue Kenntnisse über den Istzustand notwendig sind, die schwer messbare Randbedingungen (z.B. Belegungsgrad) beinhalten. Lastmanagement, das die Lüftung miteinbezieht ist grundsätzlich denkbar, allerdings sind die zu berücksichtigenden Randbedingungen weitaus komplexer als das Lastmanagement mit Heizwärmeversorgung.

Abstract

Starting point/Motivation

The increasingly spread construction of innovative buildings and according technologies results in a shift from the use of fossil energy resources to the indirect use of electrical equipment such as compression heat pumps, ventilation etc. to meet the primary energy needs. This leads to higher base loads and partially to pronounced peak loads, which alter the load profiles of the buildings. Furthermore, there is the trend, that the number of so-called 'Energy-Plus-Buildings' is increasing². This results in a decentralization of the energy production, which is thereby dependent on the energy supply, and in a poorer predictability due to the complexity of the distribution and supply networks. Accompanying to this development it is therefore necessary to develop new concepts for the operation and application of the building control to reduce the maximal energy consumption to ensure a stable and high-quality power supply.

Contents and Objectives

This project addresses the issue of the possible extent of smoothing of load profiles (Peak Shaving) of functional buildings by new automation techniques for the thermal and the electrical operation and thus offering room for a more efficient automation. An assessment of the possible saving of energy and the subsequent CO₂-reduction by the improved load profile was carried out. The saving approach is based on two possibilities for the use of energy management. On the one hand, synergies can occur when assessing buildings which use renewable energy regarding a better coordination and optimization of energy supply and demand. On the other hand, the necessity of using power supplies from peak-load electricity generation plants can be minimized by load shifting and an intelligent storage management. The building or the group of buildings is thereby upgraded to an 'active consumer' within the power grid, thus contributing to a CO₂-reduction by a substitution of peak demands by flexible storage processes.

The implementation of these innovative automation techniques will be carried out with targeted building components, which are already widely applied in modern buildings. These components comprise thermo active building systems, cooling and heating buffer storage, the corresponding building automation system and the strategically well-placed use of time-independent energy consumers.

² Hauser G., Energieeffizientes Bauen – Umsetzungsstrategien und Perspektiven, Jahrestagung des Forschungsverbunds Sonnenenergie, 2008

Methods

In the course of the project BED different cases were investigated on the basis of thermal simulations with the aim of shifting the thermal and electrical energy taking into account the level of comfort of people. By means of adaptive calculation algorithms the data can be attributed to specific conditions. By the combination of self-learning calculation algorithms and the corresponding condition it is not only possible to adapt the actions on the conditions, but also to constantly improve the processing of the data.

Results

The result of this project is an intelligent and self-learning automation strategy which can be applied in currently used automation techniques and which serves as interface between an optimal usage of storage techniques, the optimal integration of buildings in regenerative energy systems and the structures of network operators and power suppliers.

The potential of office buildings according to the 'Passivhausstandard' often finds the focus of discussion in the building and energy sector. On one hand side the passive thermal performance of this kind of buildings shows a good possibility for load management, on the other hand the flexibility is reduced due to the optimized and reduced demand of energy for HVAC appliances. However, the results of this project point out some potential in load management. Even in a well driven office building is a margin in flexible loads to participate to the grid. In this case the shift of the heating demand and the air conditioning system were identified as promising. However, the former one is the appliance which has the more important role. Even with disadvantageous boundary conditions a load shedding of the heating supply of 24 h were possible without violating the comfort parameters.

For the load shift with the air condition system more restrictive boundary conditions have to be taken into account. The characteristic of the CO₂ concentration often shows high peaks in some critical zones of a whole building. Restricted to these areas a complete shedding of the load is hardly ever possible. In the case of the ENERGYbase these critical zones were identified for the lecture rooms of the FH Technikum Wien and the meeting rooms situated in the office areas. One can see that for shifting the load of the air conditioning system, knowledge of the critical zones concerning the state of use is necessary. Although, using the air conditioning system for load management is possible, much more complex boundary conditions have to be taken into account compared to load management using the heat supply.

1. Inhalte und Ergebnisse des Projektes

1.1 Ausgangssituation/Motivation des Projektes

Österreich ist in der glücklichen Lage, einen Großteil seiner Stromaufbringung aus Wasserkraft decken zu können, jedoch wird es im Rahmen der notwendigen Ausweitung einer nachhaltigen Stromversorgung erforderlich sein, den Bedarf der Verbraucherzuwächse über dezentrale Kleinanbieter aufzubringen und darüber hinaus auch aktive und flexible Verbraucher mit einzubeziehen.

Zu beachten ist weiterhin, dass langfristig mit Veränderungen typischer Lastprofile zu rechnen ist und insbesondere der Gleichzeitigkeitsfaktor beim Einsatz bestimmter Lasttypen verstärktes Gewicht erhalten wird. So ist zu erwarten, dass mit einer weiteren Klimaveränderung in Zentraleuropa hin zu einem kontinentalerem Klima mit heißen, trockenen Sommern der Anteil gleichzeitig betriebener Klimageräte in den Verteilnetzen in Österreich deutlich wachsen wird – eine Lastspitze, auf die die bestehenden Netze zur Zeit nicht ausgelegt sind. Hier kann ein sinnvolles Last- und Erzeugungsmanagement den kostenaufwändigen Netzausbau ersetzen und damit auch für Verteilnetzbetreiber interessant werden.

Die dabei entstehenden Probleme von Seiten der Netzbetreiber wurden in Projekten wie „DG DemoNetz-Konzept“ schon ausführlich behandelt. Hierbei wurde der Einfluss des Einbindens von Kleinanbietern in das vorhandene Verteiler- und Übertragungsnetz analysiert und mögliche Lösungsansätze aufgezeigt. Für die nötige Umstrukturierung der Verteilnetze hin zu Systemen wie Smart Grid fehlen die Anreize für die Verbraucher. Für die Schaffung solcher Anreize von Netzbetreiberseite in Form von fördernden Tarifangeboten fehlt das Wissen über das mögliche Potential von Demand Side Management.

Die Lösung dieses *circulus vitiosus* liegt in der Forschung. Mit BED werden mögliche Potenziale bezüglich eines flexiblen Lastganges in innovativen Gebäuden und der dadurch bedingten Bereitstellung von Regelenergie zur Stabilisierung des Verteilnetzes aufgezeigt. Hiervon könnten vor allem die Stromanbieter profitieren, die mittel- oder langfristig eine Umstrukturierung zum Demand Side Management anstreben und hierfür Kommunikationslösungen und Tarife entwickeln, um die Verbraucher mitzuziehen. Vor allem für Lieferanten von Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Energieträgern wäre die Belieferung von Lasten, die sich bis zu einem gewissen Grad an die Erzeugungsverläufe anpassen können, von großem Vorteil.

1.2 Zielsetzung des Projektes

Die Intention des Projektes BED ist die heute vorherrschende Gebäudeautomatisierung so in ihrer Leistungsfähigkeit zu steigern, dass die Potenziale moderner, energieeffizienter und nachhaltiger Gebäude und Gebäudekomponenten, tiefgreifender genutzt werden können. Mit der eingesetzten Regelungsstrategie von BED erzeugt man aus modernen Gebäuden ein Instrumentarium, das als pufferndes oder aktives Element in die heute bestehenden Netzstrukturen eingefügt ist. Das Projekt stellt somit das Bindeglied zwischen optimierten Einzelgebäuden und in Netze integrierte Modelle (smart grids) dar.

Dass in diesem Bereich Handlungsbedarf besteht, zeigt die Voraussicht, dass nach dem heutigen Stand des Wissens eine Veränderung des Verbraucherverhaltens prognostiziert wird. Um das wachsende Angebot regenerativer Energien in Zukunft effizient zu nutzen, ist eine Anpassung der Verbraucher an das Angebot unumgänglich (Demand Side Management).

Das Problem liegt in den natürlichen Schwankungen bei der Erzeugung Erneuerbarer Energien, die stark von Wetter und Klimaverhältnissen beeinflusst werden, begründet. Speziell die Erzeugung von Strom mit Sonnen- und Windenergie ist in der Auswirkung auf den Netzbetrieb schwierig vorhersagbar und unregelmäßig. Zur Stabilisierung des Stromnetzes, die durch dieses unregelmäßige Stromangebot notwendig wird, muss ineffiziente und teure Regelenergie bereitgestellt werden. Eine Umsetzung von dargebotsmäßiger Anpassung im Lastgang würde die vorgehaltenen Kraftwerksleistungen zur Bereitstellung von Regelenergie senken und somit den CO₂ Ausstoß verringern.

Das Erreichen einer sinnvollen Energieverteilung in Gebäuden zur Glättung der Lastgänge wurde in zahlreichen empirischen Versuchen behandelt. Besonders Länder mit Kapazitäts- und Netzengpässen (USA, Norwegen) sind an diesem Thema interessiert. In Demonstrationsprojekten wurden Lastverlagerungen von über 30% erreicht³. Hierbei handelte es sich jedoch um Wohnhäuser mit sehr großen Stromverbrauchern (z.B. Elektroheizungen). Das wirft die Fragestellung auf, ob in den Gebäuden der Zukunft mit einem **niedrigen und optimierten Energiebedarf** Spielraum für Energieumverteilung gegeben ist, um eine gewisse Flexibilität im Lastgang zu erreichen. Das wurde bisher jedoch nicht ausreichend untersucht und bildet somit den Fokus von BED.

Am Demonstrationsobjekt ENERGYbase soll mit Hilfe dynamischer Simulationen ein mögliches Umverteilungspotenzial aufgezeigt werden. Durch die Passivhausbauweise von ENERGYbase und der Verwendung von innovativen Systemtechnologien entspricht dieses Gebäude einem zukunftsweisenden Standard, der für die Erhebung der Verschiebungspotenziale in Gebäuden der Zukunft optimal geeignet ist. Als primäre Energiequelle dient Grundwasser, welches mittels Grundwasserbrunnen zur Heizung mit Wärmepumpen und zur Kühlung mit Free-Cooling über Bauteilaktivierung genutzt wird. Solarenergie

³ M. Klobasa, T. Erge, A. S. Bukvic-Schäfer, M. Hollmann: Demand Side Management in dezentral geführten Verteilnetzen, Elfte Kassel Symposium Energie- Systemtechnik, Kassel 2006

wird über die südseitige Solarfassade in dreifacher Weise aktiv genutzt: zur solar-gestützten Frischluftkühlung im Sommer, zur Heizungsunterstützung im Winter und ganzjährig zur Stromproduktion mittels Photovoltaik.

Durch dynamische Simulation mit Modellen von ENERGYbase im thermischen wie im elektrischen Bereich werden Untersuchungen der Lastverschiebungspotenziale unter Berücksichtigung des Komfortempfindens erstmals an einem Gebäude durchgeführt, das bezüglich der Auslegung und des Betriebs dem aktuellen Stand der Technik entspricht. Als Ergebnis lassen sich verschiedene Lastgänge generieren, die auf dem Einsatz von intelligenten Regelungsalgorithmen beruhen.

Weiterführend findet durch die Modifikationen der Modelle eine Analyse hinsichtlich des Aufwandes und des Ausmaßes zur Generierung des Lastverschiebungspotenzials in Gebäuden der Zukunft statt. Die Bestimmung des Potenzials für die Lastverschiebung liefert einen wesentlichen Beitrag für die Einbindung von Gebäuden als flexible Last in Smart-Grids-Konzepten, da die dahingehenden Potenziale bisher nur unzureichend bestimmt sind.

2 Hintergrundinformationen zum Projektinhalt

2.2 Beschreibung Stand der Technik

Seit Mitte der neunziger Jahre wird die Einbindung von Verbraucher als interaktiver Teilnehmer vorangetrieben. Vor allem durch Netzengpässe ist diese Maßnahme notwendig geworden. Viele Aktivitäten in den USA in Richtung Demand Response haben zum Ziel die Versorgungssicherheit zu gewährleisten und Stromausfälle zu vermeiden. Durch die starke Durchdringung von dezentralen Stromerzeugern wird der Demand Response Gedanke auch in Europa vermehrt vorangetrieben. Ebenso der Trend vermehrt Strom als Endenergie zu nutzen, wirkt sich in diesem Zusammenhang aus. Die Anwendung der Wärmepumpe oder die Elektromobilität bilden nur zwei Beispiele.

Verschiedene Möglichkeiten den Verbraucher mit einzubeziehen haben in der Vergangenheit ihre Anwendung gefunden. Es wird über finanzielle Anreize versucht die kritischen Perioden im Tages und Wochenverlauf zu entschärfen. Time Of Use (TOU) oder Critical Peak Pricing (CPP) sind solche klassischen Anreize.

Die Potenziale, die in der Anwendung des Demand Response zum Tragen kommen, sind bisher immer leicht zu bestimmen und zu schalten. Die gängigste Anwendung im Wohn- und Nichtwohnbereich ist wohl das Schalten von Klimaanlageanlagen. Da diese Art der Anwendung in Österreich eine untergeordnete Rolle spielt, muss verschiebbares Potenzial anderweitig lukriert werden. Vor allem in modernen

Gebäuden stellt sich die Frage, ob durch den niedrigen Energieverbrauch und der optimierten Betriebsweise noch verschiebbares Potenzial zur Verfügung steht. Für den Bereich der Bürogebäude nach Passivhausstandard sind bisher keine Erhebungen bekannt, ob und in welchem Maße Flexibilität im Verbrauch vorhanden ist.

2.3 Beschreibung der Vorarbeiten zum Thema

DG DemoNetz – Konzept

Für die Bewältigung der steigenden dezentralen Energieeinspeisung in das Verteilernetz wurde bis jetzt vornehmlich der kostenintensive Netzausbau in Erwägung gezogen, aber nicht als zukunftsfähig betrachtet. Aus diesem Grund beschäftigten sich zahlreiche wissenschaftliche Untersuchungen mit der aktiven Integration von dezentralen Energieerzeugern in bestehende Verteilnetze. DG DemoNetz setzt auch an diesem Punkt an und geht auch über die bisherige, ausschließlich theoretische Ebene hinaus.

Es wurden repräsentative Netzabschnitte mit hoher Dichte an dezentraler Einspeisung ausgewählt, um in diesen Mittelspannungs- bzw. Niederspannungsnetzen eine praktische Umsetzung von Demonstrationsnetzwerken zu verwirklichen. Anhand der Demonstrationsnetzwerke wurden verschiedene Modellsysteme für einen aktiven Verteilnetzbetrieb in Hinsicht auf technische, organisatorische und wirtschaftliche Umsetzung untersucht.

Die Bewertung und der Umgang mit steigenden dezentralen Einspeisungen in das Netz wurden bei DG DemoNetz ausschließlich aus Sicht der Mittelspannungs- und Niederspannungsnetze betrachtet.

BED betrachtet die Kapazitäten, die einem intelligenten Einspeise- und Abnahmesystem innewohnen, aus der Gebäudesicht und nähert sich daher dem komplexen Thema der dezentralen Stromerzeugung und dem dadurch beeinträchtigten Niederspannungsnetz von einem anderen Ausgangspunkt.

Die Betrachtung der Auswirkungen der dezentralen Einspeisungen und der Umgang mit den dadurch entstehenden Schwierigkeiten endeten bei den bisherigen Untersuchungen, wie auch in DemoNetz, bei Knoten mehrerer Gebäude. In BED werden erstmals der Einfluss und die Möglichkeiten eines einzelnen Gebäudes in Bezug auf das Niederspannungsnetz untersucht.

PVStore

Dieses Projekt widmet sich der Untersuchung von Photovoltaik-Anlagen in Kombination mit Vanadium Redox Flow Speichertechnologie (Batterie) zur Stützung und Stabilisierung von Niederspannungsnetzen und des Beitrages, den diese Technologie zu nachhaltiger Entwicklung der Energieversorgung, insbesondere im urbanen Raum, leisten kann.

Aufgrund der natürlichen Schwankungen des Angebots der erneuerbaren Primärenergie Sonne kommt es zu einer Volatilität bei der Erzeugung von elektrischer Energie mittels Photovoltaik.

Ziel ist daher, durch Glättung der Erzeugung die Stabilität und Zuverlässigkeit von Verteilnetzen zu erhöhen. Damit wird einerseits die Wertsteigerung von PV Systemen erreicht, andererseits kann dadurch

der CO₂-Ausstoß reduziert werden, da es zur Einsparung an Ausgleichsenergie durch konventionelle Kraftwerke kommt.

Im Gegensatz zu BED wird bei PVStore die Lastverschiebung im Gebäude mit elektrischen Speichermöglichkeiten analysiert. Der Fokus von BED liegt auf der Analyse der Lastverschiebungspotenziale durch thermische Speicherung.

2.4 Verwendete Methoden

- Analyse

Als Grundlage einer leistungsfähigen Regelung bei BED diente eine detaillierte Datenerfassung, die sich in mehrere Bereiche aufteilt. Anhand der Daten des thermischen, elektrischen und Nutzerverhaltens konnten die Modelle in gängigen Simulationsumgebungen erstellt werden. Die wichtigsten Parameter stellten sich wie folgt dar:

- Thermische und elektrische Lastgangkurven des Gebäudes
- Lastgangkurve von ausgewählten Verbrauchern (z.B. Wärmepumpe, Lüftung)
- Betriebszeiten von diversen Verbrauchern
- Benutzerverhalten
- Innere Lasten
- Äußere Einflüsse (Temperatur, Sonneneinstrahlung)
- Bisherige Regelungsstrategie

Mit Hilfe der Ist-Daten von ENERGYbase, die durch ein umfassendes Monitoring bereitstehen, konnte eine Einschätzung der verschiedenen thermischen Bereiche im Gebäude stattfinden, die als Unterstützung für eine passende Zonierung des Gebäudes diente. Aufgrund der unterschiedlichen Randbedingungen der einzelnen Bereiche im Gebäude (Ausrichtung, Verschattung, Benutzung, etc.) ist eine plausible thermische Zonierung des Gebäudemodells essenziell für die Verlässlichkeit der Simulationsergebnisse.

- Adaption

Durch die Erfassung und Aufbereitung der Daten wurden die thermischen Modelle mit dem Ist-Zustand des Gebäudebetriebes verglichen und bewertet. In den hierfür nötigen Simulationen wurde die gesamte Gebäudehülle modelliert, die Systeme der technischen Gebäudeanlagen implementiert und in verschiedenen Simulationsdurchgängen adaptiert. Das Ergebnis dieser Anpassung bzw. Kalibrierung ist ein verifiziertes Gebäude- und Anlagenmodell, das als Grundlage für verschiedene Szenarien herangezogen werden konnte.

- Verschiebepotenziale ermitteln

Es wurden die relevanten Verbraucher ermittelt, welche durch Simulation verschiedener Szenarien bewertet wurden. Der transiente Verlauf wurde auf Basis eines Einzelgebäudes ermittelt, für die weiteren Berechnungen der Gebäudegruppen aufbereitet und zur Verfügung gestellt.

- Regelungsstrategische Umverteilung

Es konnten verschiedenste Regelungsszenarien auf die gleichen Randbedingungen angewendet werden, um eine Flexibilität des Lastganges zu erreichen. In erster Linie ist zu beachten, dass der Benutzerkomfort nicht oder nur in sehr geringem Maße eingeschränkt wird. Die Ausnutzung träger thermischer Prozesse ist hier der Schlüssel zur Ausnutzung der Lastverschiebungspotenziale im Gebäude. Um jedoch während des Betriebs des Gebäudes zu wissen, wann und wie lange eine bestimmte mit Energieverbrauch verbundene Dienstleistung (z.B. angenehme Raumtemperatur) benötigt wird, ist eine Beobachtung des Benutzerverhaltens unumgänglich.

- Potenzialbestimmung im Smart Grid

Durch die Implementierung mehrerer Gebäude des betrachteten Typs und der Integration der elektrischen Lastgänge inklusive deren Verschiebepotenziale in numerischen Lastflusssimulationen eines ausgewählten Netzabschnitts, konnten mögliche Potenziale für die Integration in das Netzbetriebsmanagement evaluiert werden. Damit wird die Basis für die Implementierung von Lastmanagement von Gebäuden in Smart Grids Ansätzen gelegt.

3 Ergebnisse des Projektes

3.1 Profilbildung

Im ersten Schritt wurde mit Hilfe der im zu untersuchenden Objekt vorhandenen Mess- und Steuerungssysteme für die installierte Haus- und Klimatechnik eine umfangreiche Basis von Messdaten akquiriert. Die gesammelten Daten sollten einer Abschätzung dienen, welche der installierten Subsysteme sich für die Nutzung eines Gebäudes als Demand-Side-Speicher eignen. Im weiteren Verlauf des Projektes halfen die vorhandenen Daten dabei ein vereinfachtes, verhaltenskorrektes Modell des Gebäudes zu erstellen. Dieses Modell wurde zur Entscheidungsfindung herangezogen, ob eine Reaktion auf eine allfällige Anforderung an ein Gebäude als Speicher (also entweder „laden“ oder „entladen“) grundsätzlich möglich ist. Als vielversprechend für die Aktivierung als Demand-Side-Speicherung innerhalb eines Gebäudes hat sich dabei die thermische Kapazität herausgestellt. Folgende Gründe sind dafür ausschlaggebend:

1. Die thermische Gebäudekapazität lässt sich durch die vorhandene Heizung-, Lüftung- und Klimaausstattung mit minimalem Aufwand aktivieren.
2. Die Geräte und Gewerke, welche für die Beeinflussung der thermischen Parameter in einem Gebäude verwendet werden, sind verglichen mit anderen Verbrauchern relativ energieintensiv.
3. Die thermischen Zeitkonstanten sind speziell in diesem Objekt (Passivhausbauweise) verglichen mit den System-Zeitkonstanten des Energieversorgungsnetzes sehr groß.

Aus diesen Gründen wurden möglichst umfassend Daten zu den thermischen Parametern im Objekt gesammelt. Um eine genaue und vollständige Beschreibung der momentanen thermischen Situation des zu untersuchenden Gebäudes zu erlangen, wurde ein Profil unterschiedlicher, vorhandener Systemparameter erstellt. Darin sind einerseits Daten zur Luftgüte und -qualität inkludiert, da diese Parameter essentiell für den Komfort der Benutzer sind. Andererseits wurden äußere Einflussparameter (in diesem Fall speziell die Außentemperatur) und sämtliche Verbrauchsparameter, derjenigen Geräte und Gewerke, die die Luftqualität in einem Gebäude beeinflussen, berücksichtigt. Besonderer Wert wurde deswegen auf die Luftqualität als Stellgröße gelegt, da innerhalb der DIN13779 bzw. DIN15251 diese für funktionale Gebäude (auf welche sich das Projekt BED konzentriert) genau festgelegt ist und der Komfort der Benutzer auch bei umfangreicher Demand-Side-Beeinflussung eines Gebäudes nicht beeinträchtigt werden darf. Im Folgenden findet sich eine genaue Auflistung welche Systemparameter und Messpunkte für die Beschreibung des thermischen Profils eines Gebäudes notwendig sind und in die Betrachtung mit einbezogen wurden:

- Messung des Energieverbrauchs
 - Pumpen
 - Ventilatoren
 - Befeuchter
 - Sorptionserhitzer
 - Wärmepumpen
 - Brunnenpumpen
 - Heizungsverbraucher
 - Kühlregister
 - Erhitzer
 - Vor- bzw. Nachheizregister
- Wetterdaten
 - Rel. Luftfeuchte außen
 - Außentemperatur
- Luftgüte und Temperaturwerte
 - Raumluftfeuchte
 - Innenraumtemperatur
 - Außentemperatur

Aufbauend auf der Datenanalyse wurden zwei Anwendungen gewählt, die den höchsten Verbrauch als Einzelanwendung aufweisen. Damit besteht die Grundlage bei ausreichender Flexibilität der Anwendung einen Effekt hinsichtlich der verschiebbaren Energie zu erreichen. Die Anwendungen sind in zwei Szenarien aufgeteilt, die im Folgenden beschrieben werden.

Szenario 1 - Lüftungsanlage

Mess- und Einflussgröße: CO ₂
Aktor/Gewerk: Lüftungsanlage 3 (Fachhochschule)
Messgrößen: CO ₂ -Werte aus diversen Vorlesungsräumen, Messwerte von Lüftungsanlage

Tabelle 1: Übersicht Szenario 1

Das erste der beiden Szenarien weist die Besonderheit auf, dass die zu Grunde liegende Problemstellung besonders in häufig und stark frequentierten Räumlichkeiten Probleme bereiten könnte und die Flexibilität dadurch eingeschränkt ist. Innerhalb des Szenarios wird davon ausgegangen (eine Übersicht ist Tabelle 1 zu entnehmen), dass die CO₂ Konzentration in Räumen durch Maßnahmen der Raumlüftung aktiv beeinflusst werden kann und durch eine Verschiebung der Raumlüftung an einen früheren oder späteren Zeitpunkt, die für die Lüftungsanlagen notwendigen Energieaufwendungen kurzfristig freigesetzt werden können.

Besonders bei großvolumigen Räumen, die durch die häufiger notwendigen Luftwechsel besonders energieintensive Lüftungsanlagen vorweisen, tritt meist auch eine starke Benutzerfrequenz während der Betriebsstunden auf. Durch die relativ hohen Anforderungen an die Luftgüte, speziell in diesem Fall an die CO₂ Konzentration, ist besonders im Falle der Benutzung des Raumes wenig Spielraum zu erwarten. Im gewählten Szenario wurde dieser Problematik dadurch Rechnung getragen, dass diejenigen Räumlichkeiten ausgewählt wurden, welche bezüglich Benutzungsgrad die ungünstigsten Parameter

(also intensive Benutzung) bei gleichzeitig höchstmöglichem Verschiebepotential aufweisen. Diese Kombination tritt im zu untersuchenden Objekt besonders in den Räumlichkeiten der Fachhochschule auf, weswegen als Daten- und Untersuchungsgrundlage die Lüftungsanlagen in den Hörsälen herangezogen wurden. Einige beispielhafte Daten für das vorliegende Szenario können dem, diesem Dokument beigefügten, Anhang entnommen werden.

Szenario 2 – Wärmepumpen

Messgrößen: Innenraumtemperaturen (Referenzbüros 3. Stockwerk), relative Luftfeuchte (Referenzbüros 3. Stockwerk), Messwerte HLK-System
Einflussgröße: Innenraumtemperatur
Aktor/Gewerk: Lüftungsanlage 2, speziell die Wärmepumpen

Tabelle 2: Übersicht Szenario 2

Es wurden Büroräumlichkeiten innerhalb eines gewissen Temperaturintervalls, das natürlich niemals der Behaglichkeit der Benutzer widersprechen darf, vom System „frei“ gewählt (vgl. hierzu auch den folgenden Abschnitt „Anpassung der Gebäudeautomatisierung und Modellbildung“). Durch eine mögliche, kurzzeitige Verschiebung des Einsatzes der temperaturbeeinflussenden Gewerke (neben der Lüftung hier speziell die Wärmepumpen) kann eine nicht unbeträchtliche Energiemenge kurzfristig verschoben werden.

Wieder wurde den Problematiken, welche das Szenario beinhaltet, in der Sichtung der Datenbasis Rechnung getragen und die „Worst-Case“ Fälle im zu untersuchenden Objekt ausgemacht. Dabei handelt es sich besonders um solche Räumlichkeiten, welche in so genannte Extremlagen liegen. Auf der Nordseite des Gebäudes liegende Räumlichkeiten in extremen Randlagen (mit zwei Außenwänden) sind hier hervorzuheben, speziell für den Heizungsfall. Gerade im Winter- oder Heizungsfall stellen die nordseitig gelegenen Räumlichkeiten eine Herausforderung dar. Bei tiefen Außentemperaturen kann davon ausgegangen werden, dass keinerlei weitere Wärmequelle (wie auf der Südseite die Sonneneinstrahlung) zum Temperaturhaushalt bei ständigem Wärmeverlust durch die externen Wände beiträgt.

Im zu untersuchenden Objekt fallen die Einzelbüros in diese Kategorie, welche sich in nord-westlicher Ecklage befinden. Da diese Räumlichkeiten im Winter nach besonderer Aufmerksamkeit hinsichtlich Heizmaßnahmen verlangen, wurde einer dieser Räume (Eckbüro Nord-West, 3. Stock) speziell als so genannter „Referenzraum“ bei der Planung des Gebäudeautomationssystems ausgelegt. Etliche Messpunkte sind in diesem Raum vorhanden und mit Hilfe der hier gewonnenen Messdaten (Messpunkte bezüglich der Luftfeuchte sind z.B. nur in den Referenzräumen vorhanden) wird systemintern auf das gesamte Gebäude geschlossen. Die beiden anderen Büros im 2. und 4. Stock verfügen über eine nicht so große Menge an Sensoren, weswegen auf diese Büros mit Hilfe der Daten

aus dem Referenzraum geschlossen wird. Auch in diesem Fall können einige beispielhafte Daten den im Anhang beigefügten Datenreihen entnommen werden.

Noch zu untersuchen ist, inwieweit sich die Systemparameter von verschiedenen Gebäudeklassen unterscheiden und ob unter Umständen diese für unterschiedliche Typen funktionalen Gebäuden auf ein allgemeines Set von Systemparametern zurückzuführen ist. Hierbei soll vor allem darauf geachtet werden, dass die definierten und oben beschriebenen Anwendungsfälle und Szenarien, möglichst nahtlos und mit geringstmöglichem Aufwand, auch auf andere Objekte übertragbar sind. Aus diesem Grund wurden speziell solche Szenarien gewählt, bei denen aufgrund der zu beeinflussenden und beobachteten Größen darauf schließen lässt, dass gleichwertige Systeme in anderen Objekten diese Größen (hier namentlich Temperatur und CO₂ Konzentration) ebenfalls messen und beeinflussen. Dadurch sind eine Profilbildung und eine Erweiterung auf andere Gebäude und Gebäudeklassen möglich.

Das zweite Szenario geht, im Unterschied zum ersten, weniger auf die Luftgüte, als auf die Behaglichkeitsparameter Temperatur und relative Luftfeuchtigkeit ein (eine Übersicht ist Tabelle 2 zu entnehmen). Idee ist es zusätzliche Freiheitsgrade dadurch zu gewinnen, dass die Innentemperatur der Zonen variiert werden kann.

Folgend werden qualitativ die Möglichkeiten einer Lastverschiebung durch die Beeinflussung der Heizwärmeerzeugung betrachtet.

Die schematischen Darstellungen in Abbildung 1 bis Abbildung 5 zeigen die theoretischen Möglichkeiten eines Lastabwurfs im Winterbetrieb. Die Szenarien teilen sich in zwei Hauptgruppen: Kurzfristige Anfragen als Beitrag zur Sekundärregelenergie (Abbildung 1 und Abbildung 2) und längerfristige Anfragen mit bestimmter Vorlaufzeit: Abbildung 3 bis Abbildung 5.

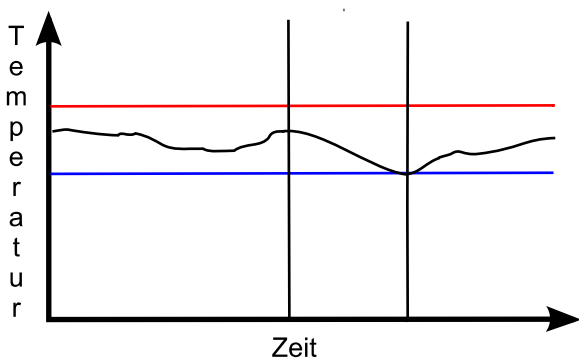


Abbildung 1: Lastabwurf ohne Vorkonditionierung und Gewährleistung des Komforts

Abbildung 1 verdeutlicht schematisch das Verhalten der Raumlufttemperatur bei einem spontanen Lastabwurf. Der Start des Lastabwurfs ist durch die linke vertikale Linie gekennzeichnet und wird bis zur rechten vertikalen Linie aufrechterhalten. Durch die rote horizontale Linie wird die maximal zulässige Temperatur zum Einhalten der Komfortkriterien gekennzeichnet. Analog dazu beschreibt die blaue Linie

die minimal zulässige Temperatur. Der Lastabwurf betrifft in den möglichen theoretischen Szenarien einen unbestimmten elektrischen Verbraucher mit Einfluss auf das thermische Verhalten der Raumlufthtemperatur. Im Beispiel des ENERGYbase können dies z.B. die Wärmepumpe und die Versorgung sein. In Szenario 1 (Abbildung 1) bestimmt die Temperatur zu Beginn des Lastabwurfes das Potenzial. Je niedriger die Temperatur, umso weniger freie Regelenergie.

Abbildung 2 zeigt die gleiche Vorgehensweise, wie in Abbildung 1 beschrieben, mit der Ausnahme, dass in diesem Fall der Komfortbereich durch ein verzögertes Wiedereinschalten verletzt wurde.

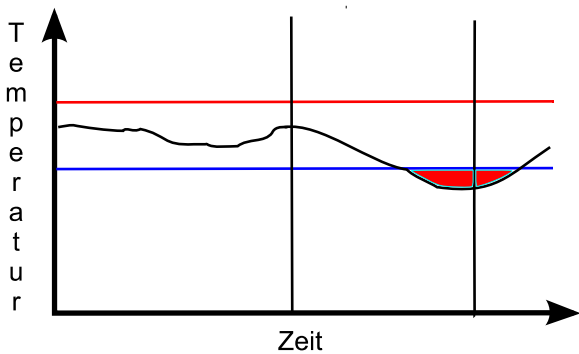


Abbildung 2: Lastabwurf ohne Vorkonditionierung und Verletzung des Komfortbereiches

Die erweiterte Bereitstellung der Regelenergie wird hier mit einer Unterschreitung der geforderten Temperatur erreicht. In der Anwendung kann eine Verletzung des Komfortbereichs in der Regel nicht gebilligt werden. Bei der Untersuchung dieses Szenarios geht es um eine Bewertung des Zusammenhangs von frei werdender Regelenergie und der Abweichung der Temperatur vom Komfortbereich. In dynamischen Simulationen werden die Zeitkonstanten für die thermischen Eigenschaften der Gebäudephysik unter der Berücksichtigung der äußeren und inneren Einflüsse aufgezeigt, um die Dauer der zu erwartenden Abwurfzeiten benennen zu können.

Abbildung 3 zeigt die gleiche Vorgehensweise, wie in Abbildung 1 beschrieben, mit der Ausnahme, dass in diesem Fall der Komfortbereich durch ein verzögertes Wiedereinschalten verletzt wurde.

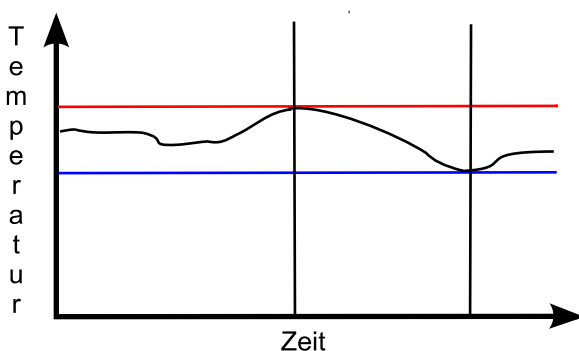


Abbildung 3: Lastabwurf mit Vorkonditionierung und Gewährleistung des Komforts

Die erweiterte Bereitstellung der Regelenergie wird hier mit einer Unterschreitung der geforderten Temperatur erreicht. In der Anwendung kann eine Verletzung des Komfortbereichs in der Regel nicht gebilligt werden. Bei der Untersuchung dieses Szenarios geht es um eine Bewertung des Zusammenhangs von frei werdender Regelenergie und der Abweichung der Temperatur vom Komfortbereich. In dynamischen Simulationen werden die Zeitkonstanten für die thermischen

Eigenschaften der Gebäudephysik unter der Berücksichtigung der äußeren und inneren Einflüsse aufgezeigt um die Dauer der zu erwartenden Abwurfzeiten benennen zu können.

Während die ersten beiden Szenarien ohne Vorlaufzeit, spontan umsetzbar sind, bedarf es bei den drei folgenden Szenarien (Abbildung 3 bis Abbildung 5) einer Vorkonditionierung der thermischen Zone.

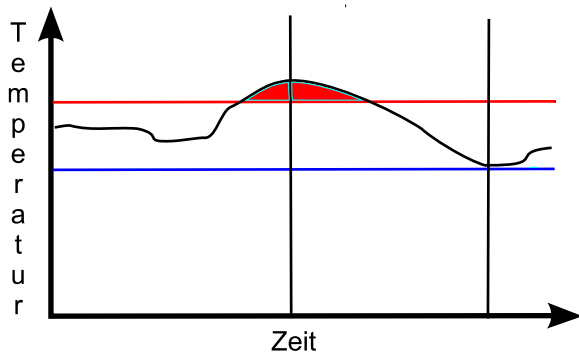


Abbildung 4: Lastabwurf mit Vorkonditionierung und Komfortbereichsverletzung

Die Dauer der Vorlaufzeit hängt vom Zustand der Raumluft bei der Initialisierung der Vorkonditionierung ab, der eingebrachten Heizleistung und zusätzlich der inneren und äußeren Einflüsse. Zu diesen gehören:

- Benutzungsgrad und Art der Benutzung
- Zusätzliche Interne Lasten (z.B. Computer, Kopierer, ...)
- Solare Last
- Außenlufttemperatur
- Luftwechsel
- Infiltration

Eine Vorkonditionierung der thermischen Zonen bedeutet bei einer realen Umsetzung der Regelstrategie einen weit höheren Aufwand in der Gebäudeautomatisierung als dies bei einer Regelung mit einem unmittelbaren Lastabwurf notwendig wäre.

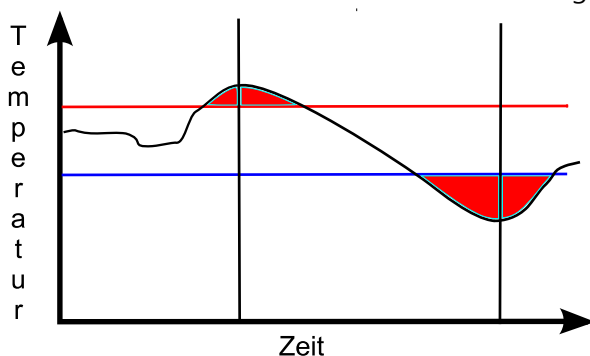


Abbildung 5: Lastabwurf mit Vorkonditionierung und Komfortbereichsverletzungen

Die Ergebnisse können in dieser Hinsicht auch zur Entscheidungsfindung für die Konzeptionierung einer Gebäudeautomatisierung beitragen. Die Kernfrage ist hierbei, ob die Steigerung der Komplexität durch den Mehrnutzen gerechtfertigt ist. Dabei ist nicht nur die quantitative Größe der zusätzlich frei werdenden Regelenergie im Fokus des Interesses, sondern auch das Ermöglichen von zusätzlichen qualitativen Verbesserungen. Das heißt, dass für den Netzbetreiber die in diesem Moment abgeworfene

elektrische Leistung bekannt ist und unter Berücksichtigung der Randbedingungen auch eine Abschätzung der möglichen Dauer gegeben werden kann.

Möglichkeiten einer Lastverschiebung durch die Beeinflussung der Raumluftkonditionierung

Das mögliche Abwurfpotenzial im Falle der Lüftungsanlage und Raumluftkonditionierung unterscheidet sich von dem durch das Abwerfen der elektrischen Lasten für die Heizwärmeerzeugung dadurch, dass eine Vorkonditionierung der Raumlufte bezüglich eines niedrigen CO₂ Gehalts der Luft nicht zweckmäßig erscheint. Anders als das Vorkonditionieren der kritischen Räume auf eine bestimmte Temperatur, ist beim CO₂ Gehalt der Raumlufte immer der geringstmögliche Wert anzustreben. Somit fehlt der Spielraum, der durch den oberen und unteren Temperaturwert des Komfortbandes gegeben ist. Schlussfolgernd kann es beim Aussetzen der Raumluftkonditionierung nur zu einem spontanen Abwurf der Gewerke kommen.

Um die Flexibilität der Raumluftkonditionierung zu untersuchen, wurden in einer weiteren kritischen Zone, zuzüglich zu dem im Kapitel 3.1 erwähnten Szenario 1 (Seite 15), temporäre CO₂ Messungen durchgeführt. Es wurde eine Zone identifiziert, die die Problematik eines Lastabwurfs bezüglich der Raumluftkonditionierung unterstreicht. Bei dieser Zone handelt es sich um einen Meetingraum im 4.OG des ENERGYbase. Zusätzlich zu der CO₂ Messung wurde der Belegungsgrad festgehalten. Der Raum hat eine Grundfläche von 18m² und ist für max. 12 Personen ausgelegt. In Abbildung 6 ist der Anstieg des CO₂ Gehalts bei der Belegung des Raumes zu erkennen. Es wird auch deutlich, dass bei einer Nichtbelegung eine gewisse Zeitspanne notwendig ist um den Raum zu regenerieren. So kann gesagt werden, dass bei einer Konzentration von > 1000ppm eine Regeneration von einer Stunde und mehr benötigt wird, um wieder den Startwert zu erreichen. Diese Werte ergeben sich bei dem maximal zugewiesenen Luftwechsel der Zone. Bei einem Abschalten der Lüftung kann folglich der empfohlene Grenzwert von 1500ppm (DIN 1946 Teil2) leicht überschritten werden.

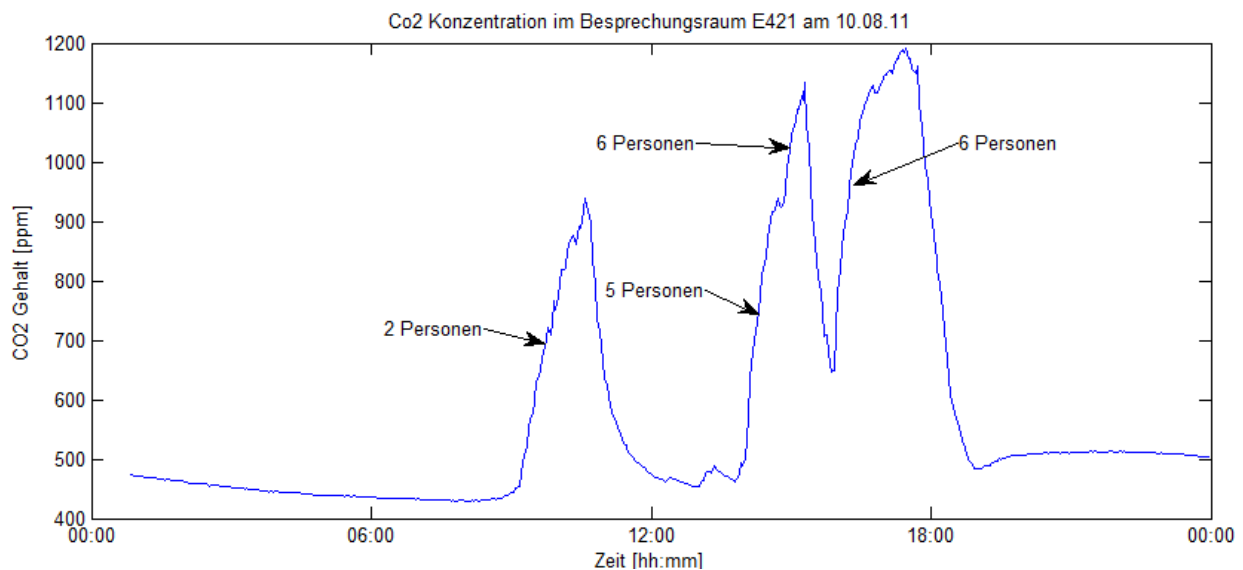


Abbildung 6: CO₂ Gehalt in der Raumluft des Besprechungsraum E418 des ENERGYbase für den 10.08.11

3.2 Potenzialbestimmung für das Einzelgebäude

Die Potenzialbestimmung für das Einzelgebäude setzt sich zum Ziel, mit Unterstützung eines real existierenden Gebäudes und ein auf dessen Basis aufgebautes detailliertes Simulationsmodell, neue regelungstechnische Empfehlungen zu generieren, die im Verlaufe des weiteren Projektes auf eine Ansammlung von Gebäuden übertragbar sind. Um diese Übertragbarkeit zu gewährleisten, ist es notwendig aus den Ergebnissen der detaillierten Gebäudesimulation gebäudephysikalische Eigenschaften zu generieren und diese auf reduzierte Modelle anzuwenden, die für die Simulation der Gebäudegruppen herangezogen werden.

Die Ergebnisse der Simulation können nur die thermischen Aspekte der Fragestellung liefern. Um eine Aussage über die CO₂ Konzentration zu treffen, wurden in kritischen Zonen Werte bestehender Sensoren betrachtet und neue installiert.

Unter Hinzunahme des Datenbestandes aus den Messungen am ENERGYbase und den Spezifikationen des Gebäudes aus den Bestandsplänen wurde in enger Kooperation mit dem Projekt Proklum ein Gebäudemodell entwickelt, das als Grundlage für die weitere Betrachtung der projektspezifischen Fragestellung dient. Das 3D Modell und die Zonierung ist im Anhang dargestellt.

Der Heiz- und Kühlenergiebedarf des ENERGYbase wird gänzlich über die Bauteiltemperierung erbracht, die im Heizfall über Wärmepumpen und im Kühlfall mittels einer Grundwasserversorgung beladen wird.

Grundvoraussetzung für ein derartiges haustechnisches Konzept ist ein energieeffizientes und solares Architekturkonzept. Die Summe der Maßnahmen beginnt beim großen Volumen (30.000 m³ umbauter

Raum) und setzt sich fort über die kompakte Oberfläche, eine konsequente solare Orientierung und zahlreiche weitere Parameter, die den Heiz- und Kühlbedarf verringern. Dennoch handelt es sich um ein Gebäude mit hohem Verglasungsanteil. Das Objekt ENERGYbase wurde gewählt, da es hinsichtlich des thermischen Verhaltens eine hohe Trägheit mit sich bringt, was wiederum auf eine gesteigerte Flexibilität in der Verschiebbarkeit der Lasten schließen lässt. Durch den hohen Automatisierungsgrad des ENERGYbase lassen sich die implementierten Regelungsstrategien gut erfassen und als Ausgangslage für die Konzeptionierung neuer Strategien heranziehen. Aufgrund eines umfassenden Monitorings sind Daten vorhanden, die bei der Validierung des Modells eine signifikante Rolle spielen.

Die geometrischen und bauphysikalischen Daten des Objekts wurden mittels Google SketchUp in Verbindung mit OpenStudio für TRNSYS erfasst und in einem IDF (Input Data File) mit TRNSYS-spezifischer Formatierung gespeichert. Dieses IDF diente als Ausgangsbasis für das Simulationsmodell im TRNSYS-eigenen Editor für Gebäude, TRNBuild. Mittels TRNBuild wurden der Baustruktur interne thermische Lasten (künstliche Beleuchtung, elektrische Geräte, Personen), Energieverteilssysteme und bauphysikalische Daten (thermodynamisch relevante Materialdaten, Infiltration, g-Werte, etc.) zugewiesen. Wesentliches Augenmerk wurde auf die Unterteilung der thermischen Bauteiltemperierung in den Decken- und Fußbodenkonstruktionen gelegt. Diese wurde in Übereinstimmung mit der tatsächlichen Ausführung modelliert; die Zonierung der Geschosse basiert ebenfalls auf diesen Unterteilungen.

Aus den vier Obergeschossen, dem Erdgeschoss und Kellergeschoss ergibt sich ein umfangreiches Gebäudemodell mit 68 thermischen Zonen, ca. 750 zugewiesenen Wand-, Decken- und Bodenelementen und ca. 150 Fensterflächen. Die Zonierung teilt sich vorwiegend in Büroräume, Sanitärräume, Teeküchen, einen Laborbereich, und Lehrsäle für den Betrieb einer Fachhochschule mit teilweiser Nutzung als EDV-Räume auf. Weitere haustechnische Anlagen, vor allem Lüftungsgeräte, befinden sich auf dem Dach des Gebäudes. Die Einhausungen dieser Anlagen wurden nicht als thermische Zonen, sondern als Verschattungselemente modelliert.

Eine wesentliche Schnittstelle zwischen der Gebäudephysik und der technischen Gebäudeausrüstung bildet die Betonkernaktivierung. Die Versorgung der Betonkernaktivierung findet über vier Hauptverteiler statt, die sich auf den unterschiedlichen Geschossen auf insgesamt 48 Unterverteiler aufteilt. Ausgehend von den Unterverteilungen wurden die einzelnen Kreisläufe in den Zonen realitätsgetreu nachgebildet. Die Betonkernaktivierung wird für den Heizfall von zwei Wärmepumpen mit einer Wärmeleistung von jeweils 177 kW gespeist. Zur Modellierung der Wärmepumpen wurden die spezifischen Kennlinien der verbauten Geräte in einer Komponente modelliert, in das Gesamtmodell implementiert und hydraulisch verschaltet.

Das bauphysikalische Gebäudeverhalten sowie die Funktionsweise der modellierten Betonkernaktivierung und der Wärmepumpenmodelle wurden auf Plausibilität geprüft. Dies wurde durch den Vergleich der

Simulationsergebnisse mit den in den ENERGYbase-Referenzräumen aufgezeichneten Messdaten ermöglicht.

Der erste Schritt der Simulation war das Identifizieren von kritischen Zonen. Je nach Bauweise, Ausrichtung und Betrieb sind in einem Gebäude thermische Zonen zu identifizieren, die als Maßstab für eine mögliche Flexibilität heranzuziehen sind. Das bedeutet, dass in diesen Zonen bei einem Lastabwurf der untere Temperaturschwellenwert, der das Komfortband begrenzt, als erstes unterschritten wird. Da das Gebäude von einem zentralen Heizsystem (den Wärmepumpen) versorgt wird, sind diese kritischen Zonen der Maßstab für den maximalen Lastabwurf. Durch die Simulation sämtlicher Zonen des Gebäudes bei einer definierten Außentemperatur von -12°C konnten die Eckbüros der Nordseite als die kritischen Zonen definiert werden. Ein Beispiel dieser Szenarien-Simulation ist in Abbildung 7 zu sehen. Die Trägheit der Betonkernaktivierung wurde in diesen Simulationen berücksichtigt, indem nicht eine vorgegebene Raumtemperatur als Initialtemperatur angenommen wurde, sondern der zugeteilte Massenstrom der Heizungsversorgung bis zum Erreichen der vorgegebenen Raumtemperatur aufrechterhalten wurde, bevor dieser auf null gesetzt wurde. In Abbildung 7 wird deutlich, dass zum einen eine sehr hohe Zeitkonstante in einem Gebäude mit diesem Dämmstandard gegeben ist und zum anderen, dass die kritischen Zonen in den Eckbereichen nördlicher Ausrichtung zu finden sind.

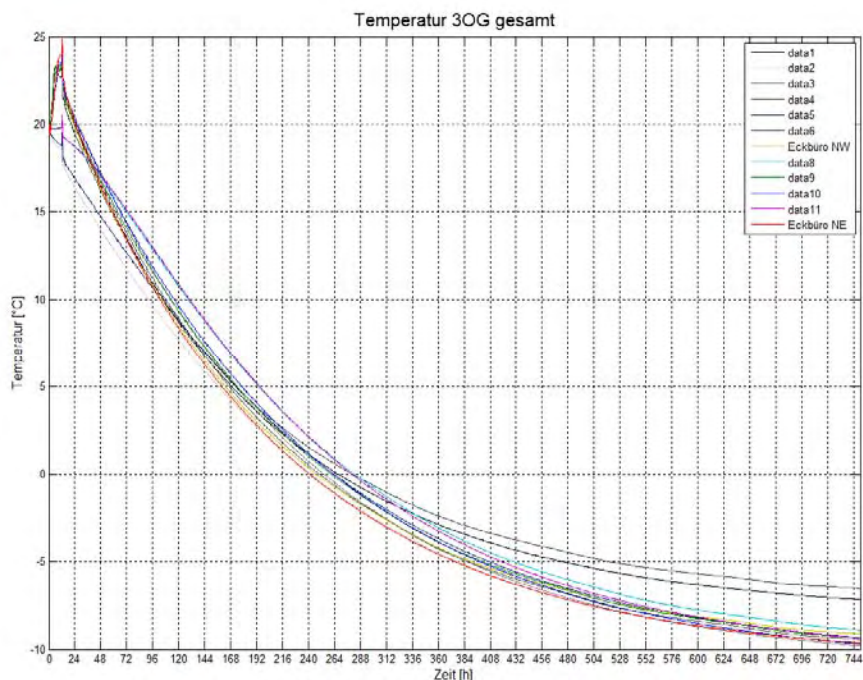


Abbildung 7: Simulation zur Identifikation der kritischen Zonen

Nach der Identifikation der kritischen Zonen wurde anhand des Eckbüros im 4.OG mit Nord-West-Ausrichtung untersucht, unter welchen Gegebenheiten welche Zeitkonstanten zu erwarten sind. Die

verschiedenen Szenarien variieren in der Außenlufttemperatur und im Betrieb der Lüftungsanlage (Tabelle 3). Die Betriebsweisen der Lüftungsanlage werden in zwei Varianten aufgezeigt:

- Lastabwurf der Heizungsversorgung und der Raumlufttemperierung bei Beibehalten des hygienischen Luftwechsels und Betrieb der Wärmerückgewinnung. (In den Diagrammen gekennzeichnet durch: Vent.=WRG)
- Lastabwurf der Heizungsversorgung und der Raumlufttemperierung mit zusätzlicher Abschaltung der Luftversorgung (Ventilatoren). (In den Diagrammen gekennzeichnet durch: Vent.=off)

Aufheiz- und Abkühlcharakteristik der Raumlufttemperatur der Eckzone NW-4.OG mit Beibehaltung des hygienischen Luftwechsels bei ausgeschalteter Lufttemperierung unter Nutzung der luftseitigen Wärmerückgewinnung					
Außentemperatur	-12°C	-10°C	-5°C	0°C	5°C
Graph	Abbildung 10	Abbildung 11	Abbildung 12	Abbildung 13	Abbildung 14
Aufheiz- und Abkühlcharakteristik der Raumlufttemperatur der Eckzone NW-4.OG ohne hygienischen Luftwechsel (Lufttemperierung=off, Ventilation =off)					
Außentemperatur	-12°C	-10°C	-5°C	0°C	5°C
Graph	Abbildung 15	Abbildung 16	Abbildung 17	Abbildung 18	Abbildung 19

Tabelle 3: Szenarienauswahl zur Bestimmung des Aufheiz- und Abkühlverhaltens der kritischen Zone

Für die simulatorische Bestimmung des Aufheiz- und Abkühlverhaltens wurde das bestehende TRNSYS-Modell regelungstechnisch modifiziert. Ein Zweipunktregler sorgt für die Einhaltung des Komfortbandes durch die Vorgabe der maximalen und minimalen Raumtemperatur. Qualitativ ist ein Graph gemäß der Abbildung 8 zu erwarten, in dem die Zeitspannen aufgezeigt werden, die für eine Aufwärmphase und Abkühlphase zu erwarten sind.

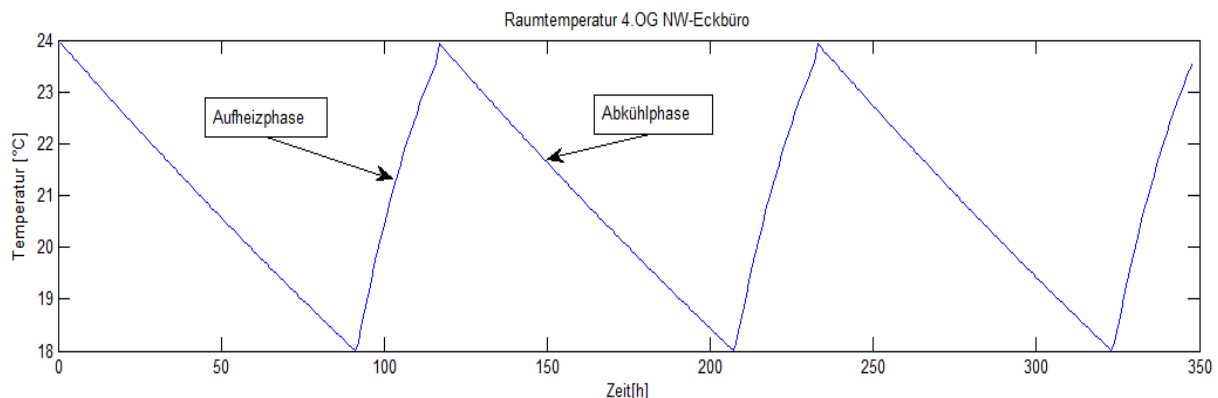


Abbildung 8: Schematische Darstellung des Aufheiz- und Abkühlverhaltens einer thermischen Zone

Es werden die in Tabelle 3 genannten Szenarien im Modell hinterlegt. Im Falle der Szenarien mit ausgeschalteter Lufttemperierung unter Nutzung der luftseitigen Wärmerückgewinnung wird die Wärmerückgewinnung im Modell mit folgender Berechnung eingeführt:

$$T_{zu} = \eta_{WRG} \cdot (T_{ab} - T_{zu}) + T_{zu}$$

Formel 1

Wobei T_{zu} die zugeführte Lufttemperatur der thermischen Zone während der Abkühlphase bedeutet, mit η_{WRG} als Wärmerückgewinnungsgrad, T_{zu} als Außenlufttemperatur und T_{ab} als Ablufttemperatur.

Für die Szenariensimulation wurde die Außenlufttemperatur über den Simulationszeitraum konstant gehalten. Das entspricht einer Vereinfachung, die in der Anwendung eines Lastabwurfs hinnehmbar ist. Das heißt, eine mögliche Anwendung des Abwurfs wird aller Voraussicht nach den Zeitraum von einigen Stunden nicht überschreiten. Eine mögliche Temperaturveränderung der Außenluft über diesen Zeitraum wirkt sich kaum auf die Zeitkonstante aus.

Der Wärmerückgewinnungsgrad η_{WRG} wurde für die Berechnungen mit 0,75 angenommen. Die Setpoints des Zweipunktreglers gehen mit $T_{max}=23,5^{\circ}\text{C}$ und $T_{min}=18,5^{\circ}\text{C}$ in die Regelung ein. Die Ausnahme bilden die beiden Szenarien mit -12°C Außenlufttemperatur. Wie in Abbildung 9 zu sehen ist, wird der maximale Schwellwert $T_{max}=23,5^{\circ}\text{C}$ nicht erreicht. Die implementierte Heizleistung reicht nicht aus, um diesen Maximalwert zu erreichen. Aus diesem Grund wurde für die Szenarien mit einer Außentemperatur von -12°C der Temperaturbereich um 0,5K gesenkt. Die Setpoints für die beiden Fälle liegen somit bei $T_{max,-12^{\circ}\text{C}}=23^{\circ}\text{C}$ und $T_{min,-12^{\circ}\text{C}}=18^{\circ}\text{C}$.

Während der Aufheizphase ist in allen Szenarien der hygienische Luftwechsel mit einer Zulufttemperatur von konstant 23°C angenommen. Da diese Wärmequelle einen signifikanten Anteil an der Temperatur des Raumluftknotens hat, ist während der Aufheizphase nicht mit bemerkenswerten Unterschieden zwischen den Szenarien zu rechnen.

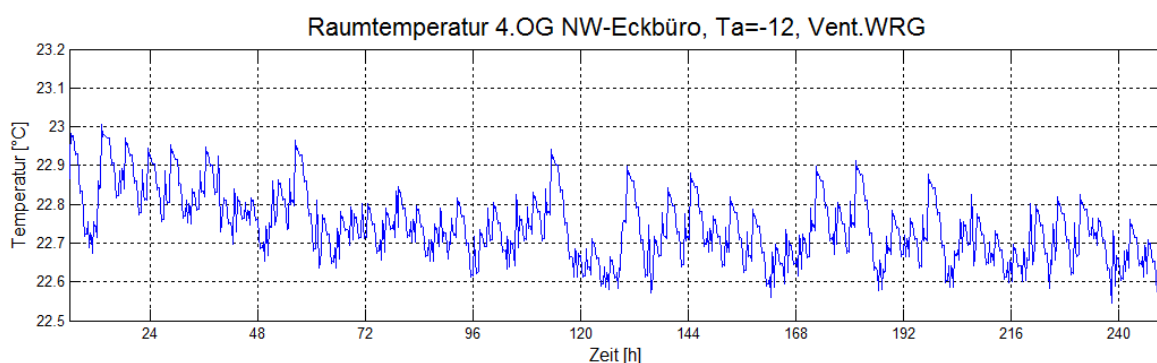


Abbildung 9: Temperaturänderung eines Büros mit NW-Orientierung und Eclage bei einer Außentemperatur von -12°C , mit Wärmerückgewinnungsbetrieb während der Abkühlphase

Mit den korrigierten Setpoints zeigt sich die typische Aufheiz- und Abkühlcharakteristik in Abbildung 10. Die Abkühlzeit vom Maximalpunkt und Minimalpunkt liegt bei einer Außenlufttemperatur von -12°C und funktionsfähiger Wärmerückgewinnung zwischen 24 und 28 Stunden. Die Aufwärmphase umfasst eine Zeitspanne von ca. 5 Stunden.

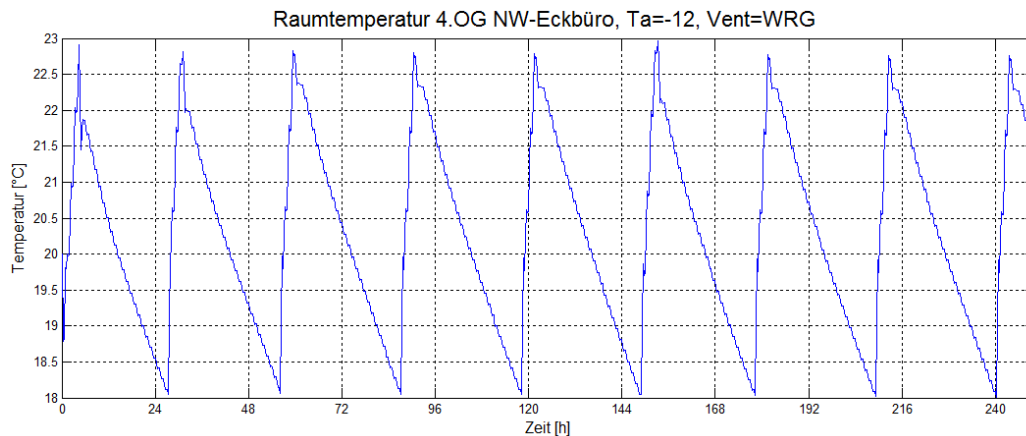


Abbildung 10: Aufheiz- und Abkühlverhalten eines Büros mit NW-Orientierung und Eclage bei einer Außentemperatur von -12°C, mit Wärmerückgewinnungsbetrieb während der Abkühlphase

Im Falle der Außenlufttemperatur von -10°C und den voreingestellten Setpoints des Zweipunktreglers von $T_{\max}=23,5^{\circ}\text{C}$ und $T_{\min}=18,5^{\circ}\text{C}$, sowie funktionsfähiger Wärmerückgewinnung der Lüftungsanlage liegt die Dauer der Abkühlphase für den betrachteten Zeitraum zwischen 25 und 30 Stunden. Für die Aufheizphase im gleichen Bereich wie bei -12°C. Die maximale Temperatur ist für eine Außentemperatur als grenzwertig zu betrachten. In manchen Bereichen der Berechnung ist ein längerer Zeitraum notwendig um den Wert von 23,5°C zu erreichen. Die graphische Auswertung ist in Abbildung 11 zu sehen.

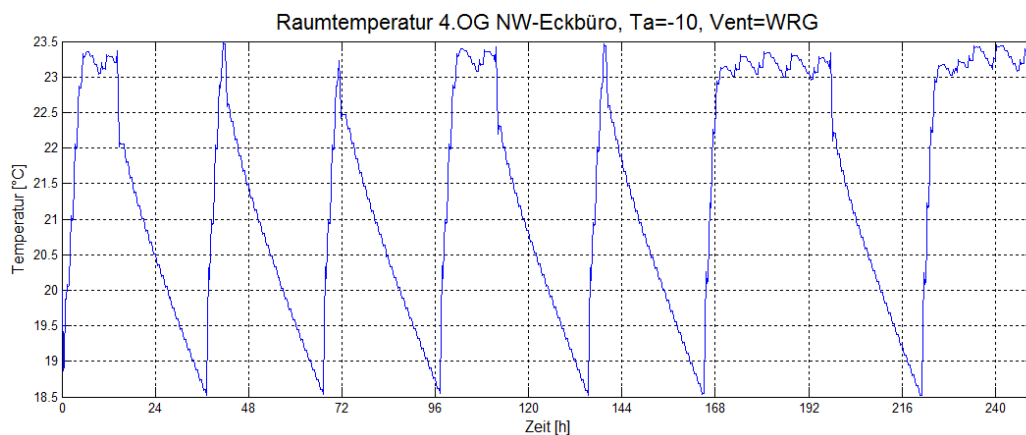


Abbildung 11: Aufheiz- und Abkühlverhalten eines Büros mit NW-Orientierung und Eclage bei einer Außentemperatur von -10°C, mit Wärmerückgewinnungsbetrieb während der Abkühlphase

Bei einer Außentemperatur von -5°C ergeben sich für die Abkühlphase Zeitspannen zwischen 30 und 35 Stunden; für die Aufheizphase ergeben sich die gleichen Werte wie bei -12°C und -10°C Außentemperatur. Die graphische Auswertung ist in Abbildung 12 zu sehen.

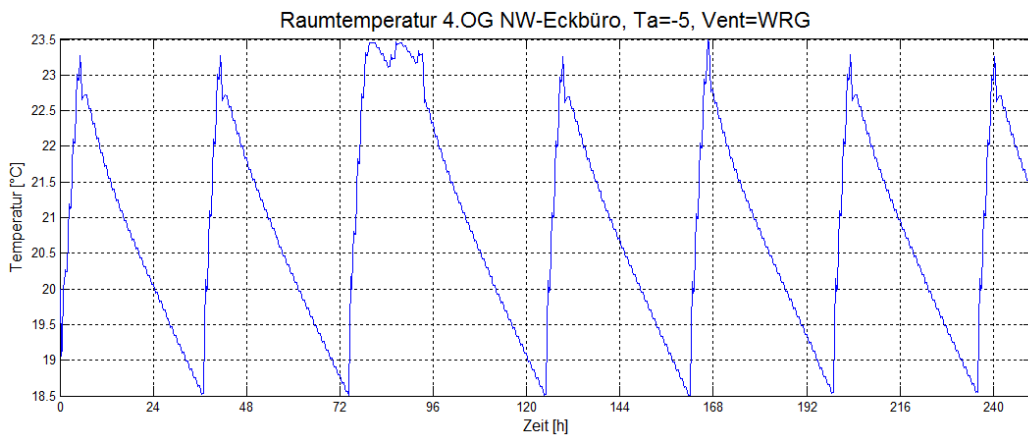


Abbildung 12: Aufheiz- und Abkühlverhalten eines Büros mit NW-Orientierung und Ecklage bei einer Außentemperatur von -5°C , mit Wärmerückgewinnungsbetrieb während der Abkühlphase

Bei einer Außentemperatur von 0°C ergeben sich für die Abkühlphase Zeitspannen zwischen 35 und 40 Stunden, die Länge der Aufheizphase unterscheidet sich nicht von den anderen Szenarien. Die graphische Darstellung der Phasen ist in Abbildung 13 zu sehen.

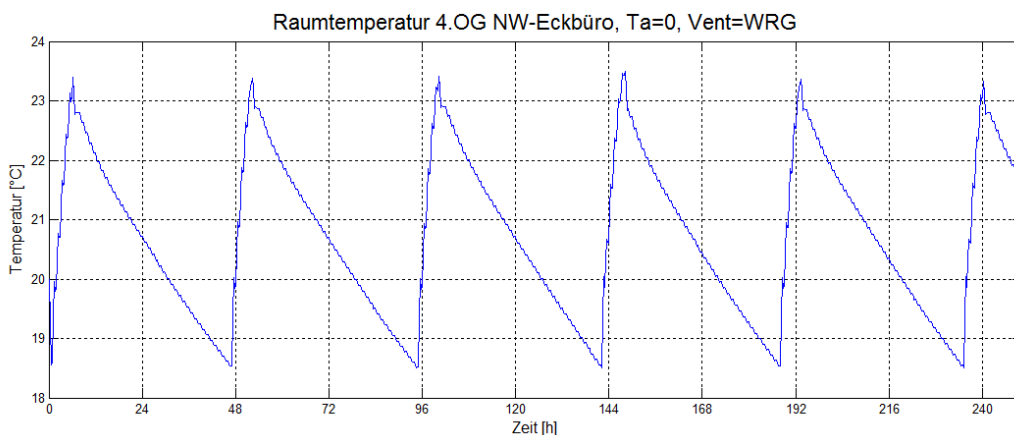


Abbildung 13: Aufheiz- und Abkühlverhalten eines Büros mit NW-Orientierung und Ecklage bei einer Außentemperatur von 0°C , mit Wärmerückgewinnungsbetrieb während der Abkühlphase

Im Szenario mit einer angenommenen Außenlufttemperatur von 5°C und den voreingestellten Setpoints des Zweipunktreglers von $T_{\max}=23,5^{\circ}\text{C}$ und $T_{\min}=18,5^{\circ}\text{C}$, sowie funktionsfähiger Wärmerückgewinnung der Lüftungsanlage, liegt die Dauer der Abkühlphase für den betrachteten Zeitraum zwischen 50 und 55 Stunden. Die Aufheizphase liegt im gleichen Bereich wie bei den vorherigen Szenarien (siehe Abbildung 14).

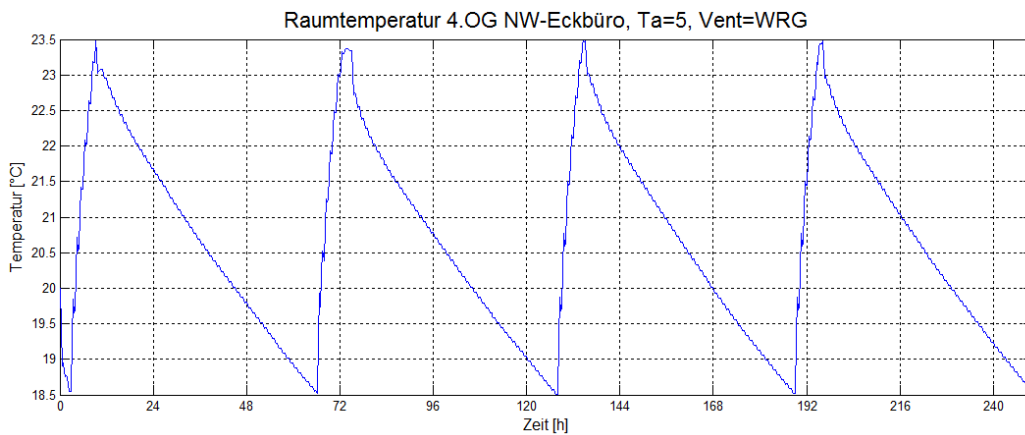


Abbildung 14: Aufheiz- und Abkühlverhalten eines Büros mit NW-Orientierung und Ecklage bei einer Außentemperatur von 5°C, mit Wärmerückgewinnungsbetrieb während der Abkühlphase

Es gilt zu berücksichtigen, dass die ermittelten Werte für das Abkühl- und Aufheizverhalten ohne Einfluss der solaren Last und ohne zusätzliche interne Lasten berechnet wurden. Die Annahme, die solaren und die internen Lasten nicht in die Berechnung einfließen zu lassen, ist dem Umstand geschuldet auf weitgehend stetige Funktionen angewiesen zu sein, um in einem weiteren Schritt die Zeitkonstanten für das jeweilige Szenario zu bestimmen. Der Fehler, der sich durch diese Abstraktion ergibt, ist dem Ergebnis positiv zuzurechnen. Das bedeutet man hätte unter Berücksichtigung der Lasten eine Erweiterung der Zeitspanne.

Im weiteren Verlauf werden die Szenarien mit abgeschalteter Ventilation während der Abkühlphase aufgezeigt. Im Gegensatz zu den vorhergegangenen Szenarien ist neben der Leistung, die von der Wärmepumpe freigestellt wird, auch die Leistung der Ventilatoren für den Lastabwurf freigegeben. In den folgenden Diagrammen wird nur der thermische Einfluss beim Stopp der Versorgung betrachtet. Der in diesem Fall relevante Aspekt der Raumluftqualität wird im Laufe des Berichtes gesondert behandelt.

Im Falle der Außenlufttemperatur von -12°C und den voreingestellten Setpoints des Zweipunktreglers von $T_{\text{max},-12^{\circ}\text{C}}=23^{\circ}\text{C}$ und $T_{\text{min},-12^{\circ}\text{C}}=18^{\circ}\text{C}$ sowie abgeschalteter Lüftungsanlage liegt die Dauer der Abkühlphase für den betrachteten Zeitraum zwischen 45 und 50 Stunden. Für die Aufheizphase bis zum maximalen Setpoint liegt eine Zeitspanne von ca. 5 Stunden vor. In Abbildung 15 ist der Temperaturverlauf für $T_a=-12^{\circ}\text{C}$ grafisch für einen Zeitraum von 250 Stunden dargestellt.

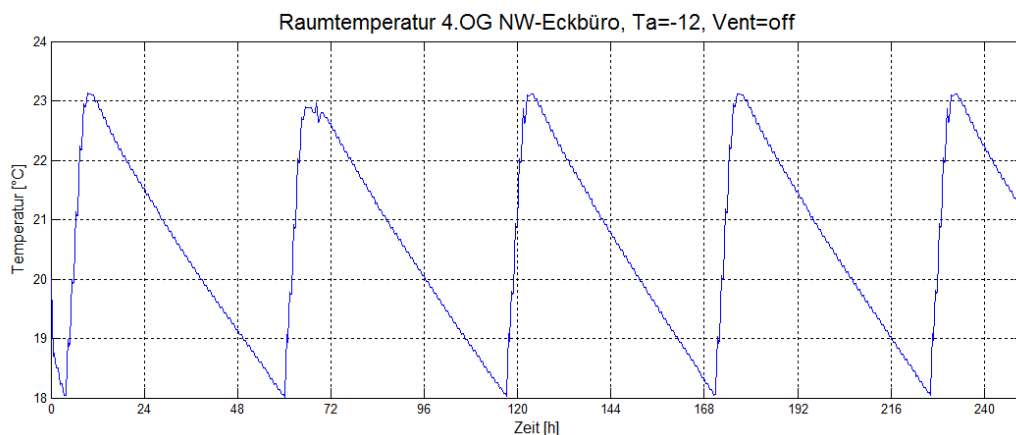


Abbildung 15: Aufheiz- und Abkühlverhalten eines Büros mit NW-Orientierung und Ecklage bei einer Außentemperatur von -12°C, während der Abkühlphase kein Belüftungssystembetrieb

Bei einer vorliegenden Außenlufttemperatur von -10°C mit abgeschalteter Ventilation während der Abschaltung der Heizwärmeversorgung liegt die Dauer der Abkühlphase zwischen 50 und 55 Stunden. Die Dauer der Aufheizphase entspricht den anderen Szenarien und liegt bei 5 Stunden. In Abbildung 16 ist der Temperaturverlauf für Ta=-10°C grafisch für einen Zeitraum von 250 Stunden dargestellt.

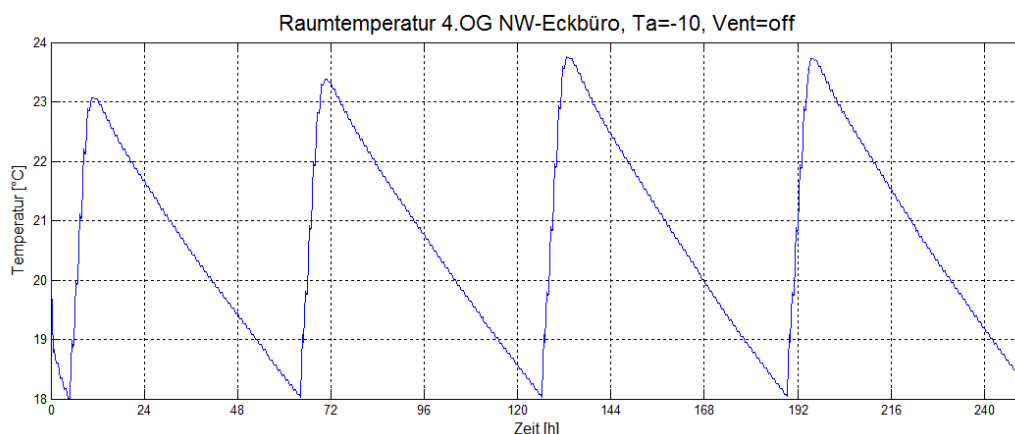


Abbildung 16: Aufheiz- und Abkühlverhalten eines Büros mit NW-Orientierung und Ecklage bei einer Außentemperatur von -10°C, während der Abkühlphase kein Belüftungssystembetrieb

Im berechneten Szenario mit -5°C und abgeschalteter Ventilation während der Abschaltung der Heizwärmeversorgung beträgt die Dauer der Abkühlphase 60 bis 65 Stunden. Die Aufheizphase verhält sich wie in den anderen Szenarien. In Abbildung 17 ist der Temperaturverlauf für Ta=-5°C grafisch für einen Zeitraum von 250 Stunden dargestellt.

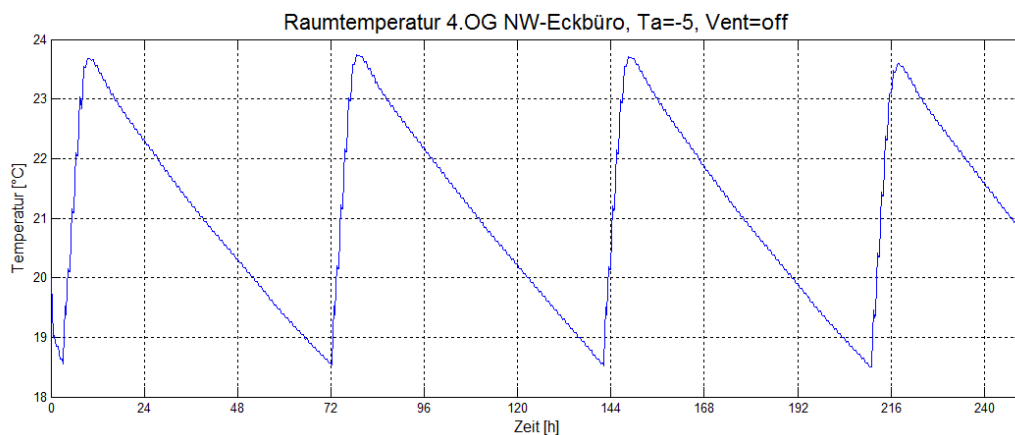


Abbildung 17: Aufheiz- und Abkühlverhalten eines Büros mit NW-Orientierung und Ecklage bei einer Außentemperatur von -5°C, während der Abkühlphase kein Belüftungssystembetrieb

Für das Szenario mit 0°C Außenlufttemperatur abgeschalteter Ventilation während der Abschaltung der Heizwärmeversorgung beträgt die Dauer der Abkühlphase 75 bis 80 Stunden. Die Aufheizphase verhält sich wie in den anderen Szenarien. In Abbildung 18 ist der Temperaturverlauf für Ta=0°C grafisch für einen Zeitraum von 250 Stunden dargestellt.

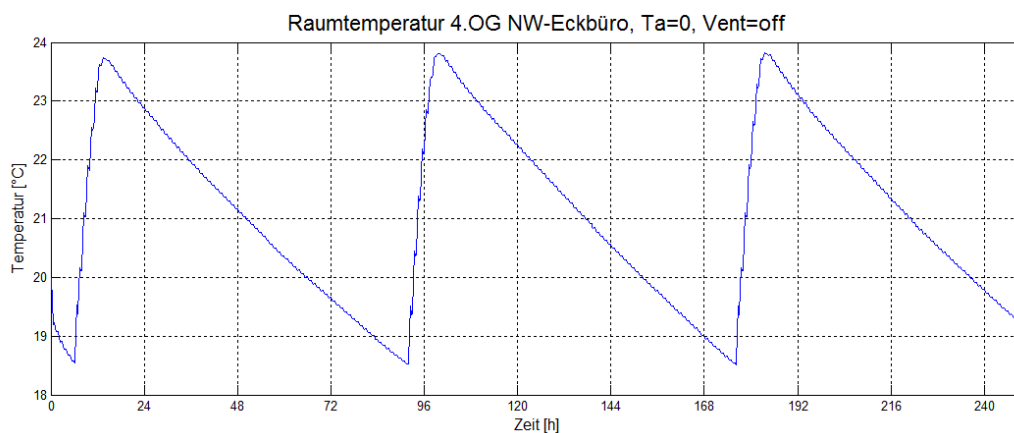


Abbildung 18: Aufheiz- und Abkühlverhalten eines Büros mit NW-Orientierung und Ecklage bei einer Außentemperatur von 0°C, während der Abkühlphase kein Belüftungssystembetrieb

Mit einer angenommenen Außenlufttemperatur von 5°C und abgeschalteter Ventilation während der Abschaltung der Heizwärmeversorgung beträgt die Dauer der Abkühlphase 95 bis 100 Stunden. Die Aufheizphase verhält sich wie in den anderen Szenarien. In Abbildung 18 ist der Temperaturverlauf für Ta=5°C grafisch für einen Zeitraum von 250 Stunden dargestellt.

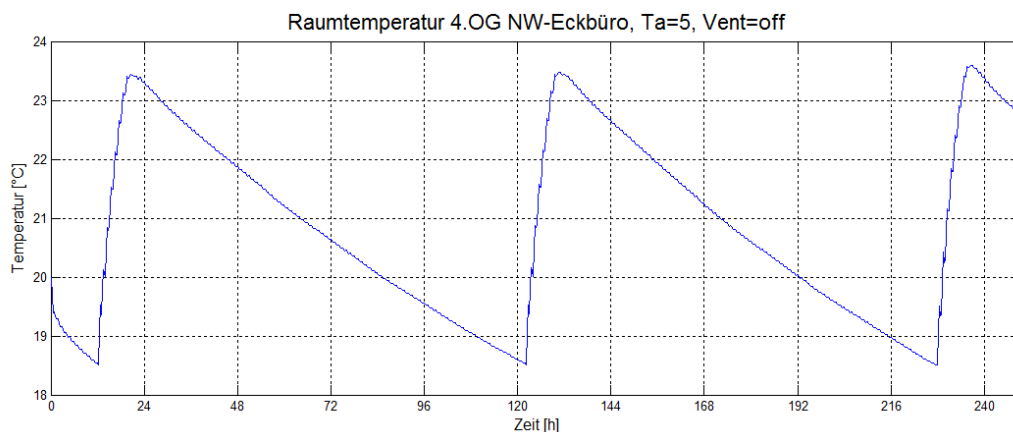


Abbildung 19: Aufheiz- und Abkühlverhalten eines Büros mit NW-Orientierung und Ecklage bei einer Außentemperatur von 5°C, während der Abkühlphase kein Belüftungssystembetrieb

Zusammenfassend werden in Abbildung 20 die Lastabwurfzeiten in Abhängigkeit der Außenlufttemperaturen dargestellt. Das Diagramm beinhaltet den Ventilationsbetrieb mit Wärmerückgewinnung sowie die Szenarien Auswahl mit deaktivierter Lüftung.

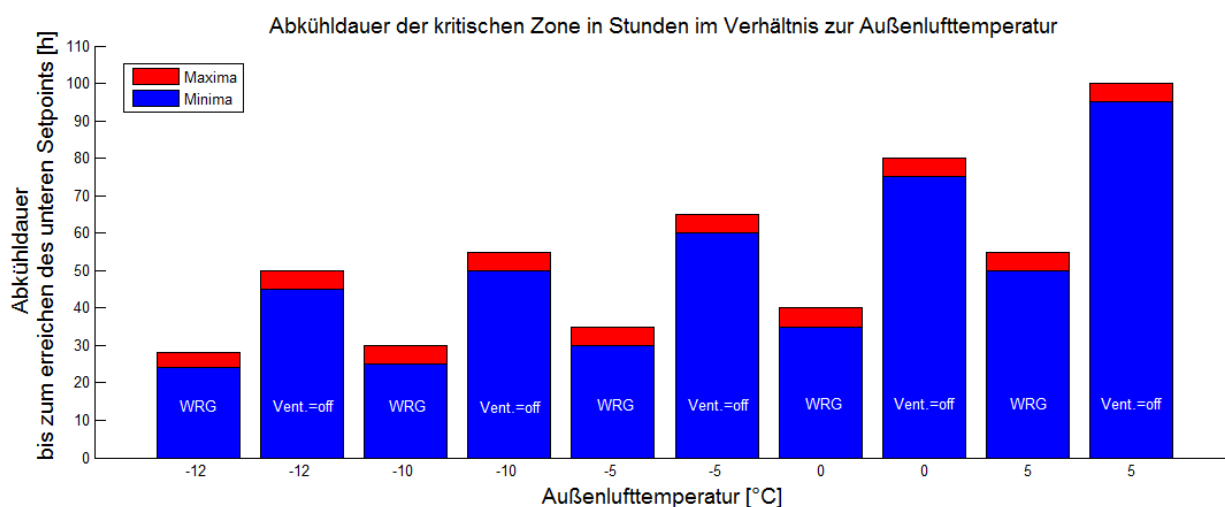


Abbildung 20: Zusammenfassende Darstellung der Szenarien Simulation für die gewählten Außentemperaturwerte mit Wärmerückgewinnung (WRG) und deaktivierter Ventilation (Vent.=off).

Modellreduktion und Bestimmung der physikalischen Parameter

Für die Betrachtung von Gebäudegruppen (siehe Kapitel 3.3) ist ein detailliertes Modell, wie es in diesem Kapitel vorgestellt wurde nicht passend. Es muss eine Möglichkeit gefunden werden die physikalischen Eigenschaften des Gebäudes in vereinfachter Form darzustellen. In diesem Projekt wurde eine Modellreduktion gewählt, wie sie in $T_{\text{innen,neu}} = (T_{\text{innen,alt}} - T_{\text{ausßen}}) * e^{-\frac{t}{\tau}} + T_{\text{ausßen}}$

Formel 2 auf Seite 36 vorgestellt wird. In der Differenzialgleichung erster

Ordnung mit konstanten Koeffizienten werden die gebäudetypischen Parameter mit der Konstante τ bestimmt. Die Aufgabe bestand nun darin die in TRNSYS berechneten typischen Abkühlkurven (vgl. Abbildung 7) in die Form der analytischen Lösung der Differenzialgleichung ($T_{\text{innen},i} = (T_{\text{innen},i-1} - T_{\text{ausßen}}) * e^{-\frac{t}{\tau}} + T_{\text{ausßen}}$) zu bekommen. $T_{\text{innen},i}$ stellt die berechnete aktuelle Raumtemperatur dar, $T_{\text{innen},i-1}$ die Temperatur aus dem vorherigen Zeitschritt. $T_{\text{ausßen}}$ repräsentiert die Außenlufttemperatur und τ den Wärmeleitungswiderstand und die thermische Kapazität der Zonen.

Die Aufgabe wurde unter Hinzunahme der Optimierungstoolbox in Matlab gelöst. In iterativen Schritten wurde das Abkühlverhalten der detaillierten Simulationen mit der Exponentialfunktion gefittet. Dies geschah durch eine automatisierte Parametervariation mit der Vorgabe die geringste Abweichung zwischen den Vorgaben aus TRNSYS und der Exponentialfunktion zu erreichen. Das Ergebnis ist die gebäudephysikalische Charakteristik für die Konstante τ .

Die in Tabelle 4 dargestellten Zeitkonstanten wurden für die weiteren Berechnungen für die Abschätzung des Potenzials der Gebäudegruppen im folgenden Kapitel verwendet.

Zeitkonstanten BED	Mit Wärmerückgewinnung		Ventilation aus	
	Tau [d]	Tau[s]	Tau [d]	Tau[s]
TA [°C]				
-12	8,630418259	745668,1376	8,77021919	757746,9379
-10	8,748334158	755856,0713	8,85118998	764742,8139
-5	8,513999069	735609,5196	8,65151373	747490,786
0	8,481967617	732842,0021	8,69122939	750922,219
5	8,414474483	727010,5953	8,77861351	758472,2075

Tabelle 4: Ermittelte Zeitkonstanten für die thermische Zone NW-3.OG bei variierenden Außentemperaturen

3.3 Umsetzung für Gebäudegruppen und Abschätzung des Potentials mehrerer Gebäude zum Ausgleich von Energieschwankungen

Anpassung der Gebäudeautomatisierung und Modellbildung

Aufgrund der Erkenntnis, dass die thermischen Subsysteme eines Gebäudes für die Demand-Side-Speicherung geeignet erscheinen, müssen die Regel- und Managementalgorithmen innerhalb eines Gebäudemanagementsystems dahingehend erweitert werden, dass sie auch diese Möglichkeit in Betracht ziehen. Dazu ist es notwendig, dass innerhalb des Systems eine Entscheidung darüber getroffen werden kann, ob das Gebäude in einer bestimmten Situation als Demand-Side-Speicher agieren kann oder nicht (einen Teil seines Verbrauches an früheren oder späteren Zeitpunkt zu verschieben).

Dazu ist es notwendig einerseits die momentane Situation bewerten zu können, aber andererseits auch die Situation einige Zeit vorausberechnen zu können. Als Bewertungsstrategie wurde im Projekt BED die bereits erwähnte DIN13779 herangezogen, da diese den Komfortbereich der Umgebungsluft an Arbeitsplätzen festlegt und auch zur entsprechenden Zertifizierung herangezogen wird.

In DIN13779, respektive in der dort verwiesenen DIN15251, werden als Behaglichkeitsbereiche im Bereich der Temperatur und Luftfeuchte die in Abbildung 21 illustrierten Bereiche angegeben. Anzumerken ist hierbei, dass beim Testgebäude angenommen wurde, dass es der Kategorie II laut DIN15251 entspricht. In diese Kategorie fallen Gebäude an die ein „normales Maß an Erwartungen“ gesetzt wird, bzw. „neue und renovierte Gebäude“ (vgl. DIN15251:2007, S.12). Zusätzlich gelten die in Annex 3 angegebenen Werte der DIN15251 nur für die folgenden Arbeitsbereiche - unter Annahmen, dass das Gebäude der Kategorie II entspricht: Einzelbüros, Großraumbüros, Konferenzzimmer, Hörsäle, Restaurants und Klassenräume.

Für andere Raumtypen sind davon unterschiedliche Werte anzunehmen. Da das Testobjekt allerdings nur eine Nutzung als Bürogebäude mit teilweise Lehrbetrieb durch die dort angesiedelte Fachhochschule beinhaltet, soll nur dieser Bereich betrachtet werden.

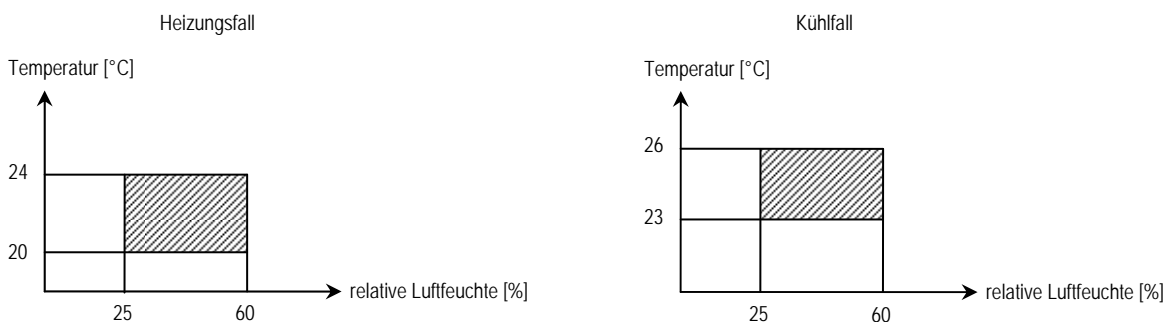


Abbildung 21: Behaglichkeitsbereich der Lufttemperatur und -feuchtigkeit für den Heiz- und Kühlbetrieb für die Gebäudeklasse II, laut DIN 15251

In Abbildung 21 ist gut ersichtlich, dass die beiden Bereiche im Heiz- und im Kühlfall unterschiedlich sind, was einerseits mit den unterschiedlichen technischen Lösungen zum Heizen und Kühlen und andererseits mit dem zu erwartenden unterschiedlichen Grad an Bekleidung zusammenhängt. Laut Kapitel 7.2.3 der DIN15251 sollte bei einer so genannten dynamischen Simulation immer ein Zielwert in der Mitte des Intervalls für die Innentemperatur angenommen werden, also 22°C im Heizungsfall und 24,5°C im Kühlfall.

Um die Behaglichkeit der Benutzer eines Gebäudes auch im Falle eines möglichen Lastabwurfes, also eines kurzzeitigen Aussetzens beispielsweise der Heizung im Winter, zu gewährleisten, sollen die hier vorgestellten Vorgaben durch die Norm zur Entscheidungsfindung herangezogen werden. Dabei soll bei einer Anforderung zur Lastverschiebung die momentane Position bezüglich der Komfortintervalle betrachtet werden und dann mit Hilfe einer vereinfachten Simulation abgeschätzt werden, inwieweit es vertretbar ist, nicht zu heizen oder zu kühlen. Das Simulationsmodell soll dabei eine kurzfristige Vorhersage unterstützen, um innerhalb eines kleinen Zeithorizontes zu gewährleisten, dass die Komfortbedingungen eingehalten werden. Durch die Einhaltung der in der Norm vorgegebenen Grenzen soll ein Komfortverlust vermieden werden.

Gebäudemodell für die Bewertung von Gebäudegruppen

Um neben der momentanen Situation, welche aus den Messdaten abgeleitet werden kann, auch das zukünftige thermische Verhalten abschätzen zu können, muss ein verhaltensgetreues Modell des Objektes vorhanden sein mit dessen Hilfe sich solche Berechnungen durchführen lassen. Da sich dynamische thermische Simulationen sehr komplex und rechenintensiv gestalten, muss eine Möglichkeit gefunden werden, durch ein vereinfachtes Modell zu adäquaten Abschätzungen zu gelangen.

Im Zuge des Projektes wurde basierend auf den vorhandenen Daten ein solches vereinfachtes Modell entwickelt. Der erste Ansatz eines solchen Modells soll dabei auf einer physikalischen Systembeschreibung mit Hilfe eines Systems von linearen Differentialgleichungen erster Ordnung beruhen. Die Parameter für diese Gleichungen sollen dabei aus den gewonnenen Daten ermittelt werden. Es wird angestrebt die Methodik soweit allgemein zu beschreiben, dass sie auch mit angemessenem Aufwand auf unterschiedliche Gebäude und Gebäudetypen angepasst werden kann.

Eine stetige Verbesserung des entwickelten Modells wird dadurch gewährleistet, dass der entwickelte Algorithmus aufgrund der Messdaten und der simulierten Messwerte, eine verbesserte Prognose durch Anpassung und Veränderung der Parameter erreicht. Grundsätzlich soll der Algorithmus zu jeder Zeit die Messdaten der letzten Zeitpunkte zur "Neuberechnung" der Parameter für das vereinfachte thermische Modell heranziehen. Ist die Diskrepanz zwischen den simulierten Werten und den gemessenen Werten zu groß, sollen die Parameter des Modells Neuberechnet bzw. angepasst werden. Eine grundsätzliche Darstellung dieses Ablaufes ist nachfolgender Darstellung zu entnehmen.

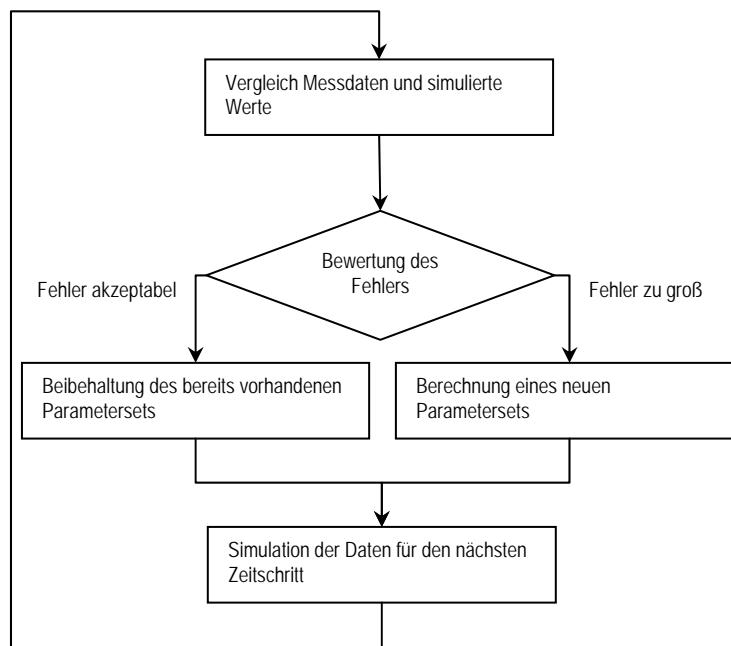


Abbildung 22: Strukturelle Darstellung des selbstlernenden Algorithmus zur Berechnung der Modellparameter

Folgende grundsätzliche Fragen bedürfen bezüglich des selbstlernenden Algorithmus noch einer eingehenden Überprüfung:

1. Es ist noch nicht klar, ob sich der Algorithmus zum selbstständigen Anpassen des vereinfachten thermischen Modells auch im laufenden Betrieb die Parameter verändern soll oder das nur während einer Lernphase möglich ist.
2. Bei der Berechnung des neuen Parametersets soll natürlich auch das bereits verwendete Parameterset beachtet werden. Dadurch soll eine höhere Genauigkeit, aber auch eine höhere Stabilität der Parameter erreicht werden. Wie dies am besten zu erreichen ist, wird noch untersucht.
3. Bei der Beibehaltung des bereits vorhandenen Parametersets wäre eine „Stärkung“ der Parameter denkbar. Dadurch wäre der Algorithmus auch besser gegen Instabilitäten durch Messungenauigkeiten und statistische Schwankungen abgesichert. Auch hier ist noch zu untersuchen, wie das am besten möglich ist.

Mittels des implementierten Simulationsmodells des Demand-Response-Controllers für Gebäude wurde auch die Thematik der selbstlernenden und regulierenden Modelle noch einmal untersucht. Dabei wurde von einem noch weiter vereinfachten Gebäudemodell ausgegangen. Dieses basiert auf der Annahme, dass die Regelung innerhalb des Gebäudes anhand einiger weniger Grenz- und Extreträume durchgeführt wird. Dabei wird in besonders exponierten Räumen, wie zum Beispiel den Eckbüros an der Nord-West-Ecke des Gebäudes die relevanten Parameter gemessen und diese innerhalb der

Komfortgrenzen gehalten. Dies impliziert, dass die Parameter aller weiteren Räume des Gebäudes ebenfalls innerhalb der Grenzen liegen, da die Extremräume jene sind, bei denen beispielsweise der Einfluss durch Sonneneinstrahlung am geringsten ist und somit die Temperatur im Winter am ehesten unterhalb der Komfortgrenze fallen kann. Es soll nun untersucht werden, wie das implementierte Modell auf Änderungen der Parameter reagiert, bzw. wie man einen adaptiven Ablauf in diesem Modell realisieren soll.

Grundsätzlich soll, wie bereits beschrieben, bei der Prognose ein Wert für einige Zeit in der Zukunft vorausberechnet werden. Dies soll beispielsweise bei der Temperaturprognose mit Hilfe folgender Formel erfolgen:

$$T_{\text{Innen,neu}} = (T_{\text{Innen,alt}} - T_{\text{außen}}) * e^{-\frac{t}{\tau}} + T_{\text{außen}} \quad \text{Formel 2}$$

Soll also im Winter der Temperaturwert in 15 min, also nach 900 s bei Abschalten der Heizung ermittelt werden, so müssen die momentane Innentemperatur, die momentane Außentemperatur und die ermittelte Temperaturkonstante τ herangezogen werden. Diese Berechnung ergibt den voraussichtlichen Wert für die Innentemperatur. Die Außentemperatur soll für die untersuchte Periode als konstant angenommen werden.

In weiterer Folge soll auch die Fragestellung untersucht werden, nach welcher Zeitspanne der vorgegebene Endtemperaturwert den unteren Setpoint unterschreitet. Diese Fragestellung ist insbesondere dann von Interesse, wenn überprüft werden soll, wie lange ein speicher- /Demand-Response-fähiges Gebäude unter den gegebenen Bedingungen maximal vom Netz getrennt werden kann. Es kommt dabei eine leicht umgeformte Form der obigen Gleichung zur Verwendung, die sich wie folgt darstellt.

$$t = -\tau * \ln\left(\frac{T_{\text{Innen,Ziel}} - T_{\text{außen,Start}}}{T_{\text{Innen,Start}} - T_{\text{außen,Start}}}\right) \quad \text{Formel 3}$$

Es wird in weiterer Folge zwischen einer diskretisierten und analytischen Lösung unterschieden. Wie Abbildung 23, welche noch einmal die wichtigsten Daten als Überblick enthält, zu entnehmen ist, tritt hier die Situation auf, dass die analytische Prognose (1-Schrittverfahren) einen genaueren Wert liefert, da bei der diskretisierten Berechnung nur ermittelt werden kann, innerhalb welches Zeitintervalls der Wert unterschritten wurde. Damit ist in diesem Fall die analytische Lösung vorzuziehen, da auch hier die Einflüsse durch die Außentemperaturschwankungen marginal sind und durch die sehr grobe Angabe mittels der Intervallgrenzen überhaupt nicht zum Ergebnis beitragen.

Starttemperatur innen [°C]	20				
Ausstemperatur [°C]	-2				
Endtemperatur [°C]	18				
Zeitkonstante tau [500h in s]	1800000				
Zeitschritt [s]	900				
Endzeit 1-Schrittverfahren [s]	171558.32	47.66 h			
Endzeit Mehrschrittverfahren[s]	171000.00	47.50 h	Zwischen diesen Zeiten wird die		
	171900.00	47.75 h	Grenze unterschritten		

Abbildung 23: Vergleich Prognoserechnung (Ziel: Grenzwert) mit und ohne Außentemperaturschwankung

Wie gezeigt wurde, liefern die beiden Verfahren Ergebnisse in derselben Größenordnung mit nur sehr geringen Schwankungen. Dies kann aber nur für den Fall angenommen werden, wenn die Zeitspannen im Vergleich mit den Zeitkonstanten (hier 8 h versus 500 h) klein sind. Es kann also die analytische Lösung für die Prognose von Temperaturwerten ohne weiteres angewendet werden. Das hat den Vorteil, dass es mit bedeutend weniger Rechenaufwand (1 Rechnung vs. N Rechnungen) umgesetzt werden kann. Die analytische Methode ist nur dann noch einmal zu hinterfragen, wenn man bei der Prognose statt dem einen vorhandenen Wert für die Außentemperatur für jeden der Schritte einen neuen (vielleicht genaueren) Wert verwenden will, da in diesem Fall die Ergebnisse differieren können. Allerdings wurde gezeigt, dass bei den im vorhandenen Fall verwendeten Gleichungen und Zeitkonstanten für die internen Temperaturen, die Unterschiede zwischen den beiden Verfahren im Tausendstelbereich liegen.

In einem nächsten Schritt wurde untersucht, inwiefern eine adaptive Anpassung der Parameter zur Berechnung der Temperatur durchgeführt werden kann. Dazu sollte abgeschätzt werden, wie lange es dauert, bis eine zu große Abweichung erkannt und die Werte diesbezüglich nachgeregelt werden. Die für diese Untersuchung verwendeten Formeln stellen sich dabei wie folgt dar:

$$T_{\text{innen,neu}} = (T_{\text{innen,alt}} - T_{\text{außen}}) * e^{-\frac{t}{\tau}} + T_{\text{außen}} \quad \text{Formel 4}$$

$$\tau = \frac{-t}{\ln\left(\frac{T_{\text{innen,Ziel}} - T_{\text{außen,Start}}}{T_{\text{innen,Start}} - T_{\text{außen,Start}}}\right)} \quad \text{Formel 5}$$

$$T_{\text{innen,neu}} = (T_{\text{innen,alt}} - T_{\text{außen}}) * e^{-\frac{t}{\tau}} + T_{\text{außen}} \quad \text{Formel 4}$$

wird verwendet, um die zukünftige Innentemperatur für den Fall abzuschätzen, dass jegliche Heizmaßnahme unterbrochen (abgeworfen) wird. Die Berechnung selbst beruht auf einer Näherungsberechnung, welche anhand der momentanen Temperatur im Inneren, der Außentemperatur und einer spezifischen Abkühlkonstanten τ die zu erwartende Innentemperatur berechnet. Wird zu einem späteren Zeitpunkt ein realer Messwert für den vorher nur prognostizierten Wert ermittelt

(beispielsweise wurde um 13:00 der Temperaturwert für 14:00 prognostiziert, um 14:00 liegt für den Zeitpunkt ein realer Wert vor), werden Prognose und Messung verglichen. Liegt diese Temperatur innerhalb eines definierten Fehlerintervalls geschieht nichts weiter, die verwendete Zeitkonstante entspricht den Vorgaben für die Genauigkeit.

Ist jedoch der Fehler zu groß muss eine neue Berechnung der Zeitkonstanten erfolgen. Dies geschieht

mit Hilfe von
$$\tau = \frac{-\tau}{\ln\left(\frac{T_{\text{Innen,Ziel}} - T_{\text{außen,Start}}}{T_{\text{Innen,Start}} - T_{\text{außen,Start}}}\right)}$$

Formel 5. Darin werden anhand der Innentemperaturen zu Beginn und Ende des Zeitintervalls nebst der Außentemperatur am Beginn des Zeitintervalls (anhand derer die Prognose durchgeführt wurde) und der Länge des Zeitintervalls eine neue Zeitkonstante berechnet. Wie bereits im ersten Fall beschrieben, ist auch hier hervorzuheben, dass mit dieser Formel in nur einem Berechnungsschritt das gewünschte Ergebnis berechnet werden kann. Es ist also nicht notwendig, aufwändig Gleichungssysteme oder ähnliches zu lösen. Dies ist auf die einfache Struktur der Formel zurückzuführen, was allerdings ein Vorteil gemessen an der Komplexität einer möglichen Implementation ist.

Um das Verhalten zu testen und die Genauigkeit der Vorhersage zu überprüfen, sowie eine Abschätzung zu erhalten, ob die Vorgehensweise zielführend in Bezug auf die Stabilität des Modells (pendelt sich das Modell immer „richtig“ ein) ist, wurden zwei Temperaturverläufe generiert. Diese beiden, theoretischen Temperaturverläufe zeigen das mögliche Abkühlverhalten eines Raumes, berechnet mit Hilfe der vorher eingeführten Formel. In beiden Fällen wurde davon ausgegangen, dass sich die Zeitkonstante des Raumes über die Zeit hinweg ändert. Das ist zugegebenermaßen ein eher seltener Fall, aber es kann angenommen werden, dass beim initialen Setup des Systems beispielsweise eine falsche Konfiguration vorgenommen wurde, und daher die Zeitkonstante nicht mit den realen Gegebenheiten übereinstimmt. Das System wurde nach folgender Vorgabe betrieben:

1. Zu jedem Zeitschritt wurde anhand der momentanen Innentemperatur des Raumes und der Außentemperatur die zukünftige Innentemperatur unter der Annahme berechnet, dass bis dahin keinerlei äußere Beeinflussung (zum Beispiel durch Heizen) erfolgt. Es wurden dabei unterschiedliche Zeitspannen betrachtet. Diese im Folgenden als Vorhersagehorizont (Prediction Horizon) bezeichneten Zeitspannen reichten von 15 min (PredictionHorizon01) bis 2 Stunden (PredictionHorizon08). Dadurch sollte untersucht werden, wie sich dieser Vorhersagehorizont auf das selbstlernende Verhalten auswirkt.
2. Zu jedem Zeitschritt wurde außerdem überprüft, ob bereits ein Vorhersagewert für diesen Zeitpunkt vorhanden ist. Ist ein solcher vorhanden, dann wird der momentane Messwert für die Innentemperatur mit diesem Wert verglichen. Ist der Unterschied zu groß, in diesem Test wurde von einem maximal zulässigen Unterschied von +/- 1 Promille des Realwertes ausgegangen, dann sollte anhand der oben angegebenen Formel die Zeitkonstante neu berechnet werden. Ab diesem Zeitpunkt sollte dann eben diese Zeitkonstante verwendet werden.

In den folgenden Testfällen wurden dazu, wie bereits erwähnt, Zeitreihen anhand eines sich verändernden Verlaufs der Zeitkonstanten erzeugt. Im ersten Fall wurde beginnend mit einer Innentemperatur von 22°C und einer anfänglichen Zeitkonstante von 9000000s eine Abkühlkurve abhängig von stark schwankenden Zeitkonstanten generiert (vgl. dazu Abbildung 24). Anhand dieser generierten Vergleichswerte wurde untersucht, wie der Lernalgorithmus auf die sich verändernde Zeitkonstante reagiert bzw. wie lange es dauert bis ein neuer, im besten Fall genauerer Wert, für die Zeitkonstante ermittelt wurde. Als Grenze, wann eine Neuberechnung notwendig wird, wurde ein Unterschied zwischen Mess- und Prognosewert von +/- 1 Promille bestimmt.

Im ersten untersuchten Fall kann, wie Abbildung 24 zu entnehmen ist, der prognostizierte Wert weitestgehend dem gemessenen Wert nachgeführt werden. Im oberen Teil wurden die prognostizierten Temperaturverläufe (bunt) den Messwerten gegenübergestellt. Es ist zu erkennen, wie der Prognosehorizont auf den Zeitpunkt der Neuberechnung einwirkt. Je kleiner dieser ist, desto schneller werden Veränderungen in den Zeitkonstanten bemerkt. Die Unterschiede ganz zu Beginn rühren daher, dass zu den ersten Zeitpunkten noch keine Prognosewerte vorliegen, da der Prognosehorizont (noch) nicht erreicht wurde. In der unteren Hälfte von Abbildung 24 werden die realen Werte der Zeitkonstante (schwarz) den berechneten Werten gegenübergestellt. Zu erkennen ist, dass sämtliche Werte sobald eine Änderung der Zeitkonstanten erkannt wurde, dem realen Wert nachgeführt wurden (mit gelegentlichem Überschwingen). Außerdem ist anzumerken, dass es sich bei den verwendeten Formeln zur Berechnung von Innentemperaturen um relativ stabile Systeme bezüglich ihres Fehlerrückkommens im Vergleich zu den realen Messwerten handelt. Dies ist aus dem geringen Unterschied zwischen Mess- und Prognosewert, auch bei größerem Unterschied zwischen den verwendeten Zeitkonstanten, zu erkennen. Dabei können die Zeitkonstanten auch bis zu einer Größenordnung vom realen Wert abweichen, ohne die Prognose sehr zu verschlechtern (zu sehen in der unteren Hälfte von Abbildung 24 im Zeitintervall zwischen 42 h und 49 h). Dies ist darauf zurückzuführen, dass die hier betrachteten Zeitkonstanten im Vergleich zum Prognosehorizont als klein zu bewerten sind (Zeitkonstanten 9000000 s / 2500h gegenüber Betrachtungszeiträume zwischen 0,25-2 h).

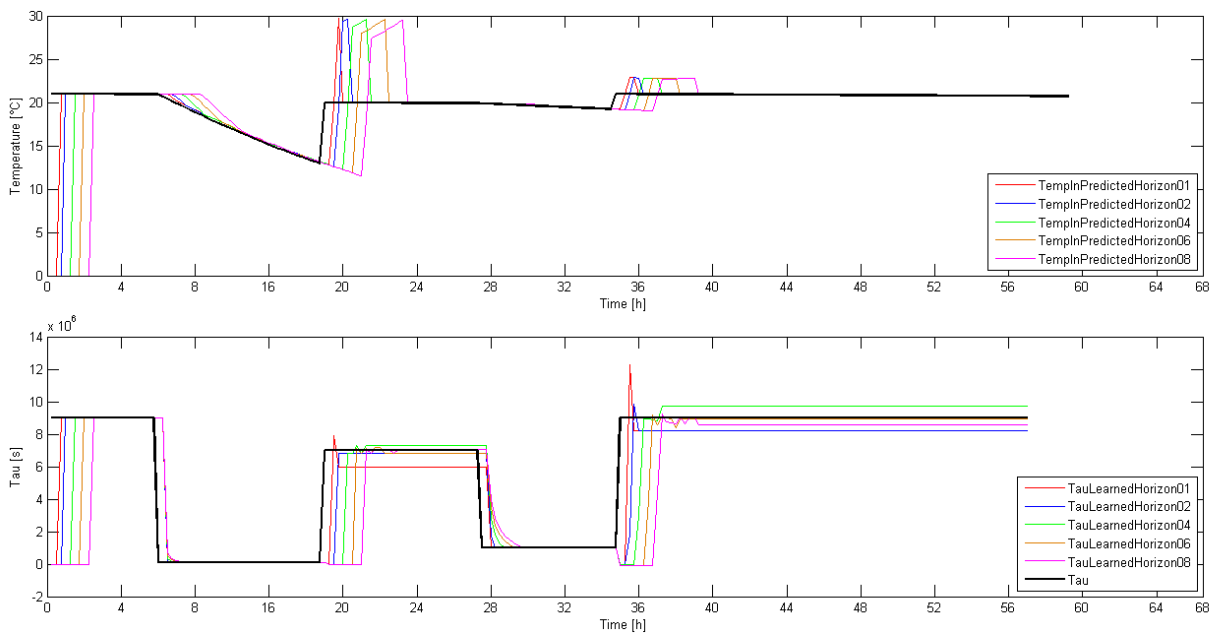


Abbildung 24: Lernverhalten, Testfall 1

Auch im zweiten betrachteten Fall wurde von einem generierten Temperaturverlauf ausgegangen. Dazu wurde wieder von einer sich veränderten Zeitkonstanten ausgegangen (der Zeitverlauf dieser entspricht jenem im ersten Beispiel). Zusätzlich zu dem dadurch entstehenden Abkühlverhalten wurden in dieser Untersuchung auch Temperatursprünge nach oben angenommen. Dies wurde aus dem Grund untersucht, um sämtliche Eventualitäten abzudecken und zu untersuchen ob auch bei solch unerwarteten Sprüngen das selbstlernende Modell den Änderungen folgen kann. Eine grafische Darstellung der Ergebnisse dieser Untersuchung findet sich in Abbildung 25.

Zu erkennen ist wieder, dass spätestens nach Ablauf des Prognosehorizonts eine Fehlprognose erkannt wird und die Zeitkonstante dementsprechend neu berechnet wird. Gerade die Temperatursprünge nach oben stellen den verwendeten Algorithmus durchaus vor Schwierigkeiten. Sind doch hier, gerade in diesen Situationen, in denen sowohl ein Temperatursprung nach oben, als auch eine Änderung der Zeitkonstanten vorliegt, kurzzeitig vollkommen falsche Werte bei der Prognose zu erkennen. Es können dabei starke Abweichungen vorliegen und erst nach einiger Zeit die Zeitkonstante für die Berechnung so angepasst werden, dass die Prognose wieder innerhalb der festgesetzten Grenzen lag. Die längste solche Periode kann dabei mit der doppelten Dauer des Prognosehorizonts festgelegt werden.

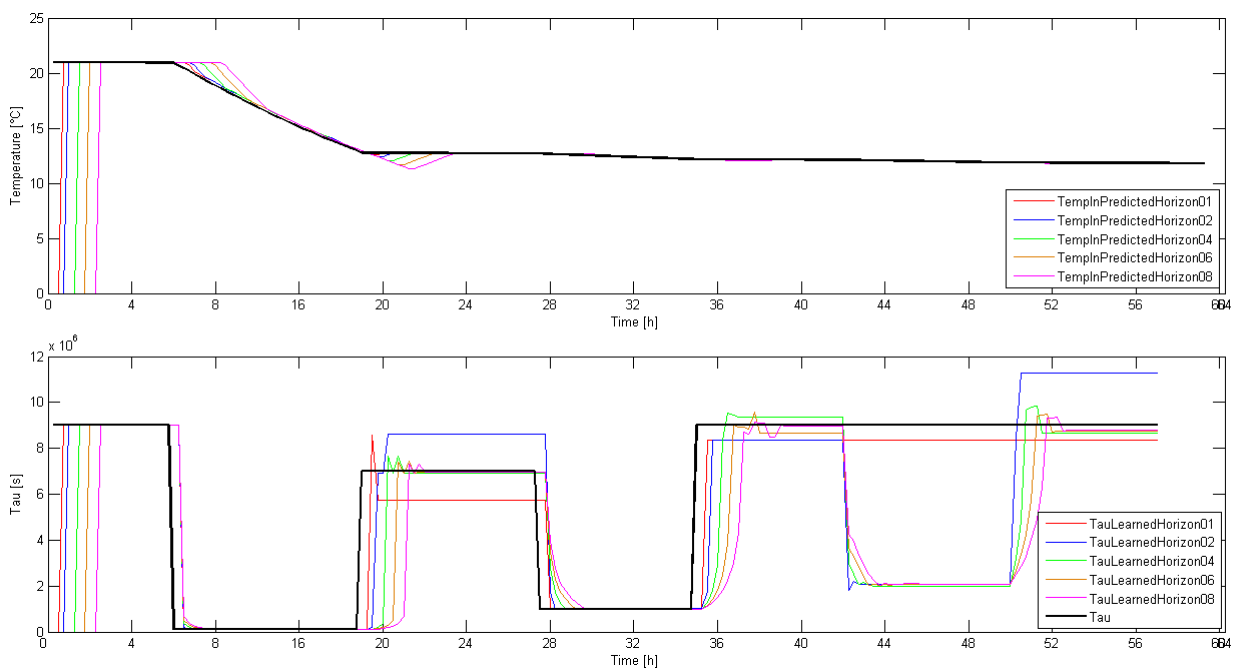


Abbildung 25: Lernverhalten, Testfall 2

Dies ist darauf zurückzuführen, dass es zuerst den Ablauf von maximal einem Prognosehorizont benötigt bis eine zu große Abweichung zwischen der vorliegenden Prognose und dem Messwert erkannt wird und in diesem ersten Schritt bei solch einem Sprung die ermittelte Zeitkonstante zu ungenau ist. Es wird dann wiederum ein Prognosehorizont benötigt, um diese Anpassung vornehmen zu können. In Abbildung 25 ist zu erkennen, dass die Zeitkonstante aufgrund des Sprungs nach oben bisweilen negativ berechnet wird, was aber nach Ablauf eines weiteren Prognosehorizonts sogleich wieder richtig angepasst wird.

Abschließend kann festgestellt werden, dass die verfolgte Strategie, das Modell durch regelmäßig durchgeführte Selbstüberprüfungen und gegebenenfalls Selbstanpassungen auch auf starke Änderungen in den physikalischen Eigenschaften in korrekter Weise die Parameter Neuberechnen kann. Dabei ist festzustellen, dass abhängig vom Betrachtungs- und Prognosezeitraum durchaus Phasen eintreten können, in denen die Ergebnisse nicht zufriedenstellend sind. Ob sich das durch eine andere Vorgangsweise verbessern ließe, konnte im vorliegenden Projekt nicht zur Gänze geklärt werden.

Allerdings lässt sich feststellen, dass die zur Verwendung gebrachte Prognosetechnik für die in diesem Projekt betrachteten Zeitspannen als sehr genau angesehen werden kann (eine Neuberechnung erfolgte nur bei einem Unterschied von +/- 1 Promille), auch wenn die zur Berechnung verwendeten Zeitkonstanten nicht ganz der Vorgabe entsprachen. Dies konnte einerseits auf die hohen thermischen Zeitkonstanten zurückgeführt werden und andererseits auf die betrachteten Zeiträume von wenigen Minuten bis Stunden. Im Übrigen sind solch starke Änderungen im thermischen Verhalten von Gebäuden als äußerst selten anzusehen, entsprechen solch starke und häufige Änderungen, wie sie in der vorgestellten Untersuchung angenommen wurden, doch eindeutig nicht der Natur von Gebäuden

oder als thermisch ähnlich anzusehenden Objekten. Eine Änderung des einmal berechneten Modells, welche den angenommenen Sprüngen in den thermischen Zeitkonstanten entspricht (teilweise um den Faktor 10) wäre real beispielsweise mit einer thermischen Sanierung zu vergleichen. Und dabei stellt sich die Frage, ob solch ein Faktor mit einer Sanierung überhaupt erzielt werden kann. Für negative Sprünge (also Sprünge bei denen sich die thermische Zeitkonstante drastisch verringert) fällt es unter diesen Umständen schwerer ein reales Pendant zu finden, verringert sich die thermische Eigenschaften eines Hauses üblicherweise doch nicht so stark, vor allem nicht so sprunghaft, wie es in der vorliegenden Untersuchung angenommen wurde.

Demand Response Controller für Gebäude

Im weiteren Verlauf wurde eine Topologie betrachtet, die eine Anbindung von Gebäuden ins Smart Grid umfasst. Die Schnittstelle wird als Demand Response Controller bezeichnet. Details des Ansatzes sind im Anhang zu finden. Um das Konzept validieren zu können wurde eine Testimplementierung auf Basis eines C++ basierten Frameworks namens Omnet++ erstellt. In dieser Event-basierten Simulationsumgebung wurden die einzelnen Einheiten implementiert, wobei besonders auf die Funktionalität des Demand Response Controllers Wert gelegt wurde, sollte doch dessen Möglichkeiten untersucht werden.

Mit Hilfe des Modells zur Simulation von Gebäudegruppen wurden zwei mögliche Anwendungsfälle erstellt. Im ersten Anwendungsfall wurde die grundlegend gewünschte Arbeitsweise evaluiert. Dies wurde unter anderem für die bereits vorgestellte Untersuchung zur Evaluierung der Selbstlern-Fähigkeit verwendet. Wie bereits beschrieben, wurde dazu der Temperaturverlauf sowohl prognostiziert, als auch bei zu großen Abweichungen die verwendeten Parameter verbessert. Im hier vorgestellten zweiten Fall wurde das Modell für einen weiteren möglichen Anwendungsfall herangezogen. Dazu wurde im Gegensatz zu den bisher verwendeten Prognosemodellen, welche die gewünschte Zielgröße in einer von der Anfrage abhängigen Zeitspanne ermittelt hat, eine weitere Form der Prognosemodelle verwendet. Diese Prognosemodelle berechnen als Zielgröße jene Zeitspanne, nach der (laut der momentan vorherrschenden Systemparameter) beispielsweise die Temperatur einen bestimmten Zielwert über- bzw. unterschreitet. Dadurch kann ermittelt werden, nach welcher (theoretischen) Zeitspanne die Komfortkriterien verletzt würden. Durch diese Vorgehensweise kann für jeden Zeitpunkt eine potentielle maximale Abschaltdauer berechnet werden. Gemeinsam mit den bekannten Lastaufnahmen der Subsysteme kann aufgrund dessen ein maximales Abwurfpotential für Gebäude ermittelt werden. Für den Versuch wurden neben repräsentativen Zeitintervallen auch verschiedene, als potentiell verschiebbare Lasten, identifizierte Subsysteme modelliert.

Bei diesen Subsystemen handelt es sich konkret um die für den Heiz- beziehungsweise Kühlbetrieb essentielle Wärmepumpe und Luftkonditionierung. Diese Systeme wurden in Zeitintervallen von 5 Minuten berechnet. Es stellt sich die Frage, welche mögliche absolute Abschaltdauer ab dem gegebenen Zeitpunkt erreicht werden kann, wenn davon ausgegangen wird, dass bis zur Grenze des gewünschten

Intervalls plus bzw. minus 7-13 % dieses Wertes die Temperatur ansteigen bzw. abfallen darf. Die 10 %-ige Abweichung wurde aufgrund der bereits beschriebenen Annahme, dass man Intervallverletzungen unter Umständen in Kauf nehmen kann, festgelegt. Als Grenzwerte wurden dabei mit 17,5 °C im Heiz- und 28 °C im Kühlfall Werte innerhalb dieser Grenzen angenommen.

Als Modell für die Temperaturvorhersage wurde eine Exponentialfunktion der Form gewählt, welche bereits im Abschnitt über das selbstadaptive Verhalten vorgestellt wurde. Als Zeitkonstante wurde ein Wert von 727010 Sekunden angenommen, welche mit Hilfe detaillierter Simulationen ermittelt wurde. Bei der Lüftung wurde von einem vereinfachten Modell ausgegangen, aufgrund der im Abschnitt über die Datenanalyse behandelten Schwierigkeiten der Lüftung den CO₂-Wert der Luft während der normalen Arbeitszeiten innerhalb der Grenzen zu halten, wurde davon ausgegangen, dass die Lüftung nur außerhalb der Arbeitszeit und niemals länger als 900 Sekunden am Stück abschaltbar ist. Dies stellt zwar eine starke Einschränkung des Modells dar, allerdings sind die Werte wiederum, falls eine höhere Flexibilität durch bessere Modelle erreicht werden kann, auf alle Fälle niemals schlechter als die auf diese Art und Weise ermittelten Werte.

Abbildung 26 zeigt in einer dreidimensionalen Darstellung, wie das Abschaltpotential der beiden Subsysteme Heizpumpe und Lüftung in der ersten der beiden Perioden sowohl vom Lastabwurfvolumen als auch von der möglichen maximalen Zeitspanne ermittelt werden konnten. Es ergaben sich dabei die folgenden statistischen Werte für die Zeitspannen.

	Wärmepumpe:	Lüftung	Gesamt
Minimale mögliche Abschaltdauer:	10127 s	0 s	11037 s
Maximale mögliche Abschaltdauer:	88156 s	900 s	88156 s
Mittelwert Abschaltdauer:	30679 s	431 s	31110 s

Tabelle 5: Ermittelte Maximalwerte der Abschaltdauer für Beobachtungszeitraum 1

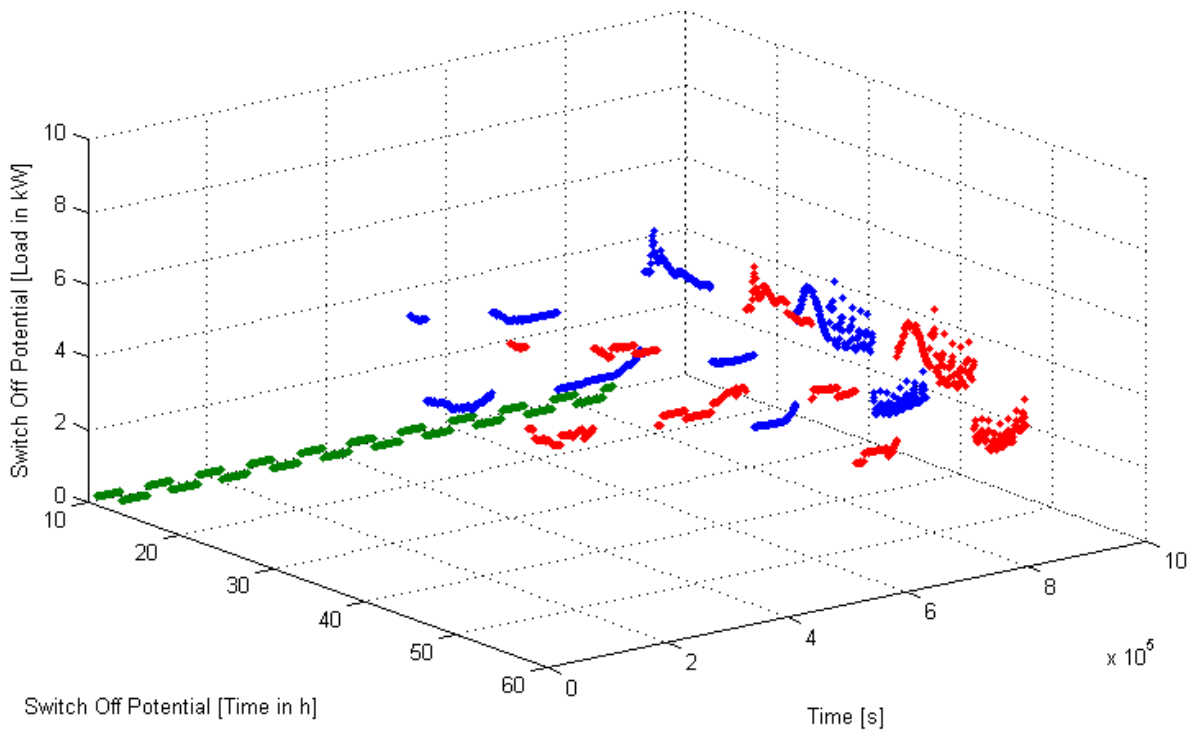


Abbildung 26: Abschaltpotential im ENERGYbase während Beobachtungsperiode 1

An den Sprungstellen haben sich bei der Berechnung aufgrund der Vorzeichenwechsel teilweise unmögliche, weil unendlich große Werte ergeben. Auch wenn die Temperaturen annähernd stabil geblieben sind, stößt das verwendete Modell an seine Grenzen. Dennoch konnten die in Tabelle 6 dargestellten statistischen Werte für dieses Szenario ermittelt werden. Aufgrund der Tatsache, dass an den Sprungstellen durch die unzureichend geeignete Berechnungsmethode besonders hohe Werte erreicht werden, wurde hier nur der jeweilige Minimalwert herangezogen, da dieser für die Grundauslegung des Gebäudes als Speicher in jedem Fall die hauptsächliche Einschränkung darstellt.

	Heizpumpe:	Lüftung	Gesamt
Minimale mögliche Abschaltdauer:	57776 s	0 s	57776 s

Tabelle 6: Ermittelte Maximalwerte der Abschaltdauer für Beobachtungszeitraum 1

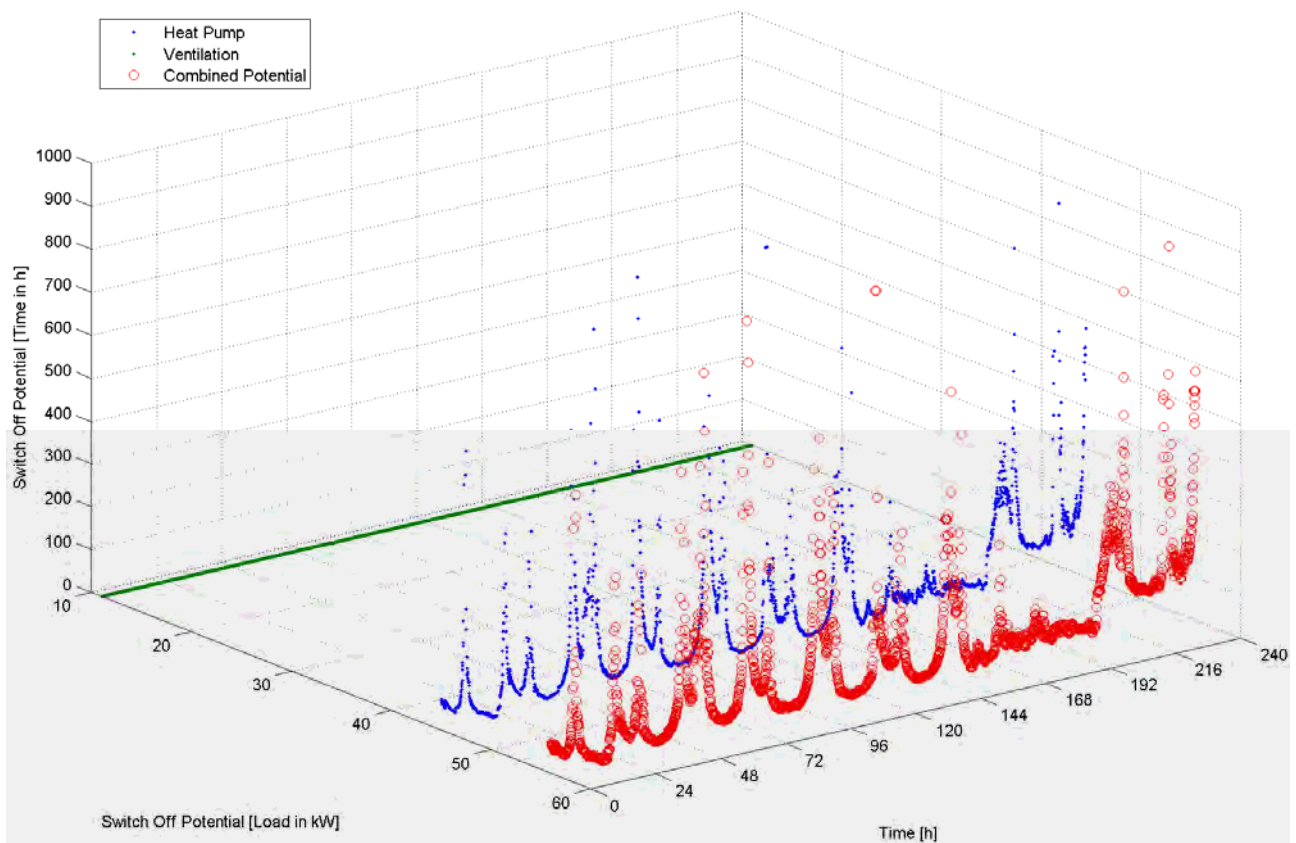


Abbildung 27: Abschaltpotential im ENERGYbase während Beobachtungsperiode 2

Es kann für diese Untersuchung zusammengefasst werden, dass im untersuchten ENERGYbase zu jedem möglichen Zeitpunkt im Jahr 2010 eine minimale „Lastabwurfmöglichkeit“ von 10127 s (entspricht 2,8 Stunden) mit 45 kW möglich wäre.

Im folgenden Abschnitt soll nun darauf eingegangen werden, inwieweit dieses Potential auf höherer Ebene Verwendung finden kann um mögliche Schwankungen im Energienetz auszugleichen. Ein mögliches Ziel für die Nutzung verteilter Demand Response Speicher wurde im möglichen Ausgleich der Differenz von prognostizierter und wirklich eingespeister Leistung von erneuerbaren Energieträgern ausgemacht. Diese Problematik ist es vor allem, die bedingt, dass Regelenergie bereitgestellt werden muss, um den Unterschied zwischen der Prognose (meist Day-Ahead, also 24:00 im Voraus) und tatsächlicher Einspeiseleistung auszugleichen. Eine wichtige Energiequelle, die signifikante Unterschiede zwischen geplanter und tatsächlicher Einspeisung aufweist, stellt die Elektrizitätserzeugung durch Windkraft dar. Diese ist in den letzten Jahren in Österreich stark forciert worden. Die weite Verbreitung dieser dezentralen volatilen Ressource führt zu neuen Problemstellungen.

Einerseits konnte die Prognose der Windenergie in den letzten Jahren zwar verbessert werden, doch eine genaue Abschätzung ist nicht möglich. Dadurch muss immer ein gewisses Potential an Regelenergie bereitgehalten werden, um diese Schwankungen auszugleichen. Gäbe es eine Möglichkeit,

dass die Prognose und die Einspeisung vollkommen zur Deckung gebracht werden, würde die Einspeisung durch Windenergie zwar nicht steuerbar, aber zu 100% vorhersagbar gemacht werden.

Die zweite Problematik der Einspeisung erneuerbarer Energiequellen (u.a. eben auch der Windenergie) stellt die Herausforderung dar, dass genug Energie von Seiten der dezentralen Erzeuger vorhanden wäre, allerdings die Übertragungsleitungen einen Transfer der vorhandenen Energie nicht bewerkstelligen können. Diese Situation tritt beispielsweise auf, wenn das Windaufkommen groß ist, die Leitungen aber nicht die Verteilung ermöglichen. Zwar sind die Verteilnetze grundsätzlich für die meisten Fälle ausreichend dimensioniert, allerdings kann es in stark belasteten Bereichen des Verteilnetzes an manchen Zeitpunkten im Jahr durch zu großes Windaufkommen zu punktuellen Überlastungen kommen.

Ausgleich des Prognosefehlers durch den Einsatz flexibler Verbraucher

Dieser erste Teil des Berichts soll sich auf eine Abschätzung konzentrieren, bei der davon ausgegangen wird, dass der Fehler von Prognose und Einspeisung für die Windenergieeinspeisung auszugleichen ist. Es wird dabei davon ausgegangen, dass genügend Demand Response Speicher vorhanden sind, um den Fehler zu jeder Zeit des Jahres zu 100% auszugleichen. Im ersten Schritt muss berechnet werden, wie viele solche Speichereinheiten dafür benötigt werden, während danach eine mögliche Betriebsführungsstrategie für die Speicher erstellt wurde und das finanzielle Potential der Lösung berechnet wird.

Zu allererst war es notwendig, um eine solche Abschätzung erhalten und durchführen zu können, möglichst genaue Daten zu ermitteln, welche sowohl Prognose der eingespeisten Leistung durch Windgeneratoren in Österreich, als auch die tatsächlich eingespeiste Leistung beinhalten. Diese beiden Datenreihen für das gesamte Jahr 2010 wurden dabei von unterschiedlichen Quellen bezogen. Die Werte für die tatsächlich eingespeiste Leistung wurden von der Webseite der „OeMAG Abwicklungsstelle für Ökostrom AG“ (http://www.oem-ag.at/green_energy/statistics/Winderzeugung.html) bezogen, während die Datenreihe, welche die Day-Ahead Prognosen enthält, von der Webseite der „APG – Austrian Power Grid“ (<http://www.apg.at/de/markt/erzeugung/windenergieprognose>) bezogen werden konnten. Grundsätzlich wären beide Datenreihen bei der APG zu beziehen, nach eingehender Recherche konnte aber festgestellt werden, dass diese die erste Datenreihe auch von der OeMAG beziehen. Beide Datenreihen enthalten sämtliche 15-Min-Leistungswerte für das gesamte Jahr 2010. Es wurde im Projekt das Jahr 2010 deswegen gewählt, weil einerseits beide Datenreihen bereits vollständig verfügbar waren und dadurch eine Abschätzung auf Basis eines gesamten Kalenderjahres möglich wird.

Im nächsten Schritt wurden Werte der Windkraftprognose (Day Ahead) für das gesamte Jahr 2010 mit Hilfe der Daten über die tatsächlich generierte Leistung durch die Windkraft analysiert und ausgewertet.

In Abbildung 28 ist der Verlauf der Einspeisung den Prognosedaten für den Jänner des Jahres 2010 gegenübergestellt. In dieser Abbildung ist die Differenz der beiden aufgetragen in grau.

Zur besseren Darstellung wurden in Abbildung 29 noch einmal die Werte für die erste Woche des Jänners 2010 dargestellt. In rot ist das am Tag zuvor prognostizierte Leistungsmittel für jeden Zeitpunkt (15 Minuten Profil) aufgetragen, während in blau die tatsächliche eingespeiste Leistung angezeigt wird. Grau dargestellt ist die Differenz zwischen Prognose und eingespeister Leistung. Zu Zeitpunkten, an denen mehr generiert wurde als erwartet, kann man anhand dieser Darstellung sehr gut den erreichten Überschuss erkennen, während im umgekehrten Fall die Leistungsdifferenz negativ ausfällt. Zu erkennen ist aus dieser Grafik die tendenziell gute Qualität der Vorhersage. So sind die tatsächlichen Werte beinahe nie deckungsgleich mit der Prognose, aber die Tendenz ist durchaus gut abschätzbar.

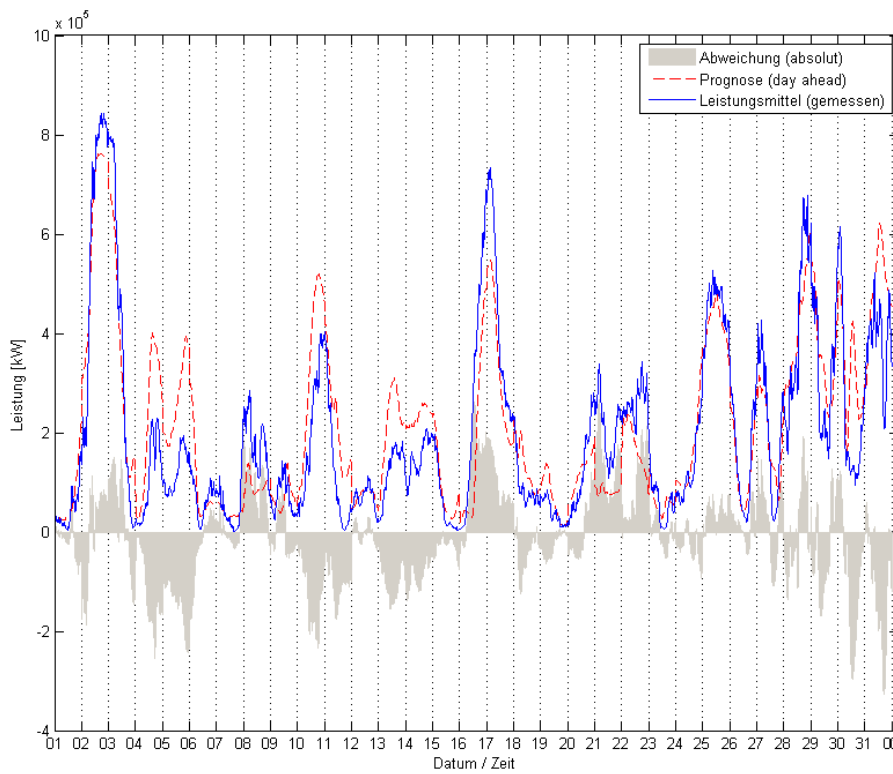


Abbildung 28: Vergleich Prognose / Messung Jänner 2010

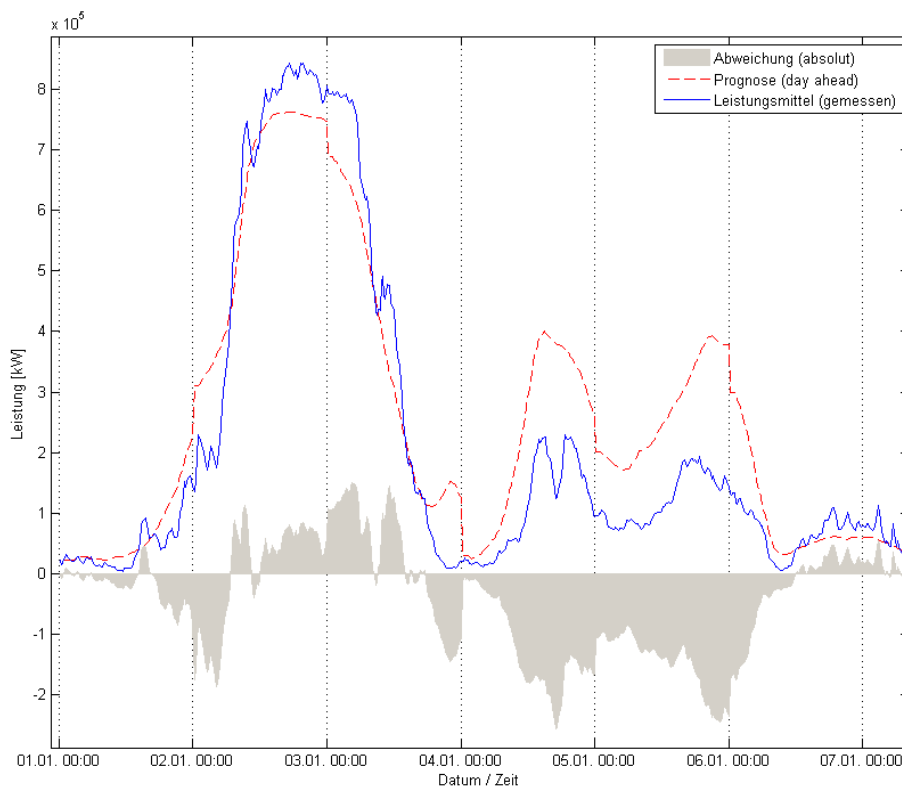


Abbildung 29: Vergleich Prognose / Messung 1.-7. Jänner 2010

Eine andere Möglichkeit den Zusammenhang zwischen der Vorhersage und den real eingespeisten Werten grafisch darzustellen, ist den vorhergesagten Wert für einen bestimmten Zeitpunkt über dem realen Wert zum selben Zeitpunkt aufzutragen. Dadurch entsteht eine Darstellung wie jene Darstellung in Abbildung 30. Für diese Grafik wurden beispielhaft die Werte für ein Monat des Jahres 2010 herangezogen. Die mit blauen x-Marker gekennzeichneten Punkte stellen dabei die Messwerte (y-Achse) über den Prognosewerten (x-Achse) für den Monat Jänner 2010 dar. Der theoretische Idealfall für durch Windenergie eingespeiste Elektrizität würde davon ausgehen, dass zu jedem Messzeitpunkt genau jene Menge an Energie eingespeist wird, wie in der Vorhersage angegeben. Dieser Idealfall ist im Diagramm rot dargestellt, sämtliche Werte liegen dabei auf der Winkelhalbierenden des ersten Quadranten. Gut ersichtlich ist der Darstellung auch zu entnehmen, dass sehr viele der gemessenen Werte (zumindest im Jänner 2010) im Bereich von 0-40000kW liegen, während nur vereinzelt Spitzenwerte über 70000kW erreicht worden sind.

Wäre es nun möglich, mit Hilfe von Speichern, die Differenz zwischen Prognose und tatsächlichem Wert zu verringern oder ganz zu vermeiden, so würden sämtliche blauen Markierungen in Richtung der roten Punkte tendieren. Besonderes Interesse kann dabei auf die Punkte gelegt werden, die in der unteren Hälfte des Diagramms dargestellt sind. Bei diesen Werten handelt es sich um jene Zeitpunkte, zu denen weniger Energie eingespeist wurde als vorhergesagt (vgl. z.B. Abbildung 28, 5.1.2010 00:00-23:45). Zu diesen Zeitpunkten wurde weniger Energie eingespeist und diese Differenz musste daher mit Hilfe von Regelenergie ausgeglichen werden. Dies ist deswegen von Bedeutung, da in der umgekehrten Situation

(mehr Energie wird eingespeist als vorab angenommen) durch weniger kostenintensive Maßnahmen wie dem Vom-Netz-Nehmen einzelner Einheiten dem Ungleichgewicht entgegengesteuert werden kann.

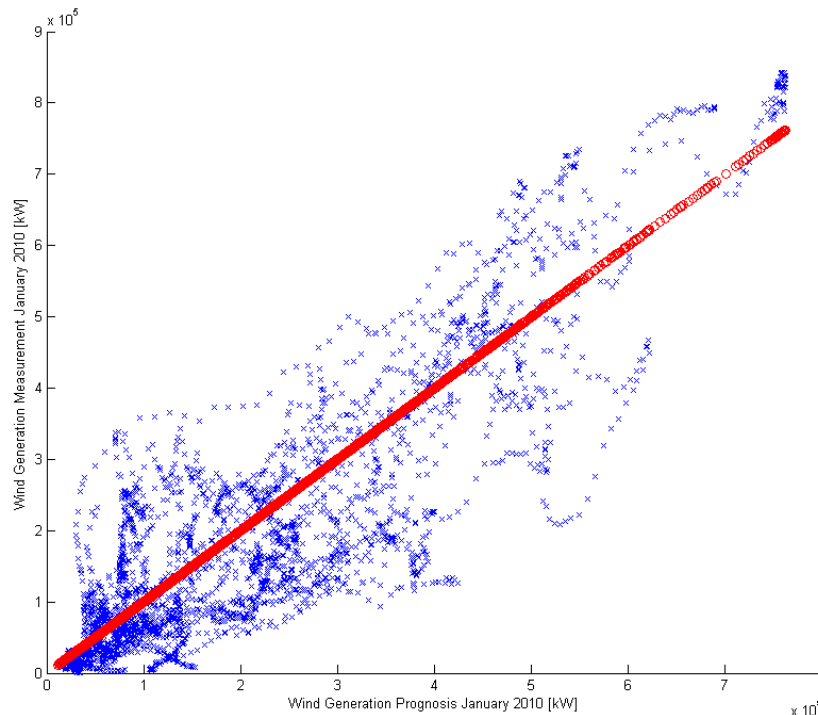


Abbildung 30: Punktwolke Vergleich Prognose / Messung Jänner 2010

Für die Aufstellung in Tabelle 7 wurden die statistischen Kennwerte für alle Werte des Prognosefehlers des Jahres ermittelt. Dazu wurde für alle Zeitpunkte die Differenz zwischen Prognose und Messwert gebildet. Herauszuheben ist dabei, dass bei den positiven Abweichungen, die dann auftreten wenn zu wenig Leistung vorhergesagt wurde, höhere Beträge auftreten als in der umgekehrten Situation. Es wurde daraus der Schluss gezogen, dass die Prognoseverfahren eher von weniger eingespeister Energie ausgehen. Aus den beiden weiteren Werten, nämlich dem Mittelwert und dem Modalwert, kann abgelesen werden, dass offensichtlich die Situation einer Unterproduktion vorherrscht, ist doch der Mittelwert (wenn auch im Verhältnis gesehen relativ knapp bei 0 liegend) negativ und auch der Modalwert eindeutig negativ. Einzig der absolute Wert der Fehler ist bei den positiven Abweichungen höher. Ob sich diese Beobachtung auf die angewandten Prognoseverfahren oder statistischen Effekten begründet, konnte allerdings nicht in erschöpfender Weise analysiert werden.

Größter negativer Fehler (Prognose > Messwert)	-4,358 * 105 kW
Größter positiver Fehler (Prognose < Messwert)	6,877*105 kW
Mittelwert des Fehlers	-1606 kW
Modalwert des Fehlers	-3,101*104 kW

Tabelle 7: Statistische Kennwerte der Prognosefehler für Windenergie im Jahr 2010

Szenario 1: Kompletter Ausgleich des Prognosefehlers

Das erste Szenario, das für die Bewertung der Möglichkeiten von Speichern zum Ausgleich der Leistungsschwankungen bei der Einspeisung von Windenergie erstellt wurde, geht zu aller erst von der Vorgabe aus, dass der gesamte Prognosefehler auszugleichen ist. Diese Vorgabe bedingt, dass sowohl positive als auch negative Fehler auszugleichen sind, wodurch natürlich sämtliche Spitzenwerte, auch wenn sie über das Jahr verteilt eher seltener auftreten, miteinbezogen werden müssen.

Zusätzlich zu dieser Vorgabe muss für eine grobe Berechnung der Anzahl der notwendigen Knoten zum Ausgleich des Fehlers auch ein möglichst realistisches Modell für die Speicherfähigkeit eines beliebigen funktionalen Gebäudes herangezogen werden. Wie bereits in den vorherigen Abschnitten beschrieben, entspricht das Testobjekt (ENERGYbase) mit seinen thermischen und funktionalen Eigenschaften eher nicht dem Durchschnitt, sondern der Oberklasse hinsichtlich Speicherfähigkeit und Beeinflussung. Aus diesem Grund wurde für diese Abschätzung ein geringeres Potential pro Knoten angenommen.

Angelehnt an die Haustechnik des ENERGYbase wurde davon ausgegangen, dass jeweils zwei beeinflussbare Komponenten mit jeweils 45 kW Leistungsaufnahme in jedem Gebäude vorhanden sind. Dies entspricht im ENERGYbase den in etwa den beiden vorhandenen Wärmepumpen (42,5 kW + weitere Pumpen). Außerdem kann aus Beobachtungen im ENERGYbase darauf geschlossen werden, dass die beiden Wärmepumpen nie zur selben Zeit in Betrieb sind. Beim Betrieb des ENERGYbase ist es überhaupt so, dass pro Saison immer nur eine der beiden Pumpen aktiv ist. Zu guter Letzt wird davon ausgegangen, dass es zu jeder Zeit des Jahres möglich ist, für maximal 2 h entweder die aktive Wärmepumpe auszuschalten, oder die inaktive Wärmepumpe hinzuzuschalten. Dies begründet sich in der Tatsache, dass selbst in den Fällen, bei denen die Büros im ENERGYbase nicht benutzt wurden und deswegen sehr knapp an der vorgegebenen unteren Grenze des Komfortbereichs lagen, immer eine mögliche Abschaltdauer von mindestens 5 Stunden ermittelt werden konnte. Diese Werte wurden noch einmal in Tabelle 8 zusammengefasst, während die möglichen Betriebszustände der beiden angenommenen Komponenten in Abbildung 31 noch einmal visualisiert wurden. Es muss hier allerdings klar festgestellt werden, dass die Situation des ENERGYbase mit einem zu jedem Zeitpunkt zuschaltbaren Verbraucher nicht üblich ist. Während Abschaltpotential bei so gut wie jedem Knoten angenommen werden kann ist, der umgekehrte Fall seltener.

Abschaltpotential	-45 kW
Zuschaltpotential	45 kW
Max. Dauer der Verbrauchsverschiebung	2 h pro Aktivierungsphase

Tabelle 8: Angenommene Werte für funktionale Gebäude als Speicher

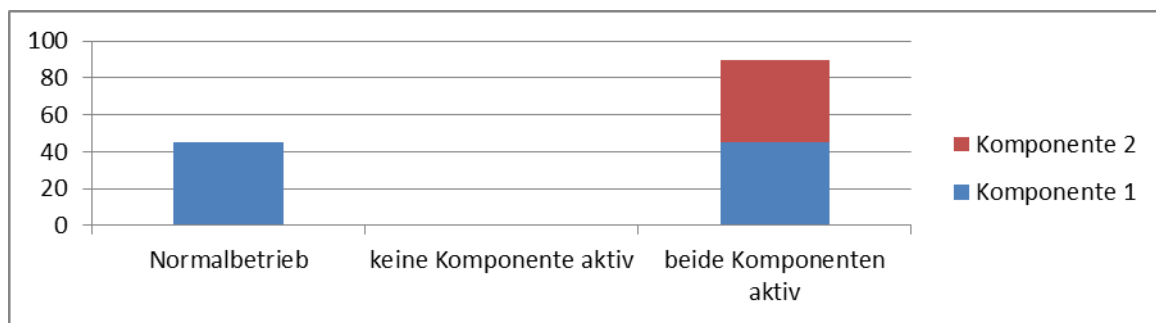


Abbildung 31: Mögliche Betriebszustände der angenommenen Gebäude

Wie bereits beschrieben, wurden diese Vereinfachungen aus dem Grund angenommen, dass das ENERGYbase nicht als durchschnittliches funktionales Gebäude angesehen werden kann. Um die Komplexität der darauf folgenden Annahmen zu verringern, ohne die grundsätzliche Aussage zu verändern, wurden die gesammelten Mess- und Prognosefaktoren mit dem Faktor 1:1000 skaliert, wodurch sich eine rein quantitative Verringerung der Werte ergab. Dem liegt die Idee zugrunde, dass man anhand einer geringeren Anzahl von simulierten Gebäuden zeigt, dass eine (im Verhältnis reduzierte) Abweichung zwischen Prognose und Messung weitgehend ausgeglichen werden kann. Es ist daraus abzuleiten, dass eine entsprechend größere Abweichung mit Hilfe einer erhöhten Anzahl funktionaler Gebäude ebenfalls möglich ist.

Qualitativ gibt es dadurch allerdings keine Veränderung am Verlauf. Die oben angeführten Werte für ein Gebäude gelten weiterhin, allerdings können diese nun nicht mehr als Einheit von einem Gebäude angesehen werden, sondern dass diese Anzahl nun um den Faktor 1000 höher ist. Dadurch wird allerdings die grundsätzliche Aussage des Ergebnisses nicht grundlegend verfälscht, sondern nur etwas ungenauer. Ausgehend von den Werten in Tabelle 7, nun um den Faktor 1000 verringert, kann nun berechnet werden, wie viele der angegebenen Einheiten benötigt werden, um (rein vom Absolutwert des Fehlers ausgehend) den maximalen Fehler, im negativen wie im positiven, zur Gänze auszugleichen. Dazu wurde der jeweilige absolute Fehler mit dem möglichen Zu- beziehungsweise Abschaltpotential dividiert. Das Ergebnis dieser Berechnung ist in der dritten Spalte der Tabelle 9 aufgeführt. Wie man aus diesen Werten erkennen kann, sind grundsätzlich weniger Einheiten notwendig, um die negativen Abweichungen auszugleichen. Da es sich bei diesem Ergebnis um eine Berechnung auf Basis des Skalierungsfaktors von 1:1000 handelt, kann gesagt werden, dass zwischen 15000 und 16000 Gebäude, welche Demand Response fähig sind, in Österreich notwendig sind, um den Prognosefehler bei der Einspeisung durch Windkraft auszugleichen. Im Folgenden sollte dieser Wert noch einmal mit Hilfe einer Modellrechnung untermauert werden.

Um eine mögliche Abschätzung innerhalb des angenommenen Szenarios basierend auf dem Skalierungsfaktor von 1:1000 zu ermöglichen und eine spätere Schedule-Erstellung für mögliche Aktivierungsstrategien der Speichereinheiten zu erhalten, wurden zwei Fälle definiert. Im ersten dieser Fälle wurde davon ausgegangen, dass der vorhandene Prognosefehler nicht zur Gänze ausgeglichen

werden kann, da zu wenige Speicher vorhanden sind. Die Werte, die diesem Fall zu Grunde liegen, finden sich in Spalte 4 der Tabelle 9. Im Gegensatz dazu wird im zweiten dieser Fälle davon ausgegangen, dass genügend Speichereinheiten vorhanden sind, um den Fehler zu jedem Zeitpunkt vollkommen auszugleichen. Die Werte für diesen Fall können ebenso der Tabelle 9 entnommen werden. Da sowohl positive als auch negative Fehler ausgeglichen werden sollen, werden in dem einen Fall also 15 Einheiten (à 1000 Gebäuden) und im anderen Fall 16 Einheiten benötigt, da der negative Fehler zwar mit weniger Einheiten auch ausgeglichen werden könnte, die Spitzenwerte des positiven Fehlers mit einer geringeren Anzahl aber nicht ausgeglichen werden könnten.

Notwendige Einheiten (1:1000)		Exakter Wert	Fall 1	Fall 2
			Unterkompensation	Überkompensation
Größter negativer Fehler (1:1000)	-4,358 * 102 kW	9.69	9	10
Größter positiver Fehler (1:1000)	6,877*102 kW	15.28	15	16

Tabelle 9: Anzahl der notwendigen Einheiten zum Ausgleich des Prognosefehlers

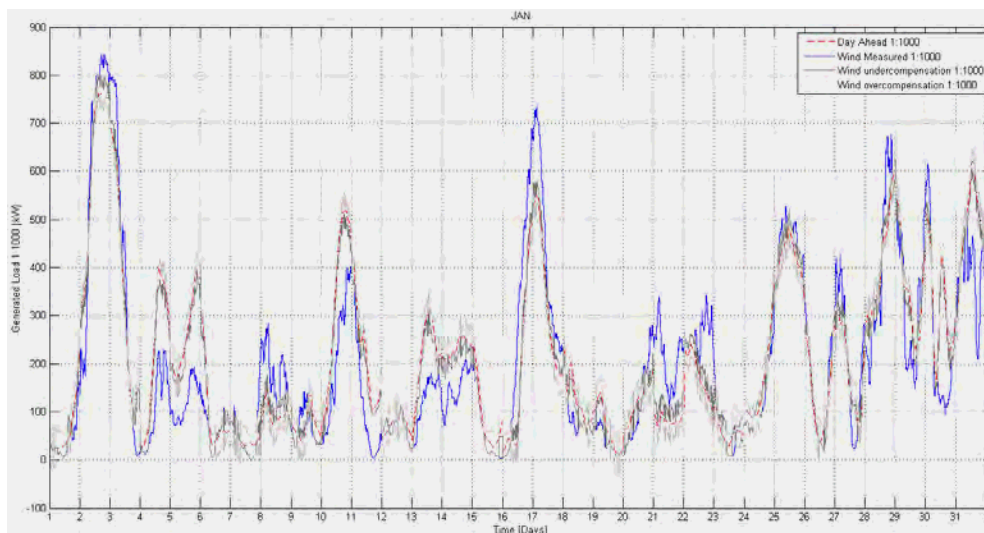


Abbildung 32: Vergleich kompensierter versus realer Verlauf Jänner 2010

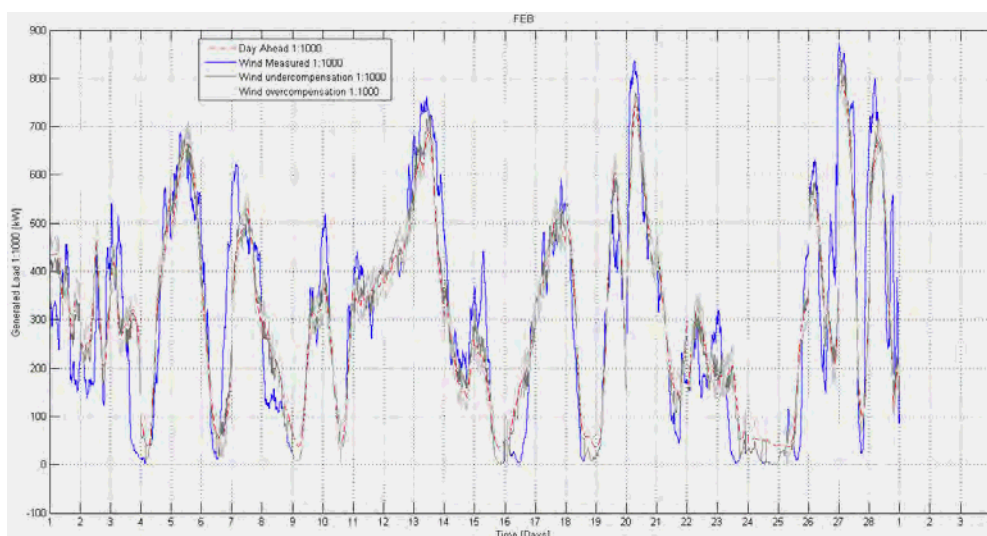


Abbildung 33: Vergleich kompensierter versus realer Verlauf Februar 2010

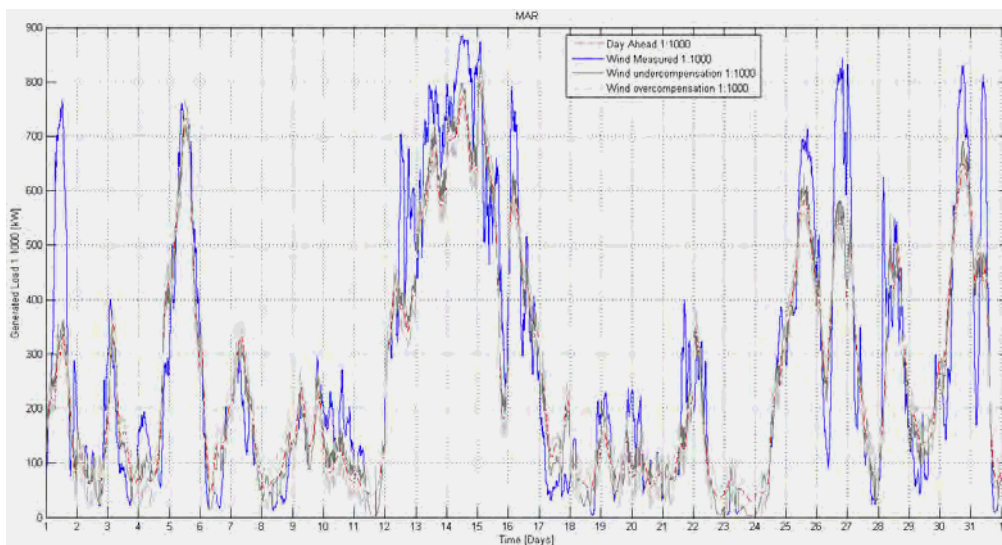


Abbildung 34: Vergleich kompensierter versus realer Verlauf März 2010

In den Diagrammen der Abbildung 32 bis Abbildung 34 können einige der Ergebnisse (konkret für die Monate Jänner-März) dieser Berechnung für das Jahr 2010 betrachtet werden. Wie festgestellt werden kann, gelang mit beiden angenommenen Fällen durchwegs eine Annäherung des tatsächlichen Messwertes zum Idealwert zu erreichen.

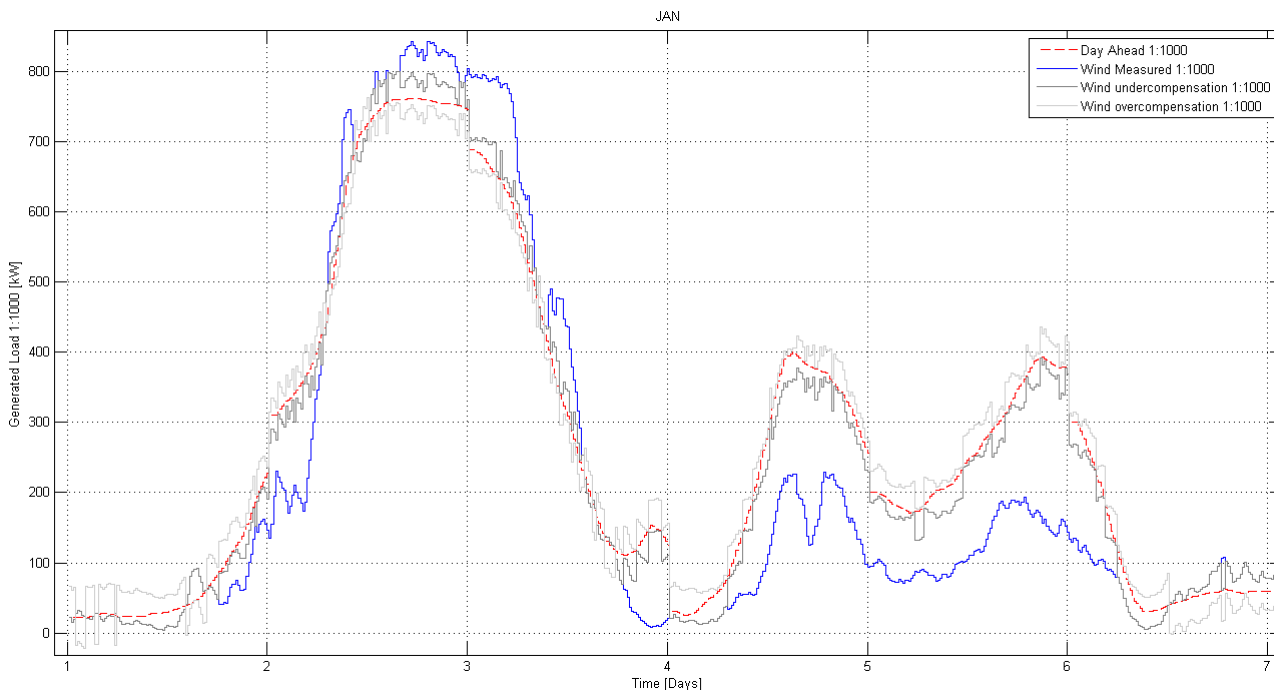


Abbildung 35: Vergleich kompensierter versus realer Verlauf 1.-7. Jänner 2010

In Abbildung 35 ist noch einmal die bereits in Abbildung 34 betrachtete Zeitperiode von 1.-7. März dargestellt. Auch hier ist gut ersichtlich, dass in beiden Fällen der Unter- bzw. Überkompensation der

ermittelte Verlauf sehr nahe am prognostizierten, und damit idealen, Verlauf liegt. Die Fehler, von bis zu ± 45000 kW sind dadurch begründet, da man bei einem Skalierungsfaktor von 1:1000 von 15 bzw. 16 Speichereinheiten mit 45000 kW ausgegangen wurde. Wäre die Betrachtung auf eine kleinere Einheit beschränkt worden, oder überhaupt mit den postulierten Speichereinheiten von 45 kW berechnet worden, wären diese Quantisierungsfehler weiter reduzierbar. Im Übrigen erscheint es wenig sinnvoll, im Falle einer Energiemenge durch Überkompensation mit Speichern künstlich einen Energieüberschuss zu generieren. Und auch im Zuge eines Überschusses künstlich eine Knappheit hervorzurufen, erscheint nicht realistisch. Allerdings kann durch diese Abschätzung gezeigt werden, dass mit Hilfe einer immer kleineren Quantisierung der Speichereinheiten der Prognosefehler immer weiter reduziert werden kann.

Auch in der bereits vorgestellten Darstellung, welche anhand einer Punktwolke einen Überblick liefert, wie weit die ermittelten Messpunkte von ihrem idealen Wert entfernt sind, kann sehr gut erkannt werden, dass es mit Hilfe von Über- und Unterkompensation gelungen ist, die Einspeisewerte durchwegs in Richtung ihres Idealwertes zu verschieben (vgl. Abbildung 36 und Abbildung 37).

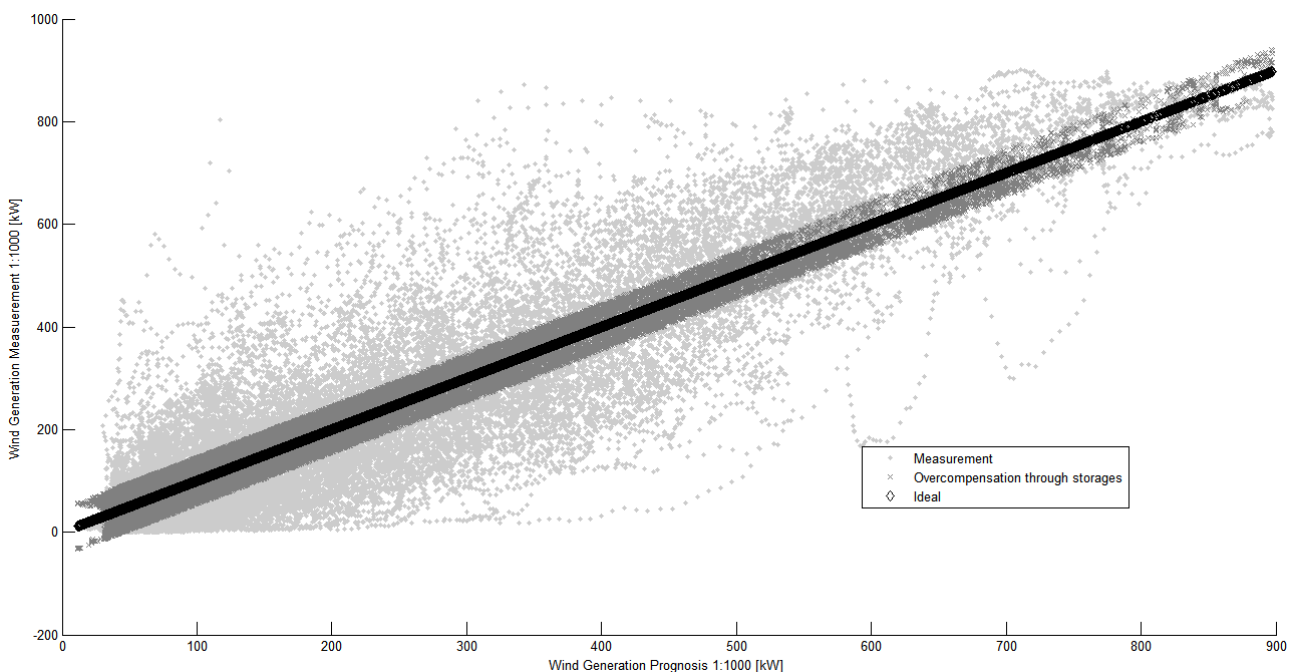


Abbildung 36: Punktwolken Ideal, gemessen und mittels Speichern verschoben (Überkompensation)

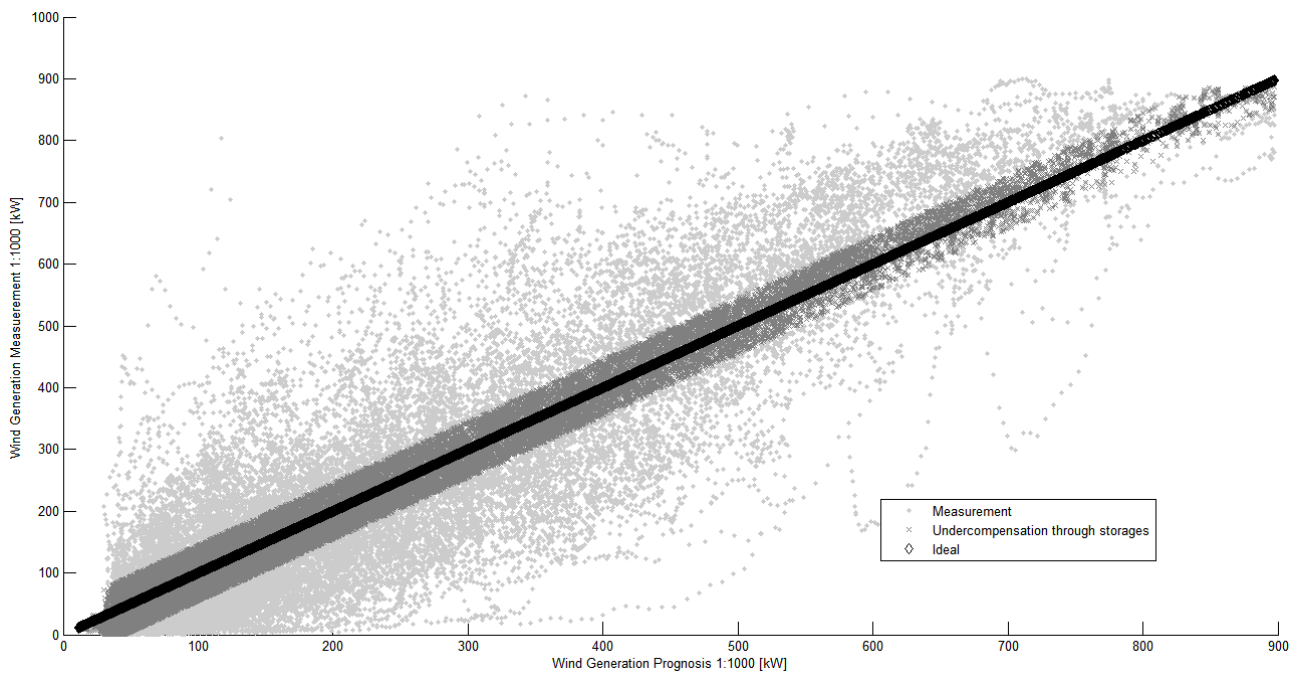


Abbildung 37: Punktwolken Ideal, gemessen und mittels Speichern verschoben (Unterkompensation)

Zuletzt wurde auf Basis der beschriebenen Ergebnisse eine mögliche Betriebsführungsstrategie entwickelt. Diese geht davon aus, dass der Ansatz der Unterkompensation durchgeführt wurde und die letztendlich verbleibende Differenz durch herkömmliche Ausgleichsstrategien mit Hilfe fossiler Energieträger ausgeglichen werden kann. Für diese Strategie wurde nun also davon ausgegangen, dass insgesamt 15 (im unskalierten Fall also 15000) Einheiten in Österreich zur Verfügung stehen, um Prognosefehler auszugleichen. Diese sollten auf möglichst ausgeglichene Art und Weise so geschaltet werden, dass jeder der Speicher an dieselben Anzahl an Events (seien es positive oder negative) teilnimmt. Außerdem sollte die Vorgabe beachtet werden, dass keiner der Speicher mehr als 2 Stunden in Folge, und auch bei auftretenden Unterbrechungen maximal diese Zeit in Folge aktiv ist.

	From	To	Amount Buildings (x1000)	Amount											Checksum						
				B01	B02	B03	B04	B05	B06	B07	B08	B09	B10	B11		B12	B13	B14	B15		
02.01.2010 00:00	02.01.2010 00:00	02.01.2010 00:15	-3	0	0	-1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
02.01.2010 00:15	02.01.2010 00:30	02.01.2010 00:45	-2	0	0	0	-1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
02.01.2010 00:45	02.01.2010 01:00	02.01.2010 01:15	-2	0	0	0	-1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
02.01.2010 01:15	02.01.2010 01:30	02.01.2010 01:45	-2	0	0	0	-1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
02.01.2010 01:45	02.01.2010 02:00	02.01.2010 02:15	-3	0	0	0	-1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
02.01.2010 02:15	02.01.2010 02:30	02.01.2010 02:45	-3	0	0	0	-1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
02.01.2010 02:45	02.01.2010 03:00	02.01.2010 03:15	-2	0	0	0	0	-1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
02.01.2010 03:15	02.01.2010 03:30	02.01.2010 03:45	-3	0	0	0	-1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
02.01.2010 03:45	02.01.2010 04:00	02.01.2010 04:15	-4	0	0	0	0	0	0	-1	-1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
02.01.2010 04:15	02.01.2010 04:30	02.01.2010 04:45	-3	0	0	0	0	0	0	-1	-1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
02.01.2010 04:45	02.01.2010 05:00	02.01.2010 05:15	-2	0	0	0	0	0	0	-1	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
02.01.2010 05:15	02.01.2010 05:30	02.01.2010 05:45	-1	0	0	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
02.01.2010 05:45	02.01.2010 06:00	02.01.2010 06:15	-1	0	0	0	0	0	0	0	-1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
02.01.2010 06:15	02.01.2010 06:30	02.01.2010 06:45	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
02.01.2010 06:45	02.01.2010 07:00	02.01.2010 07:15	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
02.01.2010 07:15	02.01.2010 07:30	02.01.2010 07:45	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
02.01.2010 07:45	02.01.2010 08:00	02.01.2010 08:15	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
02.01.2010 08:15	02.01.2010 08:30	02.01.2010 08:45	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
02.01.2010 08:45	02.01.2010 09:00	02.01.2010 09:15	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0
02.01.2010 09:15	02.01.2010 09:30	02.01.2010 09:45	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0
02.01.2010 09:45	02.01.2010 10:00	02.01.2010 10:15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
02.01.2010 10:15	02.01.2010 10:30	02.01.2010 10:45	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
02.01.2010 10:45	02.01.2010 11:00	02.01.2010 11:15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
02.01.2010 11:15	02.01.2010 11:30	02.01.2010 11:45	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
02.01.2010 11:45	02.01.2010 12:00	02.01.2010 12:15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
02.01.2010 12:15	02.01.2010 12:30	02.01.2010 12:45	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
02.01.2010 12:45	02.01.2010 13:00	02.01.2010 13:15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
02.01.2010 13:15	02.01.2010 13:30	02.01.2010 13:45	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
02.01.2010 13:45	02.01.2010 14:00	02.01.2010 14:15	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
02.01.2010 14:15	02.01.2010 14:30	02.01.2010 14:45	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
02.01.2010 14:45	02.01.2010 15:00	02.01.2010 15:15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
02.01.2010 15:15	02.01.2010 15:30	02.01.2010 15:45	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
02.01.2010 15:45	02.01.2010 16:00	02.01.2010 16:15	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
02.01.2010 16:15	02.01.2010 16:30	02.01.2010 16:45	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	0
02.01.2010 16:45	02.01.2010 17:00	02.01.2010 17:15	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0
02.01.2010 17:15	02.01.2010 17:30	02.01.2010 17:45	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
02.01.2010 17:45	02.01.2010 18:00	02.01.2010 18:15	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
02.01.2010 18:15	02.01.2010 18:30	02.01.2010 18:45	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0
02.01.2010 18:45	02.01.2010 19:00	02.01.2010 19:15	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0
02.01.2010 19:15	02.01.2010 19:30	02.01.2010 19:45	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0
02.01.2010 19:45	02.01.2010 20:00	02.01.2010 20:15	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
02.01.2010 20:15	02.01.2010 20:30	02.01.2010 20:45	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
02.01.2010 20:45	02.01.2010 21:00	02.01.2010 21:15	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
02.01.2010 21:15	02.01.2010 21:30	02.01.2010 21:45	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
02.01.2010 21:45	02.01.2010 22:00	02.01.2010 22:15	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
02.01.2010 22:15	02.01.2010 22:30	02.01.2010 22:45	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
02.01.2010 22:45	02.01.2010 23:00	02.01.2010 23:15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
02.01.2010 23:15	02.01.2010 23:30	02.01.2010 23:45	1	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Abbildung 38: Auszug aus der ermittelten Betriebsführungsstrategie für Speicher zum Ausgleich des Prognosefehlers bei Unterkompensation

Zur Erklärung der in Abbildung 38 dargestellten Inhalte muss gesagt werden, dass der linke Teil der Tabelle den berechneten Anteil an Gebäuden enthält, der zu jedem Zeitpunkt entweder seine Last abwirft (negative Zahl) oder zusätzliche Last generieren soll (positive Zahl). Wie bereits erwähnt, wird davon ausgegangen, dass der gewünschte Zielwert (Prognose der eingespeisten Leistung) so nahe wie möglich mit den gegebenen Mitteln angenähert werden soll, es dabei aber keinesfalls zu Überschreitungen kommt. Deswegen sind im rechten Teil der Tabelle 15 Einheiten (skaliert á 1000 Gebäuden) aufgetragen. Dieser Wert wurde bereits vorher (Tabelle 9 zu entnehmen) als die notwendige Mindestanzahl von Einheiten im Fall der Unterkompensation ermittelt.

In rechten Teil ist aufgetragen, zu welchen Zeitpunkten die jeweiligen Gebäude entweder positive oder negative Ausgleichswirkung beisteuern. Ist mehr als eine Einheit notwendig, wurden mehrere Einheiten gleichzeitig ausgeschaltet. Zusätzlich wird die Vorgabe, dass eine Einheit nie länger als 2 Stunden (8 Timeslots) aktiv zum Ausgleich herangezogen werden soll und gleichzeitig auch bei Unterbrechungen immer nur maximal für diese Zeitspanne ein und dieselbe Einheit aktiv ist. Zu erkennen ist der erste Fall beispielsweise in den 8 aufeinanderfolgenden Timeslots von 00:15-02:00 bei Einheit 4. Weiters sieht man bei Einheit 5, dass auch eine Unterbrechung diese Vorgabe nicht beeinflusst. Und aus diesem Grund am Ende dieser Aktivierungsperiode um 02:15 eine andere Einheit diese Aufgabe übernimmt.

Bei dieser Art des Scheduling wurde davon ausgegangen, dass Ein- und Ausschalt events vollkommen gleichwertig sind und es würde im Fall eine Aktivierung der einen wie der anderen Art als Aktivierung gelten. Siehe wieder in Abbildung 38 – Einheit 10 ist ab 04:00 für 7 Timeslots als Ausgleich für einen negativen Fehlerfall aktiv und einige Zeit später für 1 Timeslot im positiven Fall. Erst danach wird ein anderer Knoten aktiv. Diese Strategie wurde auf das gesamte Jahr angewandt und wie in Tabelle 10 zu sehen, ist die Summe aller Aktivierungen der einzelnen Einheiten über das Jahr hinweg beinahe ident.

Einheit	B01	B02	B03	B04	B05	B06	B07	B08	B09	B10	B11	B12	B13	B14	B15
Summe Events	2600	2600	2600	2600	2600	2600	2598	2592	2592	2592	2592	2592	2592	2592	2592
Abwurf	1338	1283	1291	1316	1337	1314	1324	1368	1361	1401	1425	1410	1389	1384	1353
Zuschaltevent	1262	1317	1309	1284	1263	1286	1274	1224	1231	1191	1167	1182	1203	1208	1239

Tabelle 10: Summe der Aktivierungen der einzelnen Speichereinheiten im Jahr 2010 bei Unterkompensation

In diesem Dokument wurde nur die Schedulingstrategie im Fall der Unterkompensation vorgestellt. Ebenso wurde für den Fall der Überkompensation aller Fehler ein Schedule entwickelt. Dieser ist dem Dokument beigelegt. Als Vergleich sei hier auf die Tabelle 11 verwiesen, in der die Summenwerte für die Aktivierung der Events im Fall der Überkompensation enthalten sind. Zu erkennen ist, dass sich die Summe der Aktivierungen für jede der Einheiten beinahe verdoppelt, da auch im Fall eines Fehlers mit einem Absolut-Betrag von weniger als 45000 kW ausgleichend eingegriffen wird.

Einheit	B01	B02	B03	B04	B05	B06	B07	B08	B09	B10	B11	B12	B13	B14	B15	
Summe Events	4624	4624	4624	4624	4624	4624	4624	4624	4624	4624	4624	4624	4624	4624	4622	
Abwurf	2136	2135	2169	2172	2209	2232	2224	2220	2282	2302	2244	2184	2118	2131	2130	
Zuschaltevent	2488	2489	2455	2452	2415	2392	2400	2404	2342	2322	2380	2440	2506	2493	2492	

Tabelle 11: Summe der Aktivierungen der einzelnen Speichereinheiten im Jahr 2010 bei Überkompensation

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass es mit Hilfe der vorgestellten Aktivierungsstrategie bzw. Betriebsführungsstrategie möglich ist, den Prognosefehler in den vorgegebenen Randbedingungen auszugleichen. Dabei kann beobachtet werden, dass die Aktivierung der einzelnen Einheiten beinahe gleich häufig ist, sich aber dahingehend unterscheidet, da die analysierte Anzahl der Messpunkte nicht genau durch die Anzahl der Einheiten dividiert werden kann und dadurch also ein Rest entsteht.

Außerdem kann gesagt werden, dass in den meisten Fällen rund 24:00 zwischen den einzelnen Aktivierungsphasen eines Gebäudes (bzw. in diesem Fall einer Gebäudegruppe) liegen. Besonders in Zeiten starker Windeinspeisung und tendenziell großer positiver Prognosefehler wurden allerdings bei dieser geringen Anzahl an Einheiten Zeitspannen von nur 3 Stunden zwischen den Aktivierungsphasen ermittelt.

Diese Zeitspannen sind vor allem dadurch bedingt, dass die Abschätzung von der minimalen Anzahl an notwendigen Gebäuden ausgeht und die maximale Dauer der Aktivierungsphase mit 2 Stunden sehr gering gewählt wurde, um dem nicht optimalen thermischen Eigenschaften des Gebäudebestands im Gegensatz zum ENERGYbase Rechnung zu tragen.

Es ist davon auszugehen, dass bei dieser Art des Scheduling noch Optimierungspotential besteht, ist es jedoch beispielsweise denkbar, dass direkt aneinandergrenzende Phasen von negativen und positiven Fehlern von ein und derselben Einheit ausgeglichen werden könnten, selbst wenn die eigentliche Aktivierungsphase bereits abgelaufen ist. Dies um einerseits den Speicherverlust möglichst gering zu halten (es ist davon auszugehen, dass die Gebäudeautomation in Phasen von Nicht-Aktivierung wieder ihrem Arbeitspunkt zustrebt) und andererseits auf diese Art und Weise den Abstand der Eingriffe und Aktivierungen für jede einzelne Einheit weiter zu erhöhen, um möglichst selten in den Normalablauf eingreifen zu müssen. Auf diese Weise könnten auch auf dieser Ebene die bereits beschriebenen Fälle des Vorab-Füllens des Speichers (Abbildung 3 bis **Abbildung 5**) abgebildet werden.

Szenario 2: Ausgleich des negativen Prognosefehlers

Im ersten vorgestellten Szenario wurde gezeigt, dass mit Hilfe Demand-Response-fähiger Gebäude durchaus Strategien entwickelt werden können, um den Prognosefehler, der bei Windkrafteinspeisung auftritt, auszugleichen. Dabei wurden die beiden Fälle des positiven wie des negativen Fehlers durchwegs gleich behandelt. Diese beiden Fälle sind aber von ihrer Bedeutung durchaus unterschiedlich, da bei einer Überproduktion sehr leicht (und weniger kostenintensiv) mit verminderter Einspeisung reagiert werden kann oder die Überproduktion kurzfristig sogar exportiert und damit gewinnbringend abgegeben werden könnte. Im umgekehrten Fall stellt sich die Sache allerdings anders dar. Ist zu wenig Einspeisung durch eine falsche Prognose vorhanden, muss auf herkömmliche Art Regelernergie bereitgestellt werden. Deswegen wird in diesem zweiten Szenario nur der Fall alleine betrachtet, dass die Verschiebung der Last nur dann notwendig ist, wenn ein negativer Fehler vorliegt.

Das verwendete Speichermodell soll wieder auf Basis des ENERGYbase abgeleitet werden und entspricht dem bereits vorgestellten Modell. Es soll also davon ausgegangen werden, dass zu jedem beliebigen Zeitpunkt im Jahr und es für jeden der Demand-Response-Speicher möglich ist, 45 kW Last für maximal 2 Stunden abzuwerfen. Die Vorgaben entsprechen also genau jenen, die bereits in Tabelle 8 und Abbildung 31 vorgestellt wurden. Mit dem einzigen Unterschied, dass nun davon ausgegangen wird, dass keinerlei Zuschaltpotential vorliegt.

Wie im bereits beschriebenen Fall, soll auch hier, um eine grobe Abschätzung des möglichen Potentials zu erhalten, die Rechnung mit dem Faktor 1000 skaliert werden, vor allem um die Erstellung der Aktivierungsschedules einfacher zu gestalten. Wie auch vorher kann davon ausgegangen werden, dass das Ergebnis qualitativ nicht verfälscht wird und nur ein quantitativer Fehler entsteht.

Im ersten Schritt soll auch hier gezeigt werden, wie durch die Zuschaltung von Speichern in Fällen von zu wenig eingespeister Energie, der gemessene Verlauf an die Prognose herangeführt werden kann. Im Gegensatz zu Szenario 1 wird aber hier nur jene Strategie betrachtet, bei der der aufgetretene Fehler zur Gänze ausgeglichen worden ist. Das ist jene Strategie, die im vorherigen Fall als „Überkompensation“ bezeichnet wurde. Abbildung 39 bis Abbildung 41 zeigen die simulierten Verläufe im Vergleich zu den gemessenen und prognostizierten Daten. Die Anzahl der benötigten Gebäude wurde auch hier wie bereits im vorherigen Abschnitt ermittelt (vgl. Tabelle 9) und beläuft sich auf 10 Einheiten á 1000 Gebäude.

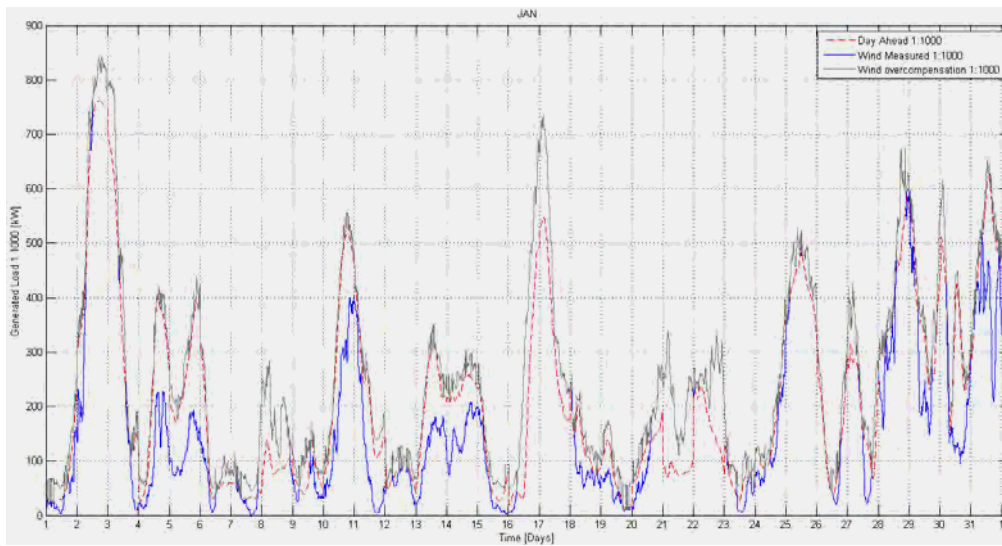


Abbildung 39: Vergleich kompensierter versus realen Verlauf Jänner 2010

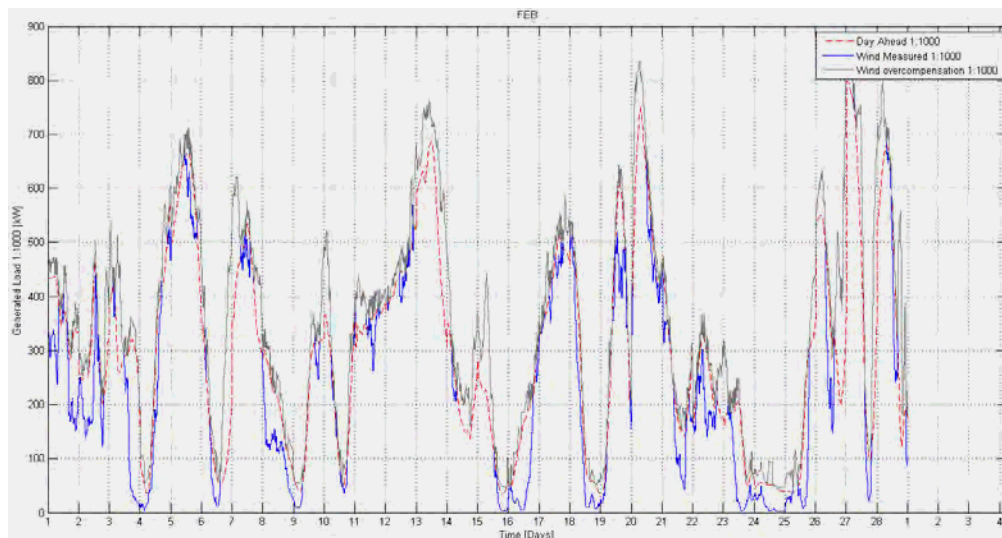


Abbildung 40: Vergleich kompensierter versus realen Verlauf Februar 2010

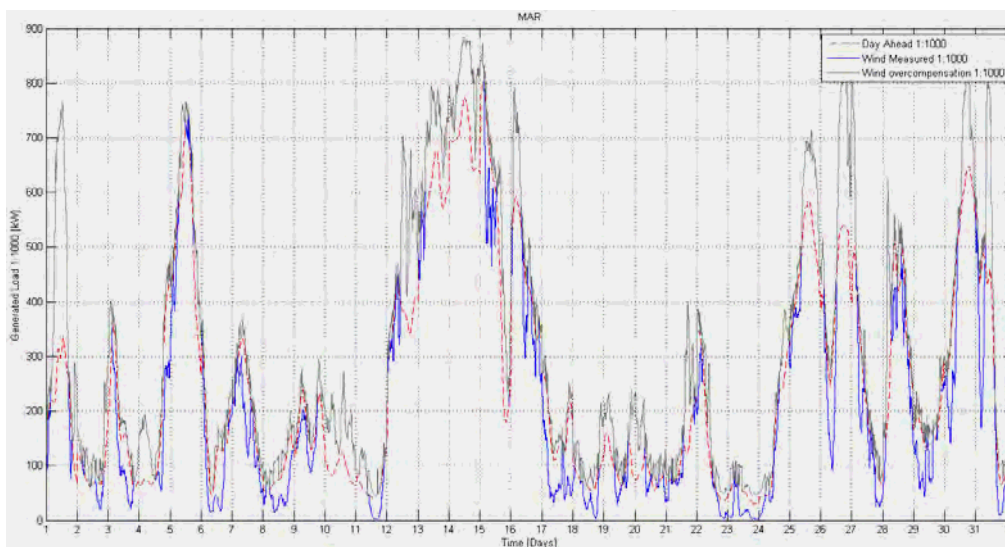


Abbildung 41: Vergleich kompensierter versus realen Verlauf März 2010

Es ist wieder ersichtlich, dass es in allen Fällen möglich war Phasen der Unterproduktion auszugleichen, während jene Phasen in denen Überproduktion, also ein positiver Fehler, auftritt hier unverändert übernommen wurden. Zur besseren Visualisierung wurden auch für diesen Fall die Werte für den Zeitraum von 1.-7. Jänner grafisch aufbereitet (vgl. Abbildung 42). Wie als Ziel vorgegeben ist, wurde der eigentliche Verlauf dahingehend verschoben, dass nur noch Werte über dem prognostizierten Wert auftreten, aber keine Werte unterhalb der Prognosewerte auftreten.

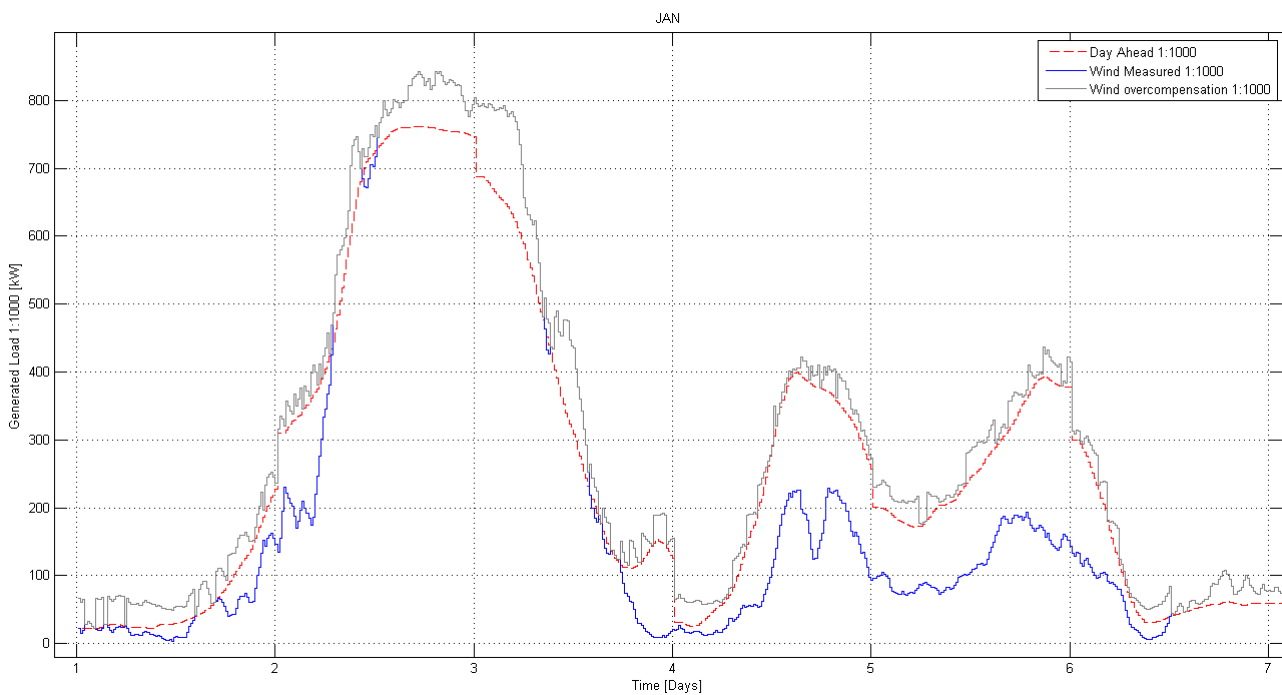


Abbildung 42: Vergleich kompensierter versus realer Verlauf 1.-7. Jänner 2010

Die Darstellung mit Hilfe einer Punktwolke (Abbildung 43) zeigt auch hier sehr gut, wie die Vorgaben innerhalb des gesamten Jahres erfüllt werden konnten. Wie zu erkennen ist, befinden sich nach Aktivierung der Speicher, keine Werte unterhalb der Ideallinie, in allen Fällen konnte so der negative Fehler ausgeglichen werden.

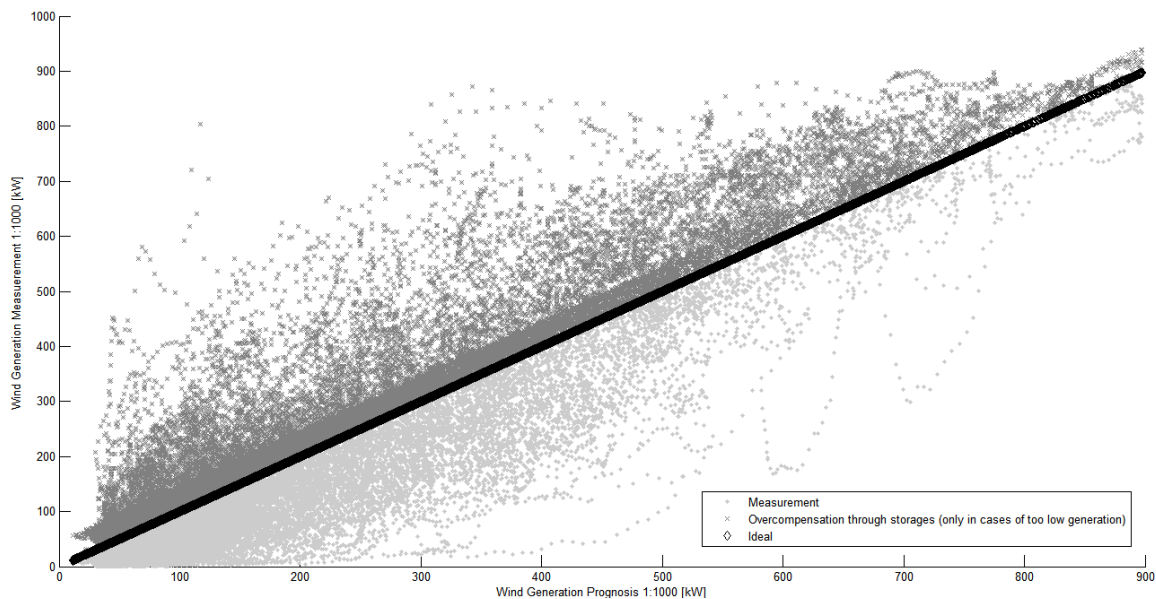


Abbildung 43: Punktwolken Ideal, Gemessen und mittels Speichern verschoben (Überkompensation des negativen Fehlers)

Anzumerken ist, dass die negativen Prognosefehler mit bedeutend weniger Speichereinheiten ausgeglichen werden können, als wenn die positiven Abweichungen auch zu 100% ausgeglichen werden sollen. Die Zahlen sind mit 10 Einheiten á 1000 Gebäuden im Fall der Kompensation bei negativen Prognosefehlern im Vergleich zu 16 Einheiten á 1000 Gebäuden im anderen Fall doch bedeutend unterschiedlich. Dies macht sich auch später bei der finanziellen Betrachtung bemerkbar.

Auch für das beschriebene Szenario wurde ein möglicher Schedule für die Speicheraktivierung entwickelt. Wiederum wurde von den in Szenario 1 beschriebenen Vorgaben ausgegangen, dass die Aktivierungsphasen möglichst gleichmäßig auf alle Speicher aufzuteilen sind und keiner der Speicher länger als 2 Stunden aktiv ist. In Abbildung 44 ist ein Ausschnitt dieses Schedules zu sehen. Zu erkennen ist, dass in sämtlichen Situationen, in denen ein positiver Fehler auftritt, kein Eingriff von Seiten der Speicherkomponenten erfolgt. Andererseits werden auftretende negative Fehler mit Hilfe der vorhandenen Speichereinheiten erfolgreich kompensiert. Die häufige Aktivierung der Speicher ist vor allem in der geringeren Anzahl und in der mit 2 Stunden geringen Abschaltdauer begründet. Sie stellt in dieser Art und Weise sicherlich die untere Grenze dar und ist somit als eine Worst-Case-Rechnung zu sehen. Mit geeigneter Anzahl und Qualität der Demand-Response-Speicher ist der Abstand der Aktivierungsphasen durchaus skalierbar.

In Tabelle 12 ist die Anzahl der Aktivierungsphasen im Jahr 2010 für jede der im Schedule notwendigen 10 Einheiten an Gebäuden zu entnehmen. Die höhere Anzahl an Events für jede der Einheiten im Gegensatz zu den vorher betrachteten Szenarien begründet sich in der Vorgabe, dass die Fehler immer vollkommen kompensiert werden sollen. Wie bereits am Beginn dieses Kapitels beschrieben, liegen häufiger negative Prognosefehler vor (zu erkennen am negativen Mittelwert und Modalwert); diese haben geringere Absolutbeträge (insgesamt weniger Einheiten notwendig).

Einheit	B01	B02	B03	B04	B05	B06	B07	B08	B09	B10
Summe Events	3897	3896	3896	3896	3896	3896	3896	3896	3896	3896
Abwurf	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Zuschaltevent	3897	3896	3896	3896	3896	3896	3896	3896	3896	3896

Tabelle 12: Summe der Aktivierungen der einzelnen Speichereinheiten im Jahr 2010

Um das (auch finanzielle) Potential der vorgeschlagenen Lösungen abschätzen zu können, wurde folgendermaßen vorgegangen. Im ersten Schritt wurden die Regelenergiepreise für das Jahr 2010 bei der Gesellschaft „Austrian Power Grid – APG“ ermittelt. Diese können jederzeit auf der Homepage der APG frei heruntergeladen werden. Den dort hinterlegten Datenreihen kann unter anderem auch die Datenreihe „Clearingpreis 1“ entnommen werden. Diese enthält die Preise für die in den angegebenen 15 Minuten angefallene Abweichung. Diese Datenreihe soll in diesem Projekt dazu herangezogen werden, das mögliche finanzielle Potential der Lösung abzuschätzen, das dadurch entsteht, dass keinerlei Preise für die „Abweichungen“ anfallen. Um die bisherigen Werte zur mittleren Leistungsaufnahme (in kW) für die Zeitintervalle mit den angegebenen Preisen (in €/kWh) zusammen verwenden zu können, müssen die ermittelten Werte der veränderten Leistungsaufnahme von kW in kWh umgerechnet werden. Es wurde infolgedessen der Wert für alle 15 Minuten-Timeslots mit dem korrespondierenden Clearingpreis für die Abweichung multipliziert und die ermittelten Ergebnisse über das gesamte Jahr hinweg aufsummiert. Tabelle 13 zeigt die so ermittelten finanziellen (gerundeten) Vergleichszahlen in Euro für das gesamte Jahr 2010 für die in diesem Projekt untersuchten Szenarien. Es ist daraus zu erkennen, dass die zuerst negative Summe durchwegs ins positive umgekehrt werden konnte. Im Fall der reinen Überkompensation der negativen Abweichungen konnte sogar eine substanziiell sehr viel höhere Vergleichszahl ermittelt werden. Dies begründet sich daraus, dass im Falle einer Unterproduktion vermieden wurde möglicherweise hohe negative Clearinggebühren entrichten zu müssen, während in Zeiten natürlicher Überproduktion die überschüssige Energie möglicherweise gewinnbringend ans Netz abgegeben werden konnte.

Ohne Kompensation	Überkompensation positive + negative Abweichungen	Unterkompensation positive + negative Abweichungen	Überkompensation negative Abweichungen
- 10862070 €	98567761 €	92374475 €	110788111 €

Tabelle 13: Summe Clearingpreis für Abweichungen

Es kann also anhand dieser groben Abschätzung definitiv gesagt werden, dass der Ausgleich der negativen Prognoseabweichung bei Windenergieeinspeisung in Österreich mit Hilfe von 10000 Demand-Response-fähigen Gebäuden möglich ist, wenn jedes dieser Gebäude ein Abschaltpotential im Bereich der Heizungs- und Kühlungstechnik von 45 kW Leistungsaufnahme hat. Die finanziellen Chancen zu solch einer Lösung wurden im Zuge der Untersuchung grob ermittelt, das ebenfalls auf ein vielversprechendes Potential hinweist.

Räumliche Nutzung verteilter Demand Response Speicher zum Ausgleich von Netzschwachstellen

Wie in den vorhergehenden Abschnitten ausgeführt, gibt es bei der Integration von erneuerbaren Energieträgern zwei grundlegende Problematiken. Das erste Problem ist die Diskrepanz zwischen Prognose und tatsächlich verfügbarer und eingespeister Leistung. Diese Problematik ist mit geeigneten Speicherstrategien, wie bereits gezeigt, durchaus lösbar. Die weitere Herausforderung bei der Integration Erneuerbarer ist die Schwierigkeit möglichen Überlastungen der Übertragungsleitungen vorzubeugen.

Eine solche Situation kann beispielsweise dann auftreten, wenn an einer Stelle in einem Abschnitt des Netzes mehr eingespeist wird, als durch die verbundenen Leitungen abgeführt werden kann (Stichwort Grid-Bottle-Neck). Dies kann dadurch passieren, dass die Leitungen für die maximal angeschlossene Last ausgelegt sind und ein Einspeiseszenario (geografisch gesehen) von der Verbraucherseite aus (Niederspannungsnetze werden als Verbraucher angesehen) dabei nicht oder nur ungenügend vorausgesehen wurde.

Durch solche Einschränkungen müssen Strategien entwickelt werden, wodurch kurzfristig Überlastungen der Leitungen vermieden werden können. Dabei soll die „grundlegende“ Eigenschaft der Speicher, nämlich der Ausgleich der Prognose/Einspeisediskrepanz weiterbestehen und nur kurzfristig eine weitere „Strategie-Ebene“ einfügen, um diesen geografischen Ausgleich zu ermöglichen. Eine dafür gefundene Lösung beinhaltet die Notwendigkeit zwei gleichartige Speicherknoten (oder zwei gleichwertige Gruppen von Speichern) in den einzelnen Teilnetzen „logisch“ einander zuzuordnen. Dann ist es möglich in Situationen starker Einspeisung in Subnetz A und möglicher Netzüberlastung durch die Energieübertragung in Subnetz B folgende Strategie umzusetzen:

Während in Subnetz A eingespeist wird, muss der für die Leitung möglicherweise nicht bewältigbare Überschuss von den Speichern in Subnetz A aufgenommen werden, die Speicherstände füllen sich also. Gleichzeitig muss in Subnetz B dieselbe Menge an Energie aus den dort vorhandenen Speichern entnommen werden. Die Leitung(en), welche die beiden Teilnetze miteinander verbinden soll(en), gleichzeitig niemals höher als bis zum maximalen Limit belastet werden. Dadurch entsteht eine Situation, in der die Speicher in Subnetz A gefüllt werden, während die in Subnetz B befindlichen Speicher geleert werden. Sobald die Leitung wieder zusätzliche Kapazitäten hat, muss in einem weiteren Schritt die in den Speichern in Subnetz A befindliche überschüssige Energie in die Speicher in Subnetz B überführt werden, um wieder eine ausgeglichene Bilanz in den Speichern zu erzeugen.

Der Grund für diese Möglichkeit die Speicher für geografischen Lastausgleich zu verwenden ist, dass ansonsten die durch erneuerbare und verteilte Leistung nicht zu 100% genutzt werden kann. Die Alternative zu dem vorgestellten Ansatz ist die Einspeisung der Energie auszusetzen, sobald eine Überlastung einer Leitung möglich ist. Dadurch geht die mögliche eingespeiste Leistung verloren, während im anderen Fall (trotz möglicher Speicherverluste) mehr umweltfreundliche Energie in das Netz geleitet werden kann und damit auch das Grid-Bottle-Neck-Problem durch eine geeignete Speicherstrategie umgangen werden kann.

Dafür ist es allerdings notwendig, dass ein möglicher Smart Grid Controller nicht nur die Gesamtanzahl und -volumen der verfügbaren Speicher kennt bzw. verwaltet. Ein Smart Grid Controller muss auch eine geografische Repräsentation des Netzes bzw. eine Idee davon besitzen, wo Schwachpunkte in einem Stromnetz vorliegen. Dazu muss bekannt sein, welche Speicher (und mögliche Einspeiseknoten) sich in welchem Subnetz befinden und zwischen welchen dieser Subnetze Abhängigkeiten in Form von Verbindungsleitungen bestehen. Außerdem muss bekannt sein, welche dieser Verbindungsleitungen in

welchen Situationen über ihre Maximalgrenzen hinaus belastet werden und somit unbedingt zu vermeiden sind. Die Betriebsführungsstrategie in solch einem Fall könnte wie in Tabelle 14 aussehen. Im hier angenommenen Szenario ist während der ersten Zeitperiode an sich kein Ausgleich notwendig, da aber eine Überlastung der Übertragungsleitung zwischen den Teilnetzen A und B stattfindet. Dadurch werden die Speicher in Subnetz A aktiviert, während die eigentlich notwendige Energie in Subnetz B aus den Speichern genommen wird. Am grundsätzlichen Ausgleich der Differenz (der zu diesem Zeitpunkt nicht notwendig ist) ändert diese Erweiterung der Strategie nichts. Dieser Fall ist in der dritten Zeile der angegebenen Tabelle angeführt. Wieder ist eine mögliche Überlastung der Leitung zwischen Abschnitt A und B angenommen, während in diesem Fall angenommen wird, dass gleichzeitig ein Ausgleich der Prognose/Einspeisedifferenz notwendig ist. Während die Speicher in Abschnitt A und B wieder dafür genutzt werden, um die Leitungsüberlastung zu vermeiden, gleichen die Speicher in Abschnitt C die Differenz aus.

Von	Bis	Anzahl notwendiger Teilabschnitte zum Ausgleich	Überlastung zwischen Netzabschnitten	Speicher Netzabschnitt A	Speicher Netzabschnitt B	Speicher Netzabschnitt C
01.01.2011 00:00	01.01.2011 00:15	0	A/B	1	-1	0
01.01.2011 00:15	01.01.2011 00:30	-1	A/B	1	-1	-1

Tabelle 14: Mögliche Betriebsführungsstrategie zum Ausgleich von Grid-Bottlenecks

Im ersten Abschnitt dieses Teils des Berichts wurde eine Möglichkeit vorgestellt, wie eine Betriebsführungsstrategie für den Ausgleich durch Gebäude von Unterschieden zwischen Day-Ahead-Windeinspeisungsprognose und den realen Einspeisedaten aussehen könnte. In diesem Abschnitt wurde eine mögliche Erweiterung dieser Strategien vorgestellt, um auch einem weiteren Problem bei der Einspeisung durch Erneuerbare entgegenzuwirken, nämlich möglichen Leitungsentlastungen. Dazu ist nur notwendig, dass ein Smart Grid Controller, welche die speicherfähigen Objekte kontrolliert auch über die geografischen Gegebenheiten des Netzes und möglicher Schwachstellen Kenntnis besitzt und gegebenenfalls auf Probleme in diesem Bereich reagieren kann. Dadurch können die beiden Strategieansätze gut miteinander kombiniert werden, auch wenn darauf hingewiesen werden muss, dass in solch einem Fall sicherlich eine größere Menge an Demand-Response-fähigen Gebäuden notwendig ist, um sämtliche Schwachstellen im Netz abzudecken, die im vorangegangenen Abschnitt ermittelten Zahlen für Österreich also nicht ausreichend groß sind. Aufgrund der Schwierigkeit einer real haltbaren und belegbaren Annahme der geografischen Verteilung von Gebäuden im Bundesgebiet wurde an dieser Stelle auf eine Bewertung des Ansatzes verzichtet. Es soll außerdem darauf hingewiesen werden, dass eine genauere Betrachtung der Möglichkeiten durch räumlich verteilte Speicherstrategien durch Folgeprojekte als sinnvoll erscheint, verspricht solch eine geografisch-orientierte Analyse zur Speichernutzung, welche bisher noch in keinem den Autoren bekannten Forschungsprojekt Eingang gefunden hat, notwendige weitere Einblicke in die Funktionsweise eines zukünftigen Smart Grids.

4 Schlussfolgerungen zu den Projektergebnissen

Lessons Learned

Mögliches Verschiebepotenzial in Bürogebäuden nach Passivhausstandard wird in der Energie- und Gebäudebranche kontrovers diskutiert. Zum einen ist durch die oftmals massive Bauweise und der verwendeten Systeme eine gute Verschiebbarkeit zu erkennen. Dem gegenüber steht das Argument, dass in einem solch optimierten Gebäude wie einem Gebäude nach Passivhausstandard kein Spielraum für etwaige Verschiebungen ist. Die Projektergebnisse lassen den Schluss zu, dass sehr wohl ein Potenzial besteht. Selbst in einem sehr gut betriebenen Passivbürohaus ergeben sich genügend Spielräume, um aktiv am Netz teilzunehmen. Die Verschiebung der Heizwärmeversorgung und die Abschaltung der Versorgung zur Raumluftkonditionierung wurden als vielversprechend identifiziert. Die Verschiebbarkeit der Heizwärmeversorgung spielt in diesem Fall eine übergeordnete Rolle. Selbst unter widrigen Randbedingungen ist eine Abschaltung der Versorgung von 24h ohne weitreichende Folgen für das thermische Komfortempfinden (vgl. Abbildung 20) in dem angeführten Beispiel möglich.

Der Abwurf der Raumluftkonditionierung steht mit weitaus größeren Einschränkungen für das Lastmanagement zur Verfügung. Die CO₂ Konzentration in weitläufigen Gebäuden kann oft lokal einen enormen Anstieg nach sich ziehen, wenn nicht im ausreichenden Maße belüftet wird. Im Fall des ENERGYbase war dieser lokale Konzentrationsanstieg vor allem in den Vorlesungsräumen der FH Technikum Wien zu beobachten. Es ist festzustellen, dass für die Schaltung der Lüftung genaue Kenntnisse über den Istzustand notwendig sind, die schwer messbaren Randbedingungen (z.B. Belegungsgrad) beinhalten. Lastmanagement, das die Lüftung miteinbezieht, ist grundsätzlich denkbar, allerdings sind die zu berücksichtigenden Randbedingungen weitaus komplexer als das Lastmanagement mit Heizwärmeversorgung.

5 Ausblick und Empfehlungen

Weiterführende Forschungsarbeit

Dieses Projekt weist ein bestehendes Potenzial für Lastmanagement am Beispiel des ENERGYbase nach. Weiterführend wären vergleichbare Studien mit vergleichbaren Gebäuden sinnvoll, um eine generelle Aussage treffen zu können.

Für eine wirkliche Umsetzung von Gebäuden als Systemdienstleister fehlen momentan noch die Anreize. Als weiterführende Arbeit wäre eine Darstellung der monetären Erträge unter bestehenden Marktverhältnissen von Interesse und darauf aufbauend die notwendige Adaption des Marktes für einen gesteigerten Anreiz. Alternativ hierzu kann auch die Erarbeitung von alternativen Anreizsystemen die Implementierung von Systemdienstleistungen aus Netz-Sicht vorantreiben.

Neben den Marktaspekten ist es sinnvoll, die technische Umsetzbarkeit von regelungstechnischen Eingriffen in die Gebäudeautomatisierung durch Dritte (Aggregator, Netzbetreiber, Stromanbieter) zu erörtern. Hierbei spielen die Topologie der IKT-Systeme sowie Standardisierungen in der Fernübertragung und die Bewältigung von großen Datenvolumen eine zentrale Rolle.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass die Thematik Smart Grid und Demand Response eine komplexe Aufgabenstellung ist, in der eine Vielzahl von Interessensgruppen zusammengeführt werden müssen, um die Themen der zukünftigen Einbindung von Gebäuden ins Netz weiter zu erarbeiten. Die Fragestellungen führen von regulatorischen Vorgaben und Marktaspekten über Safety und Security bis hin zur technischen Umsetzung auf System und Gebäudeebene.

6 Literatur-/ Abbildungs- / Tabellenverzeichnis

Literaturverzeichnis

G. Hauser: Energieeffizientes Bauen – Umsetzungsstrategien und Perspektiven, Jahrestagung des Forschungsverbunds Sonnenenergie, 2008

M. Klobasa, T. Erge, A. S. Bukvic-Schäfer, M. Hollmann: Demand Side Management in dezentral geführten Verteilnetzen, Elftes Kasseler Symposium Energie- Systemtechnik, Kassel 2006

OeMAG Abwicklungsstelle für Ökostrom AG:
http://www.oem-ag.at/green_energy/statistics/Winderzeugung.html)

APG – Austrian Power Grid: <http://www.apg.at/de/markt/erzeugung/windenergieprognose>

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Lastabwurf ohne Vorkonditionierung und Gewährleistung des Komforts	17
Abbildung 2: Lastabwurf ohne Vorkonditionierung und Verletzung des Komfortbereiches.....	18
Abbildung 3: Lastabwurf mit Vorkonditionierung und Gewährleistung des Komforts	18
Abbildung 4: Lastabwurf mit Vorkonditionierung und Komfortbereichsverletzung	19
Abbildung 5: Lastabwurf mit Vorkonditionierung und Komfortbereichsverletzungen	19
Abbildung 6: CO ₂ Gehalt in der Raumluft des Besprechungsraum E418 des ENERGYbase für den 10.08.11	21
Abbildung 7: Simulation zur Identifikation der kritischen Zonen	23
Abbildung 8: Schematische Darstellung des Aufheiz- und Abkühlverhaltens einer thermischen Zone.....	24
Abbildung 9: Temperaturänderung eines Büros mit NW-Orientierung und Ecklage bei einer Außentemperatur von -12°C, mit Wärmerückgewinnungsbetrieb während der Abkühlphase	25
Abbildung 10: Aufheiz- und Abkühlverhalten eines Büros mit NW-Orientierung und Ecklage bei einer Außentemperatur von -12°C, mit Wärmerückgewinnungsbetrieb während der Abkühlphase	26
Abbildung 11: Aufheiz- und Abkühlverhalten eines Büros mit NW-Orientierung und Ecklage bei einer Außentemperatur von -10°C, mit Wärmerückgewinnungsbetrieb während der Abkühlphase	26
Abbildung 12: Aufheiz- und Abkühlverhalten eines Büros mit NW-Orientierung und Ecklage bei einer Außentemperatur von -5°C, mit Wärmerückgewinnungsbetrieb während der Abkühlphase.....	27
Abbildung 13: Aufheiz- und Abkühlverhalten eines Büros mit NW-Orientierung und Ecklage bei einer Außentemperatur von 0°C, mit Wärmerückgewinnungsbetrieb während der Abkühlphase.....	27
Abbildung 14: Aufheiz- und Abkühlverhalten eines Büros mit NW-Orientierung und Ecklage bei einer Außentemperatur von 5°C, mit Wärmerückgewinnungsbetrieb während der Abkühlphase.....	28

Abbildung 15: Aufheiz- und Abkühlverhalten eines Büros mit NW-Orientierung und Ecklage bei einer Außentemperatur von -12°C, während der Abkühlphase kein Belüftungssystembetrieb.....	29
Abbildung 16: Aufheiz- und Abkühlverhalten eines Büros mit NW-Orientierung und Ecklage bei einer Außentemperatur von -10°C, während der Abkühlphase kein Belüftungssystembetrieb.....	29
Abbildung 17: Aufheiz- und Abkühlverhalten eines Büros mit NW-Orientierung und Ecklage bei einer Außentemperatur von -5°C, während der Abkühlphase kein Belüftungssystembetrieb.....	30
Abbildung 18: Aufheiz- und Abkühlverhalten eines Büros mit NW-Orientierung und Ecklage bei einer Außentemperatur von 0°C, während der Abkühlphase kein Belüftungssystembetrieb.....	30
Abbildung 19: Aufheiz- und Abkühlverhalten eines Büros mit NW-Orientierung und Ecklage bei einer Außentemperatur von 5°C, während der Abkühlphase kein Belüftungssystembetrieb.....	31
Abbildung 20: Zusammenfassende Darstellung der Szenarien Simulation für die gewählten Außentemperaturwerte mit Wärmerückgewinnung (WRG) und deaktivierter Ventilation (Vent.=off).....	31
Abbildung 21: Behaglichkeitsbereich der Lufttemperatur und -feuchtigkeit für den Heiz- und Kühlbetrieb für die Gebäudeklasse II, laut DIN 15251	33
Abbildung 22: Strukturelle Darstellung des selbstlernenden Algorithmus zur Berechnung der Modellparameter	35
Abbildung 23: Vergleich Prognoserechnung (Ziel: Grenzwert) mit und ohne Außentemperaturschwankung.....	37
Abbildung 24: Lernverhalten, Testfall 1.....	40
Abbildung 25: Lernverhalten, Testfall 2.....	41
Abbildung 26: Abschaltpotential im ENERGYbase während Beobachtungsperiode 1.....	44
Abbildung 27: Abschaltpotential im ENERGYbase während Beobachtungsperiode 2.....	45
Abbildung 28: Vergleich Prognose / Messung Jänner 2010.....	47
Abbildung 29: Vergleich Prognose / Messung 1.-7. Jänner 2010	48
Abbildung 30: Punktwolke Vergleich Prognose / Messung Jänner 2010.....	49
Abbildung 31: Mögliche Betriebszustände der angenommenen Gebäude.....	51
Abbildung 32: Vergleich kompensierter versus realer Verlauf Jänner 2010.....	52
Abbildung 33: Vergleich kompensierter versus realer Verlauf Februar 2010.....	52
Abbildung 34: Vergleich kompensierter versus realer Verlauf März 2010.....	53
Abbildung 35: Vergleich kompensierter versus realer Verlauf 1.-7. Jänner 2010.....	53
Abbildung 36: Punktwolken Ideal, gemessen und mittels Speichern verschoben (Überkompensation)	54
Abbildung 37: Punktwolken Ideal, gemessen und mittels Speichern verschoben (Unterkompensation)....	55
Abbildung 38: Auszug aus der ermittelten Betriebsführungsstrategie für Speicher zum Ausgleich des Prognosefehlers bei Unterkompensation	56
Abbildung 39: Vergleich kompensierter versus realen Verlauf Jänner 2010.....	60
Abbildung 40: Vergleich kompensierter versus realen Verlauf Februar 2010.....	60
Abbildung 41: Vergleich kompensierter versus realen Verlauf März 2010.....	60
Abbildung 42: Vergleich kompensierter versus realer Verlauf 1.-7. Jänner 2010.....	61
Abbildung 43: Punktwolken Ideal, Gemessen und mittels Speichern verschoben (Überkompensation des negativen Fehlers)	62

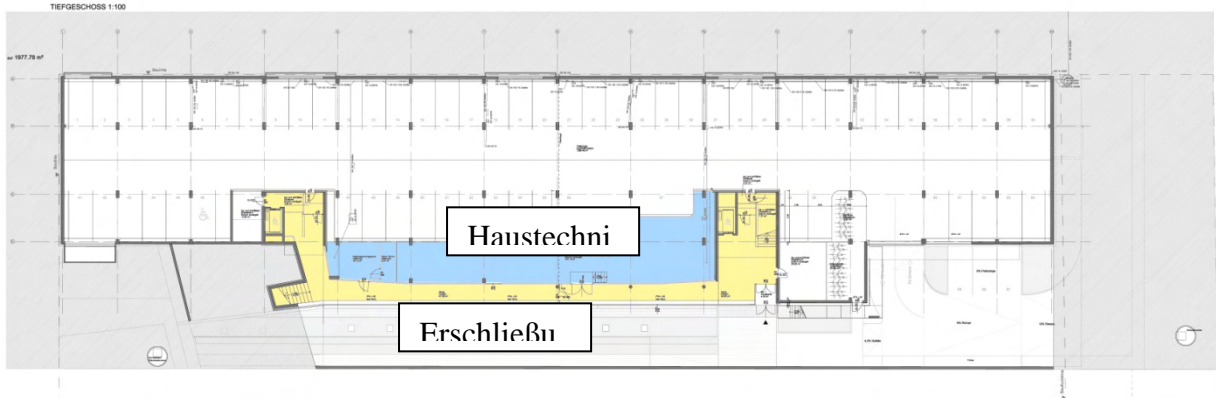
Abbildung 44: Auszug aus der ermittelten Betriebsführungsstrategie für Speicher zum Ausgleich des negativen Prognosefehlers bei Überkompensation.....	64
Abbildung 45: Angenommene Struktur des Gesamtsystems	76
Abbildung 46: Gebäudeseitige Struktur mit Demand Response Controller.....	79
Abbildung 47: Kommunikationsablauf im Demand Response Controller bei Anfrage durch das Smart Grid.....	79
Abbildung 48: Umsetzung der Funktion zweier Demand Response fähiger Gebäude in Simulationsframework Omnet++.....	81
Abbildung 49: Flussdiagramm der Funktionsweise des implementierten Demand Response Controllers.....	83

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht Szenario 1	15
Tabelle 2: Übersicht Szenario 2	16
Tabelle 3: Szenarienauswahl zur Bestimmung des Aufheiz- und Abkühlverhaltens der kritischen Zone	24
Tabelle 4: Ermittelte Zeitkonstanten für die thermische Zone NW-3.OG bei variierenden Außentemperaturen.....	32
Tabelle 5: Ermittelte Maximalwerte der Abschaltdauer für Beobachtungszeitraum 1.....	43
Tabelle 6: Ermittelte Maximalwerte der Abschaltdauer für Beobachtungszeitraum 1.....	44
Tabelle 7: Statistische Kennwerte der Prognosefehler für Windenergie im Jahr 2010	49
Tabelle 8: Angenommene Werte für funktionale Gebäude als Speicher.....	50
Tabelle 9: Anzahl der notwendigen Einheiten zum Ausgleich des Prognosefehlers	52
Tabelle 10: Summe der Aktivierungen der einzelnen Speichereinheiten im Jahr 2010 bei Unterkompensation	57
Tabelle 11: Summe der Aktivierungen der einzelnen Speichereinheiten im Jahr 2010 bei Überkompensation.....	58
Tabelle 12: Summe der Aktivierungen der einzelnen Speichereinheiten im Jahr 2010.....	63
Tabelle 13: Summe Clearingpreis für Abweichungen	65
Tabelle 14: Mögliche Betriebsführungsstrategie zum Ausgleich von Grid-Bottlenecks.....	67

7 Anhang

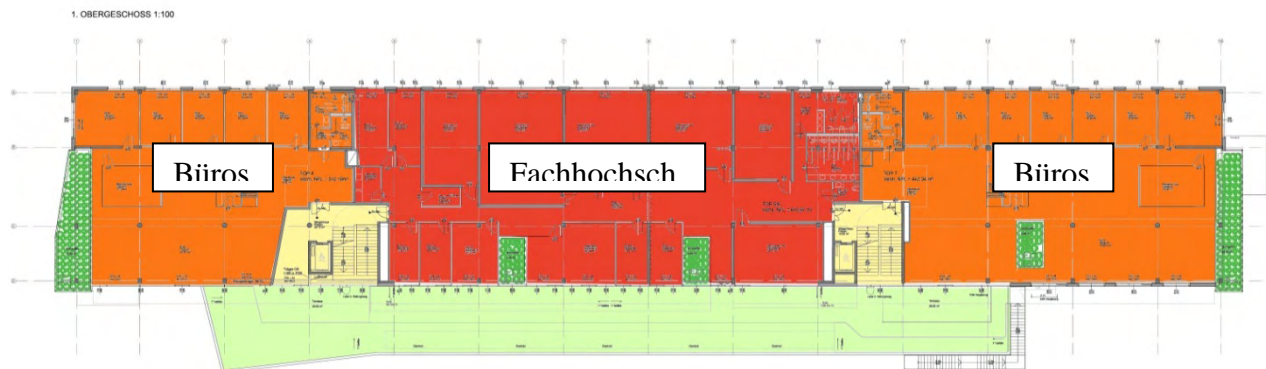
ENERGYbase: Nutzung der einzelnen Geschosse und 3D Modell



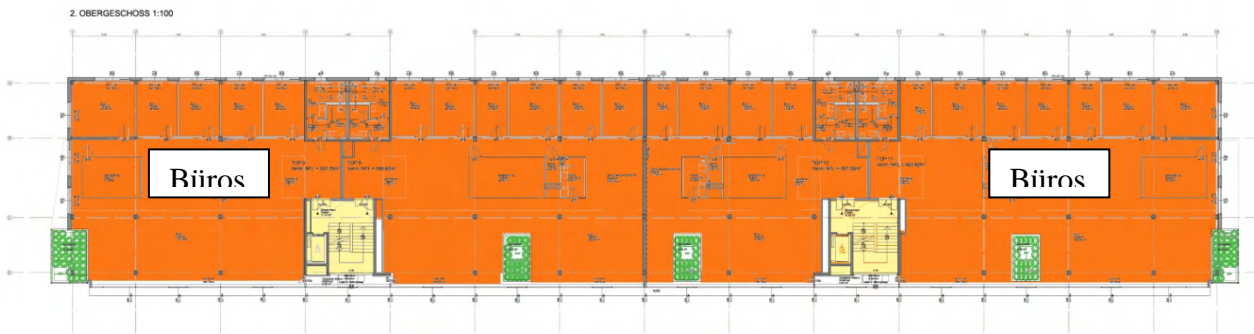
Raumnutzung ENERGYbase UG



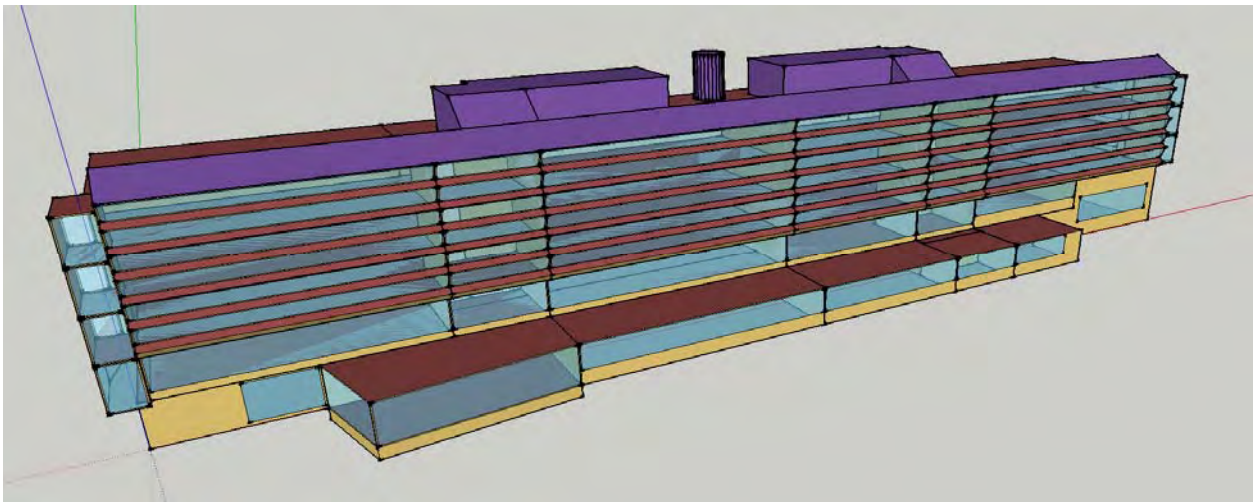
Raumnutzung ENERGYbase EG



Raumnutzung ENERGYbase 1.OG



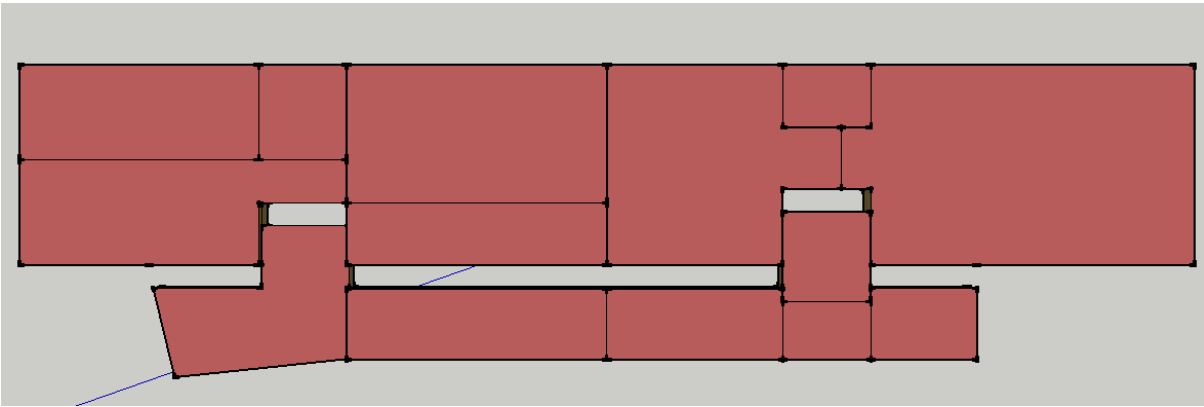
Raumnutzung ENERGYbase 2. - 4. OG



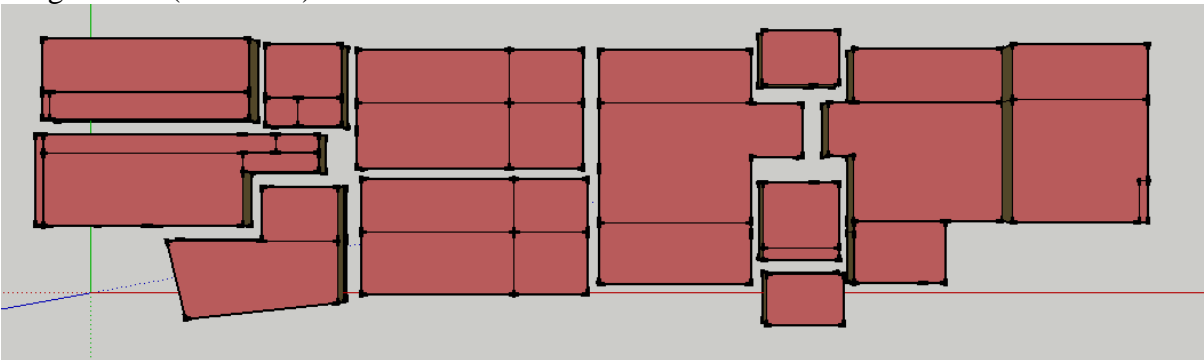
3D Modell ENERGYbase

ENERGYbase: Zonierung im TRNSYS 17 Modell

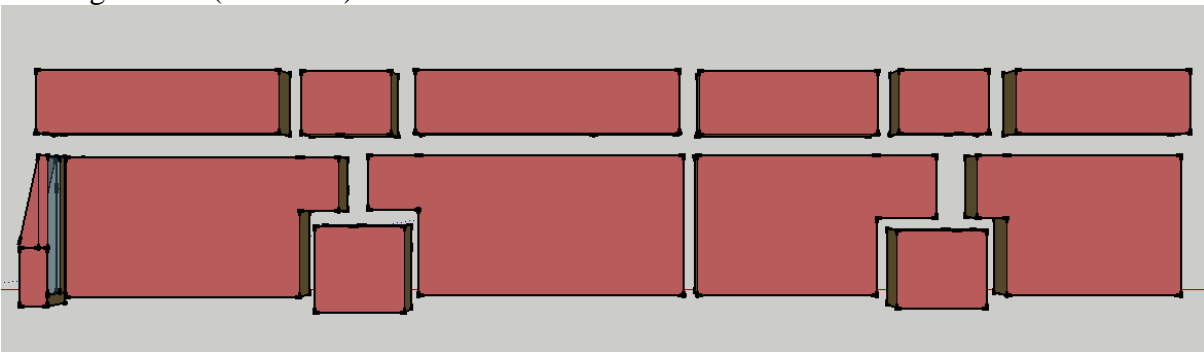
Kellergeschoss (2 Zonen)



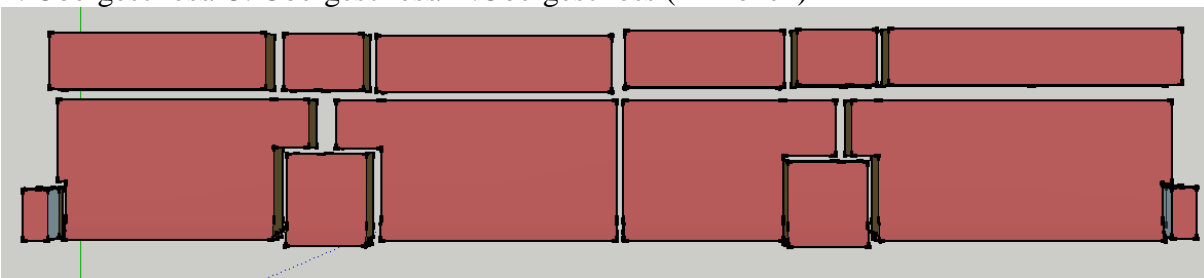
Erdgeschoss (11 Zonen)



1.Obergeschoss (13 Zonen)



2. Obergeschoss/ 3. Obergeschoss/ 4.Obergeschoss (14 Zonen)



Detaillierte Darstellung des Demand Response Controller für Gebäude

Im Projekt BED wurde eine Möglichkeit gesucht, wie die thermische Kapazität von Gebäuden neben anderen Möglichkeiten, welche solch Gebäude bereitzustellen vermögen zur aktiven Lastverschiebung beitragen können. Es wurde in dieser simulierten Betrachtung davon ausgegangen, dass ein Gebäude mit Gebäudeautomation vorliegt, welche sowohl die Temperatur als auch die Luftqualität regelt. Die Betrachtung geht von der im Beginn durchgeführten Untersuchung des ENERGYbase aus und untersucht wie eine mögliche Verknüpfung zwischen dem Smart Grid und solch einem Gebäude rein funktional aussehen kann, um die gewünschten Effekte zur Lastverschiebung erzielen zu können und dadurch ein mit Gebäudeautomation ausgestattetes Objekt zu einem aktiv beeinflussbaren Verbraucher im Energienetz machen zu können.

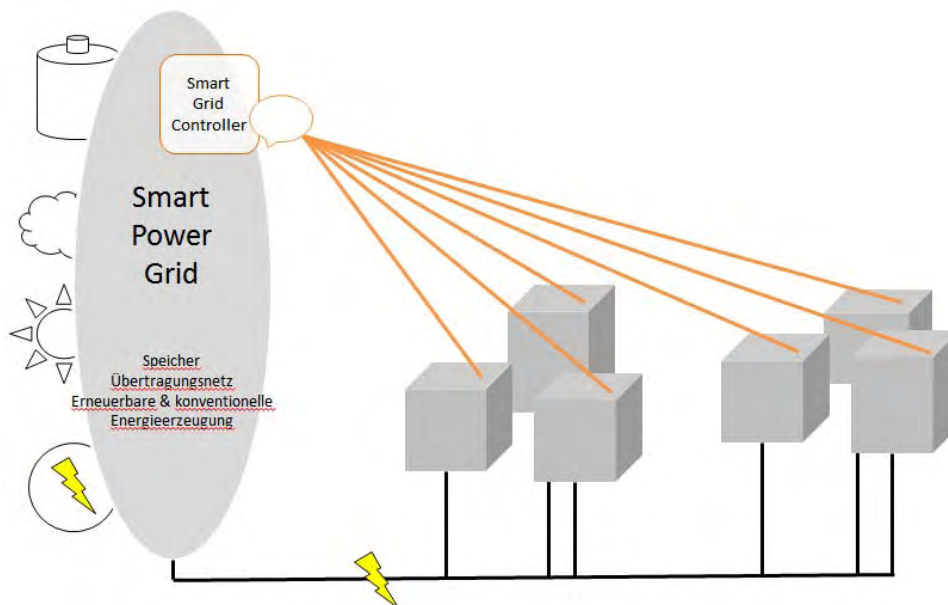


Abbildung 45: Angenommene Struktur des Gesamtsystems

Die Struktur des Gesamtsystems wie sie für dieses Projekt angenommen wird ist in **Abbildung 45** dargestellt. Es wird davon ausgegangen, dass es eine zentrale Kommunikations- und Managementeinheit auf Seiten des Netzes gibt (den so genannten Smart Grid Controller), welche einerseits den momentanen Netzzustand bewerten kann und andererseits Kommunikationsverbindungen verwalten kann. Sie ist in diesem Zusammenhang mit den einzelnen Gebäuden über diese Kommunikationsverbindungen direkt verbunden und kann darüber sowohl Informationen als auch direkte Anfragen zum Lastabwurf mit den Gebäuden austauschen. Auch weitere Einheiten innerhalb des Smart Grid könnten über diesen Smart Grid Controller über möglicherweise notwendige Zustandsänderungen informiert werden. Die konkreten Anforderungen an einen derart gestalteten Controller werden momentan in anderen Forschungsprojekten (z.B. B2G – Building2Grid) ausgearbeitet. Über diese Kommunikationsverbindung hinaus sollen die Gebäude natürlich wie bisher mit dem Stromnetz verbunden werden.

Als wichtige Anforderungen, die konkret eine Kommunikationsverbindung zwischen Gebäude und Smart Grid erfüllen muss, wurden folgende identifiziert.

- 1) Das Gebäude muss zu allen Zeiten den höchstmöglichen Komfort für die Benutzer/Bewohner bereitstellen können. Es soll also nicht so sein, dass aufgrund einer Anforderung durch das Smart Grid beispielsweise im Gebäude die Systeme unkontrollierbar werden. Die letzte Entscheidung ob eine Maßnahme gesetzt wird soll also nicht auf der Netzseite sondern auf der Seite des Gebäudes liegen. Gegenüber vergleichbaren Ansätzen soll die Verbindung zwischen der Netz- und der Gebäudeebene also nicht auf zwingenden sondern auf freiwilligen Ansätzen beruhen.
- 2) Auch ohne existierende Kommunikationsverbindung mit dem Smart Grid (beispielsweise wenn die Verbindung unterbrochen wurde) soll das Gebäude seine ursprüngliche Funktion beibehalten. Dies soll (wie bisher) über die Gebäudeautomation gelöst sein.
- 3) Die Änderungen innerhalb des Gebäudes bzw. die Gebäudeautomation betreffend sollen so gering wie möglich gehalten werden, es soll dabei möglich sein auch bereits existierende Systeme mit einzubeziehen. Die Funktionalitätserweiterung eines Gebäudes zu einem „Speicher für das Smart Grid“ soll also nicht nur bei Neubauten, sondern möglichst auch bei Altbestand funktionieren. Dies ist besonders wichtig, da dadurch auch bisher ungenutztes Potential nutzbar gemacht werden kann.

Anhand der vorgestellten Anforderungen wurde als mögliche Lösung eine hier als Demand Response Controller bezeichnete Einheit gefunden. Diese Einheit soll dabei bei jedem als Speicher aktivierten Gebäude als funktionale Zwischenstufe zwischen dem Smart Grid und dem Gebäudeautomationssystem dienen.

Es wird in diesem Fall deswegen von einer eigenen funktionalen Einheit ausgegangen, da dadurch sichergestellt werden kann, dass die beiden Systeme welche hier miteinander gekoppelt werden, nicht auf solch starke Weise miteinander gekoppelt werden, dass eines der System seine ursprüngliche Funktionalität nichtmehr ohne das andere System bereitzustellen vermag. Das bedeutet allerdings nicht, dass es sich bei dem hier postulierten Demand Response Controller immer um eine eigene physikalische Einheit (sei es Microcontroller oder Industrie-PC) handeln muss. Es wäre genauso möglich die Funktionalität innerhalb des Gebäudeautomationssystems umzusetzen und dann eine Kommunikationsverbindung mit der Außenwelt zu ermöglichen, um so mit dem Smart Grid zu kommunizieren.

Um die Kommunikation zu ermöglichen ist es natürlich von essentieller Bedeutung, dass solch eine Einheit sowohl nach innen, also in Richtung Gebäude, als auch nach außen in Richtung des Netzes kommunizieren kann und die diesbezüglichen Kommunikationsprotokolle umzusetzen vermag. In Richtung Gebäudeautomation können diese Protokolle leicht identifiziert werden, handelt es sich dabei doch um etablierte und seit Jahren verfügbare Systeme (LONWorks, KNX/EIB, BACnet). In Richtung des

Netzes gibt es hier noch keine definitiven Kandidaten, da wie bereits erwähnt für den Smart Grid Controller noch keine definitiven Vorgaben entwickelt wurden. Es kann jedoch davon ausgegangen werden, dass auch hier auf offene Standards vertraut wird, ein momentan sehr wahrscheinlicher Kandidat ist OpenADR.

Den weiter oben angeführten Anforderungen folgend soll die Entscheidung ob ein Lastabwurf möglich ist oder nicht aber weiter auf Gebäudeseite getroffen werden. Ein Demand Response Controller muss also in der Lage sein die momentan vorliegenden Messwerte (welche er vom vorhandenen Gebäudeautomationssystem erhalten sollte) in einer Weise zu interpretieren um entscheiden zu können, ist ein Lastabwurf für eine bestimmte Zeitspanne möglich oder nicht. Dazu sind innerhalb des Demand Response Controller zumindest noch zwei wichtige Einheiten notwendig: eine Simulationseinheit, welche aus den momentan vorhandenen Werten mögliche zukünftige Systemzustände prognostizieren kann und eine Entscheidungseinheit, welche anhand vorgegebener Regeln aus den berechneten Werten entscheiden können soll ob die Anfrage positiv oder negativ beantwortet werden kann. Dabei soll die Simulation und Entscheidung allerdings nicht auf einen Systemparameter (wie z.B. die Innentemperatur) beschränkt sein, da bereits festgestellt wurde, dass sich möglicherweise verschiedene Teilsysteme des Gebäudes unterschiedlich für mögliche Lastabwürfe eignen. Es soll also möglich sein mehrere solcher Subsysteme und die dazugehörigen Systemparameter in die Entscheidungsfindung einzubeziehen. Dadurch ist auch eine spätere Erweiterung möglich insofern, dass neue Simulationsmodelle für bestehende Subsysteme (z.B. eine genauere Temperaturprognose) oder gänzlich neue Teilsysteme miteinbezogen werden können.

Die Entscheidungsfindung auf Seiten des Gebäudes zu belassen ist wichtig, um den Benutzerkomfort zu jedem Zeitpunkt zu gewährleisten, da eine außenstehende Einheit nicht denselben Einblick auf das gebäudeinterne System hat. Auch aus datenschutzrechtlichen Gründen ist eine Abstrahierung der Messwerte nach außen in dieser Form vorteilhaft, wird dadurch nur ein minimaler Einblick in die Messwerte des Gebäudes gewährt. Die [Abbildung 46](#) zeigt die funktionale Struktur des gebäudeseitigen Systems mit dem Gebäudeautomationssystem und dem Demand Response Controller und seinen beiden wichtigsten funktionalen Blöcken.

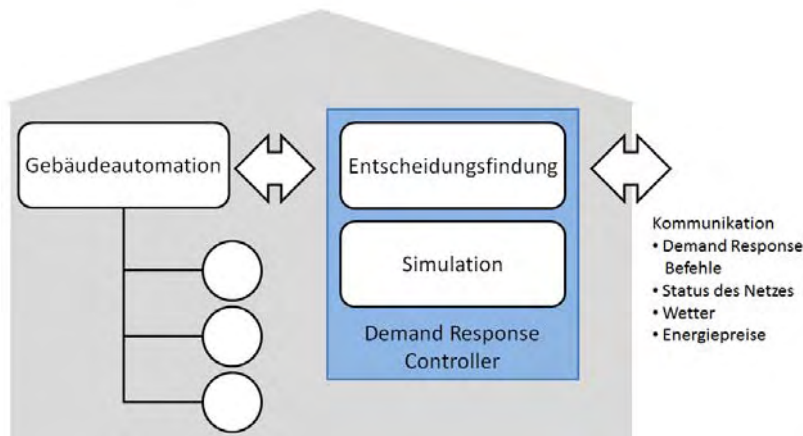


Abbildung 46: Gebäudeseitige Struktur mit Demand Response Controller

Um nun eine Abschätzung liefern zu können ob ein solches System die geforderte Funktionalität wirklich bereitzustellen vermag musste ein möglicher Ablauf bei einer Anfrage zum Lastabwurf durch das Smart Grid untersucht werden um die notwendigen Einheiten eines Demand Response Controller identifizieren zu können um eine mögliche spätere Simulation zu ermöglichen. **Abbildung 47** zeigt in welcher Reihenfolge welche Schritte notwendig sind, damit eine Anfrage durch das Smart Grid innerhalb des Demand Response Controllers abgearbeitet werden kann. Eine detaillierte Erklärung dieses Diagramms folgt im Anschluss daran.

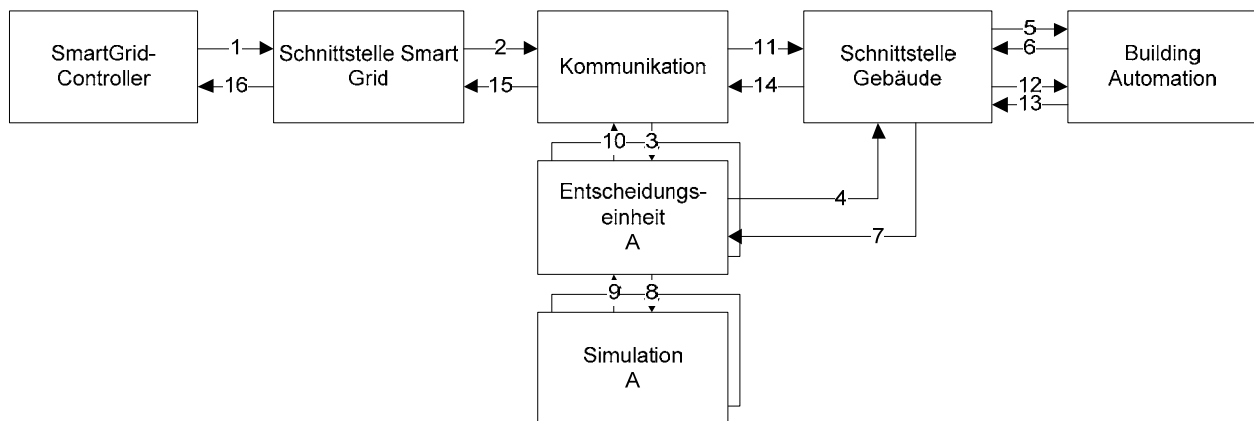


Abbildung 47: Kommunikationsablauf im Demand Response Controller bei Anfrage durch das Smart Grid

- 1) Anfrage zur Lastverschiebung durch den Smart Grid Controller (zentrale Managementeinheit)
- 2) Kommunikationsschnittstelle interpretiert die Anfrage und leitet sie an den Kommunikations-Controller weiter
- 3) Entscheidungseinheit(en) soll(en) entscheiden inwieweit der Anfrage Folge geleistet werden kann
- 4) Die neuesten Messdaten werden angefordert, dazu wird eine entsprechende Anfrage an die Kommunikationsschnittstelle zum Gebäudeautomationssystem gestellt.

- 5) Die Kommunikationsschnittstelle zum Gebäudeautomationssystem fordert beim Gebäudeautomationssystem die gewünschten Messdaten an.
- 6) Das Gebäudeautomationssystem liefert die Messdaten an den Demand Response Controller
- 7) Die Kommunikationsschnittstelle liefert die erhaltenen Daten an die Entscheidungseinheit
- 8) Mit den erhaltenen Messdaten werden die Berechnungen zur Simulation und Prognose gestartet
- 9) Die ermittelten (simulierten) zukünftigen Werte werden an die Entscheidungseinheit zurückgeliefert. Diese entscheidet aufgrund der Vorgaben (z.B. Grenzwerten des Komfortbereichs) ob Last abgeworfen werden kann, bzw. ob es möglich ist zusätzliche Last zu generieren (je nach erfolgter Anfrage).
- 10) Sobald eine Entscheidung getroffen wurde, wird diese an den Kommunikationscontroller weitergegeben.
- 11) Der Kommunikationscontroller gibt die Entscheidung über die Reaktion an die Gebäudeautomation weiter, dazu verwendet er die Schnittstelle zu dieser.
- 12) Die Schnittstelle zur Gebäudeautomation kommuniziert mit derselben um die gewünschten Effekte zu erzielen (z.B. durch Umsetzen von internen Setpoints oder Schedules).
- 13) Rückmeldung von der Gebäudeautomation, ob die Änderungen erfolgt sind.
- 14) Rückmeldung an den allgemeinen Kommunikationscontroller über die Reaktion der Gebäudeautomation
- 15) Mitteilung über die erfolgte, oder geplante Reaktion an die Kommunikationsschnittstelle, welche mit dem Smart Power Grid kommuniziert.
- 16) Rückmeldung an den Smart Grid Controller über die zu erwartende Reaktion (ob positiv oder negativ).

Um das vorgestellte Konzept zu validieren und zu können wurde eine Testimplementierung auf Basis eines C++ basierten Frameworks namens Omnet++ erstellt. In dieser Event-basierten Simulationsumgebung wurden die einzelnen Einheiten implementiert wobei besonders auf die Funktionalität des Demand Response Controllers Wert gelegt wurde, sollte doch dessen Möglichkeiten untersucht werden. Ein Screenshot aus der bereits fertiggestellten Simulation ist in [Abbildung 48](#) beigefügt, hier eine mögliche Simulation zweier Demand Response fähiger Gebäude mit deren Gebäudeautomationssystemen deren Demand Response Controller und einer sehr rudimentären Form des Smart Grid Controllers. Durch die modulare Aufbauweise kann mit wenig Aufwand diese Simulation um weitere Gebäude ergänzt werden. Zu erkennen sind neben diesen Einheiten und den dazwischenliegenden Kommunikationsverbindungen noch zwei weitere für die Simulation notwendige Einheiten: Eine globale Uhr und eine Statistikeinheit. Erstere ist dafür notwendig um innerhalb der (wie bereits erwähnt) event-basierten Umgebung eine gemeinsame Zeitbasis der Einheiten zu ermöglichen. Die zweite der beiden unterstützenden Einheiten wurde implementiert um eine zentrale statistische Datenerfassung zu ermöglichen.

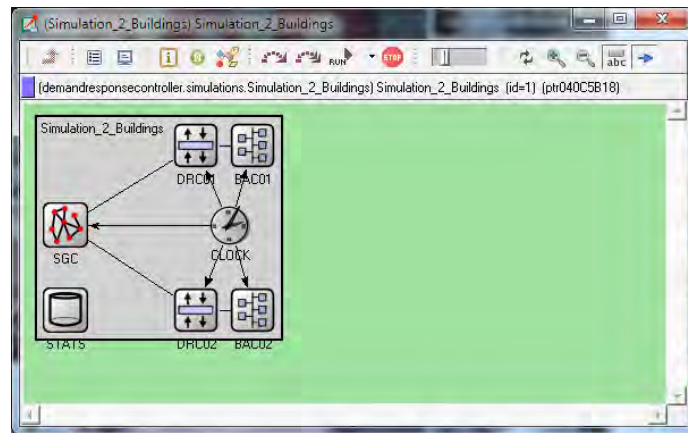


Abbildung 48: Umsetzung der Funktion zweier Demand Response fähiger Gebäude in Simulationsframework Omnet++

Für die Erstellung der Simulation wurden folgende Vereinfachende Annahmen getroffen:

Smart Grid Controller

Der implementierte Smart Grid Controller erstellt zu vorab definierten Zeitpunkten Anfragen an die Gebäude ob ein Lastabwurf möglich ist. Innerhalb der Gebäude ist die Schnittstelle zum Smart Grid Controller ein Demand Response Controller, der weitestgehend den bereits vorgestellten Anforderungen entspricht.

Gebäudeautomationssystem

Das Gebäudeautomationssystem in der vorliegenden Simulation wird ersetzt durch eine Datenbank der vorhandenen Messwerte aus dem Betrieb eines realen Gebäudes. Dadurch können zu beliebigen Zeitpunkten im Verlauf der Simulation Anfragen an das System bezüglich der Messwerte gestellt werden. Das simulierte Gebäudeautomationssystem reagiert daraufhin mit einer Antwort, welche die gewünschten Daten beinhaltet. Im Übrigen hat das Gebäudeautomationssystem Kenntnis von der Last, welche die einzelnen zur Lastverschiebung herangezogenen Teilsysteme generieren und erstellt daraus und aus den vom Demand Response Controller verfügbaren Änderungen im Schedule zu jedem Zeitpunkt einen Wert für die momentan aufgenommene Last.

Demand Response Controller

Wie bereits erwähnt entspricht die Funktionalität des Demand Response Controller weitestgehend den Anforderungen welche vorab definiert wurden. Allerdings ergibt sich durch die Implementierung eine leichte Änderung zum vorab definierten Ablauf der Kommunikation innerhalb des Controllers, vergleiche [Abbildung 18](#). An vorhergehender Stelle wurde festgelegt, dass im Falle einer Anfrage vom Smart Grid Controller die Messwerte von der Gebäudeautomation ermittelt werden sollten und danach die

Simulationen gestartet werden sollten. Ein detailliertes Flussdiagramm der gesamten Funktionalität des implementierten Demand Response Controllers findet sich in **Abbildung 49**. Erklärende Anmerkungen desselben finden sich in Folge. Dem Ursprung der Simulationsumgebung geschuldet musste aufgrund der Tatsache, dass die hier „SmartGridRequirementMessage“ betitelten Anfragen asynchron zu allen weiteren Abläufen auftreten können die folgende Anpassung vorgenommen werden. Tritt solch eine Nachricht auf, werden für den nächsten Simulationszeitpunkt eine Bearbeitung der Anfrage durch Prognoserechnung und daraufhin folgende Entscheidung intern gescheduled.

Darüber hinaus ruft der simulierte Demand Response Controller zu jedem der simulierten Zeitpunkte, bei Eintreffen der „ClockTick“-Nachricht, die notwendigen Messwerte für sämtliche mögliche Prognoserechnungen beim Gebäudeautomationssystem ab. Diese Werte werden in einer internen Datenbank für den späteren Gebrauch abgelegt. Danach werden sämtliche Simulationen durchgeführt und mit Hilfe der ermittelten Werte festgelegt ob das dazugehörige Subsystem momentan für Speicherprozesse herangezogen werden kann oder nicht.

Auf Basis dieser Berechnungen werden dann sowohl dem Smart Grid Controller als auch der Gebäudeautomation die notwendigen Reaktionen mitgeteilt. Der Gebäudeautomation beispielsweise wird ein hier als „Switch On/Off“-Schedule bezeichneter Zeitplan mitgeteilt, nach dem diese Einheit dann wie bereits beschrieben die simulierten Lastaufnahmewerte erstellt.

Darüber hinaus ist in den simulierten Demand Response Controller auch die untersuchte Fähigkeit das Modell in bestimmten Fällen während der Laufzeit zu optimieren implementiert. Dazu werden nach jedem Zeittick die bereits vorhandenen Prognosewerte mit den ermittelten Messwerten verglichen und im Falle einer zu großen Diskrepanz die Parameter der Berechnung angepasst.

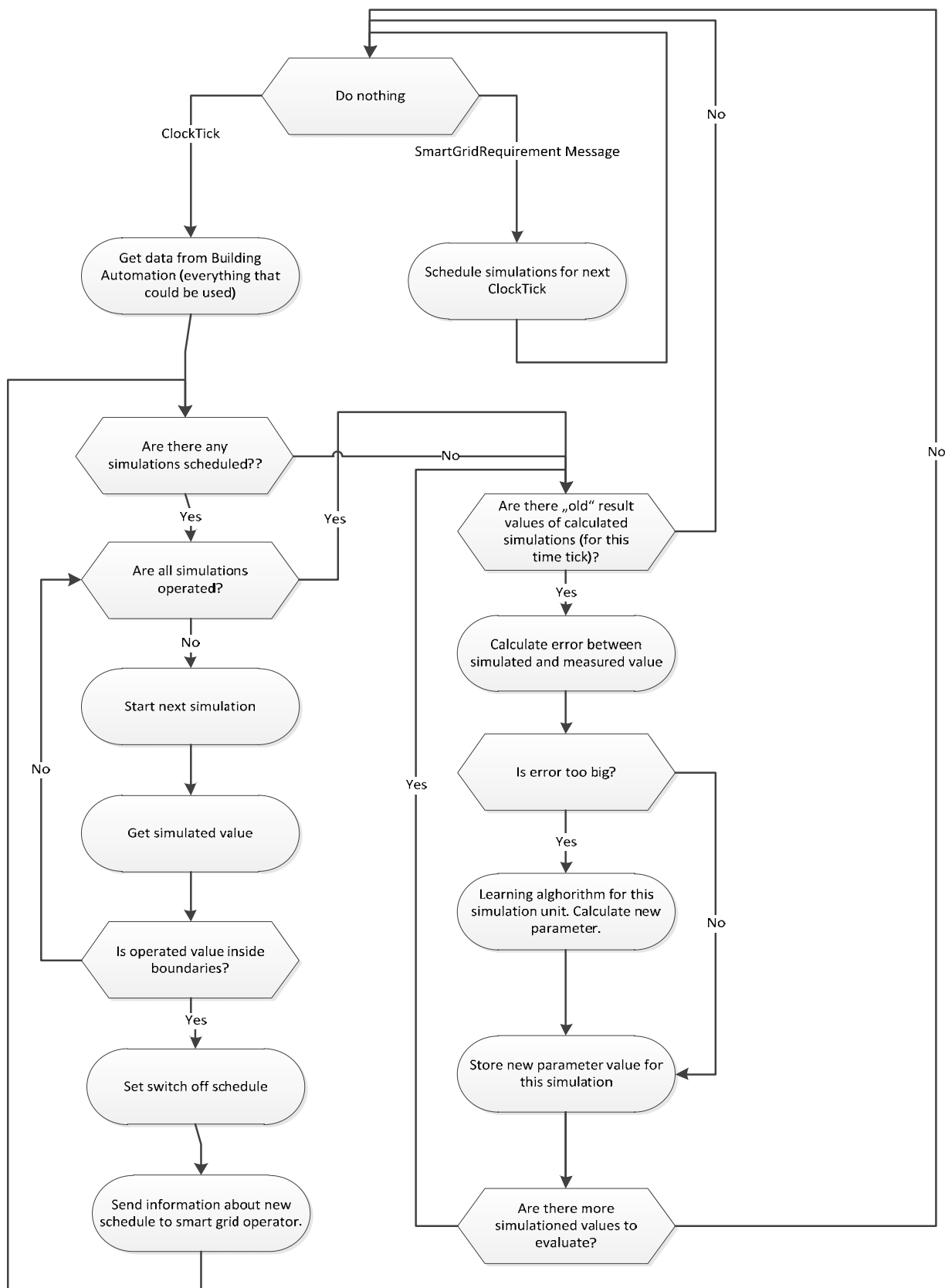


Abbildung 49: Flussdiagramm der Funktionsweise des implementierten Demand Response Controllers