

NEUE ENERGIEN 2020

Publizierbarer Endbericht

Programmsteuerung:

Klima- und Energiefonds

Programmabwicklung:

Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG)

Endbericht

erstellt am
29/06/2015

SmartCityGrid: CoOpt

Projektnummer: 834677

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

| | |
|------------------------------------|--|
| Ausschreibung | 5. Ausschreibung NEUE ENERGIEN 2020 |
| Projektstart | 01/04/2012 |
| Projektende | 31/03/2015 |
| Gesamtprojektdauer (in Monaten) | 36 Monate |
| ProjektnehmerIn (In- stitution) | AIT – Austrian Institute of Technology GmbH Energy Department |
| AnsprechpartnerIn | Dr. Friederich Kupzog |
| Postadresse | Giefinggasse 2, 1210 Wien, Austria |
| Telefon | +43 50550-6059 |
| Fax | +43 50550-6390 |
| E-mail | Friederich.kupzog@ait.ac.at |
| Website | http://www.ait.ac.at/ |

SmartCityGrid: CoOpt

Koordinierte Optimierung von erneuerbarer Energie in Netz und Gebäude bei Planung und Betrieb

AutorInnen:

Tarik Ferhatbegovic AIT
Wolfgang Gawlik TU Wien
Reinhard Haas TU Wien
Michael Hartl AIT
Stefan Hauer AIT
Markus Heimberger TU Wien
Sawsan Henein AIT
Albert Hiesl TU Wien
Patricia Jasek Hakom
Roman Klug AutomationX
Bernhard Kodre AutomationX
Martin Kozek TU Wien
Friederich Kupzog AIT
Mario Leitner WienerNetze
Ines Leobner TU Wien
Karl Ponweiser TU Wien
Susanne Schidler FH Technikum Wien
Alexander Schirrer TU Wien
Johannes Stockinger
Hans Taus WienerNetze
Mark Volcic AIT
Gerhard Zucker AIT

Inhaltsverzeichnis

| | | |
|------|--|----|
| 1 | Einleitung | 5 |
| 2 | Ausgangssituation/Motivation des Projektes | 6 |
| 3 | Zielsetzungen des Projektes | 7 |
| 4 | Durchgeführte Arbeiten im Rahmen des Projektes | 8 |
| 4.1 | Monitoring, Datenaufbereitung und Planung | 8 |
| 4.2 | Modellierung, Simulation und Integration | 8 |
| 4.3 | Methodenentwicklung für eine koordinierte Optimierung | 10 |
| 4.4 | Nachhaltigkeitsperformance | 11 |
| 4.5 | Vorbereitung der Validierung | 13 |
| 4.6 | Validierung der Systemoptimierung | 14 |
| 5 | Wesentliche Projektschritte und -ergebnisse | 16 |
| 5.1 | Erweitertes Monitoring | 16 |
| 5.2 | Netzdatenmodelle und Profile | 16 |
| 5.3 | Einfache / Detaillierte Gebäudemodelle | 18 |
| 5.4 | Integration der Einzeldomänen und Co-Simulation | 21 |
| 5.5 | Gebäudebetriebsführung mit modellprädiktiver Regelung | 22 |
| 5.6 | Netzbetriebsführung mit modellprädiktiver Regelung | 23 |
| 5.7 | Strategien für den Betrieb vom SmartCityGrids | 24 |
| 5.8 | Kriterienkatalog für die Nachhaltigkeitsbewertung | 26 |
| 5.9 | Klimabilanz und Nachhaltigkeitsperformance | 27 |
| 5.10 | Kosten-Nutzen Analyse | 29 |
| 5.11 | Systemanbindung für die Hardware-in-the-Loop Experimente | 32 |
| 5.12 | Reglerplattform | 32 |
| 5.13 | Validierung der Gebäudeoptimierung | 33 |
| 5.14 | Validierung der Systemoptimierung | 34 |
| 6 | Schwierigkeiten bei Erreichung der geplanten Ziele | 37 |
| 7 | Highlights des Projektes | 38 |
| 8 | Schlussfolgerungen | 39 |
| 8.1 | Technische Erkenntnisse | 39 |
| 8.2 | Wirtschaftliche Erkenntnisse | 40 |
| 8.3 | Nutzen für verschiedene Stakeholder | 41 |
| 8.4 | Schlussfolgerungen | 42 |
| 9 | Ausblick | 44 |
| 10 | Literatur | 45 |
| | Kontaktdaten | 47 |

1 Einleitung

Die Vision einer 100%igen Gesamtdeckung des elektrischen Energiebedarfs und sogar Überschussproduktion durch den Einsatz erneuerbarer aber fluktuierender Energieerzeuger (z.B. durch Photovoltaik) ist prinzipiell umsetzbar. Das bestehende urbane elektrische Energiesystem kann aber aufgrund technischer Grenzen wie Netzengpässen durch Erzeugungsspitzen, Spannungserhöhung, etc. eine Beschränkung des Zuwachses darstellen. Ohne geeignete zusätzliche Maßnahmen ist nur ein Teil des theoretisch maximalen Erzeugungspotentials umsetzbar. Um ein globales Optimum im Sinne der Direktnutzung von erneuerbarer Energie und der Energieeffizienz zu erreichen, dürfen nicht nur einzelne Gebäude alleine betrachtet werden, sondern es muss das elektrische Verteilnetz inklusive der Gebäude optimiert werden. Dies erfordert ein übergreifendes Energiemanagement auf Gebäude- und Verteilnetzebene.

Es wurden optimierte Regelstrategien entwickelt, welche vorausschauendes Reagieren erlauben. Dafür haben sich modellbasierte prädiktive Regelungen (MPC) bereits in industriellen Anwendungen bewährt (z.B. Kraftwerkstechnik). Durch die prädiktive Eigenschaft des Reglers kann auf zukünftige Veränderungen optimal reagiert werden. Dazu sind genaue Modelle und Vorhersagen, etwa von Energiebedarf und -erzeugung, Wetterentwicklung oder Benutzerverhalten essentiell. Um eine systemglobale Optimierung realisieren zu können werden hierarchische Regelungskonzepte entwickelt. Die Optimierungsmethoden werden anhand zweier realer Gebäude in Verbindung mit einem simulierten Stadtgebiet und Verteilnetz validiert.

Durch eine optimale Nutzung und Einbindung thermischer und elektrischer Speicher sowie passiver Speichermassen (Gebäude) in das urbane Energiemanagement, gelingt es die lokal erzeugte erneuerbare Energie optimal im Sinne von Energieeffizienz und Nachhaltigkeit systemübergreifend in den Gebäudebetrieb und in den Netzbetrieb zu integrieren.

Das Projektergebnis ist eine im Feldtest validierte Implementation eines Gebäude- und eines Netz-MPCs, deren gemeinsamer optimierender Einsatz zu erheblichen Effizienzsteigerungen auf der Gebäuseite und einer gleichmäßigeren Auslastung auf der Netzseite führt. Ein weiteres Projektergebnis ist die Quantifizierung der ökonomischen und ökologischen Implikationen dieser Technologie. Darüber hinaus wurde für den Bereich der Stadt Wien eine detaillierte Analyse der Auswirkung einer großen Zahl aktiver Gebäude auf das Stromnetz und seine Aufnahmefähigkeit für PV-Anlagen durchgeführt, die zeigt, dass diese durch den Einsatz der im Projekt entwickelten Technologie in einigen Bereichen signifikant steigerbar ist.

SmartCityGrid:CoOpt zeigt, dass eine Optimierung mittels modelbasierter prädiktiver Regelung mit Vorhersagen eine wesentliche Verbesserung gegenüber bestehenden Betriebsführungen von Gebäuden und Verteilnetzen in einem urbanen Stadtteil bringt und Potentiale zur Effizienzsteigerung darstellt. Die Optimierung der Betriebsführung – und die damit einhergehende nachhaltige Planung – von urbanen elektrischen Energiesystemen inklusive Gebäuden werden somit möglich. Die koordinierte Optimierung von Erzeugern, Verbrauchern gemeinsam mit Gebäuden und den Netzen ist die Grundlage für eine energetisch nachhaltige Stadtentwicklung, einer zukünftigen Smart City.

2 Ausgangssituation/Motivation des Projektes

Die Integration volatiler erneuerbarer Energiequellen in existierende Stromnetzinfrasturktur stellt eine Herausforderung in zweierlei Hinsicht dar. Einerseits kann es zu lokalen Beschränkungen in den Verteilernetzen kommen, andererseits spielt bei einer signifikanten installierten Leistung die Einhaltung der Balance aus Erzeugung und Verbrauch eine zunehmende Rolle. Stand der Technik vor Projektbeginn und auch noch zu Projektabschluss ist, dass Erzeugungsanlagen zunehmend Netzdienstleistungen wie Blindleistungsregelung oder Wirkleistungsreduktion erbringen müssen. Auf der Verbrauchsseite werden mehr und mehr Konzepte wie virtuelle Kraftwerke und Aggregatoren in der Praxis umgesetzt, um auf diese Weise örtliche Verbrauchsflexibilitäten zu bündeln und als ein kontrollierbares und durch Pooling ausreichend zuverlässiges Werkzeug einsetzen zu können. In Österreich werden zurzeit die Kriterien für die Vermarktung von Flexibilitäten an mehreren Energiemärkten ausgearbeitet. Ein wesentliches Flexibilitätsdargebot in städtischen Stromnetzen ist im Bereich größerer funktionaler Gebäude zu verorten. Durch eine vorausschauende („prädiktive“) und optimierende Regelung von Lasten innerhalb von Gebäuden kann die dezentral erzeugte und lokal benötigte Energie optimal eingesetzt werden, indem potentiell verschiebbare Lasten unter Ausnutzung von thermischer und elektrischer Speicherung verschoben werden (Demand Side Management – DSM). Herkömmliche Gebäudemanagementsysteme wenden Optimierungskonzepte nur in geringem Ausmaß an, wobei für SmartCityGrid: CoOpt auch Prognosedaten (die Erzeugung und den Verbrauch betreffend) berücksichtigt werden.

3 Zielsetzungen des Projektes

Das Projekt SmartCityGrid: CoOpt Projekts erarbeitete Einsatzstrategien für die Aktivierung von Lastflexibilität innerhalb von Gebäuden in Smart Cities auf Gebäudeebene und auf Verteilnetzebene. Dazu werden optimierende und prädiktive Regelungsstrategien zum Energiemanagement von Gebäuden und elektrischen Verteilnetzen erarbeitet.

Die Ziele des Projektes sind:

1. Optimierende und prädiktive Regelungsstrategien und -methoden für die koordinierte Optimierung eines urbanen Verteilnetzes und Gebäudeverbundes
2. Effizienzsteigerung gegenüber dem herkömmlichen Betrieb der Gebäude und des elektrischen Netzes und gegenüber der Einzeloptimierung
3. Erhöhung des Anteils dezentraler Erzeuger, Kosten-Einsparung und CO₂ Reduktion durch optimierte Nutzung aktiver (thermisch, elektrisch) und passiver Speicher (Gebäude)
4. Vermeidung der Abschaltung dezentraler Erzeuger aufgrund von Spannungsqualität oder Überschreitung der Leitungskapazitäten
5. Gesamtheitliche Optimierung der Energieeffizienz eines Verbundes aus verschiedenen aktiven Gebäuden mit integrierten Erzeugern im Sinne der Maximierung der Eigenbedarfsdeckung
6. Darstellung der Nachhaltigkeitsperformance der gesamtheitlichen Optimierung unter Einbeziehung der gesamten Wertschöpfungskette der einzelnen zusätzlich eingesetzten Technologien (Lebenszyklusanalyse)
7. Analyse der technischen und (makro-)ökonomischen Auswirkungen der gesamtheitlichen Optimierung und des Nutzens für die Planung und den Betrieb von Smart City Grids

4 Durchgeführte Arbeiten im Rahmen des Projektes

Die Vorgehensweise des Projektes basiert auf dem Ansatz Modellierung, Simulation und Praxistest. Betrachtungsgegenstand ist hier jeweils ein konkretes Bürogebäude mit innovativer Regelung in einem exemplarischen Stromnetzabschnitt. Die Besonderheit bei der Verwendung modellprädiktiver Regler besteht darin, dass der Regler selbst ein Modell des geregelten Prozesses verwendet, welches jedoch in seiner Komplexität beschränkt ist. Daher wurde sowohl für die Domäne Gebäude als auch für die Domäne Stromnetz jeweils ein detailliertes und ein vereinfachtes Modell erarbeitet. Ersteres wird vor allem im Rahmen von Simulationen verwendet, das vereinfachte Modell hingegen für den Regler selbst, in einigen Fällen auch für die Simulation für erhöhte Simulations-Performance. Im Praxistest wird dann das vereinfachte Modell gemeinsam mit echter Gebäudephysik kombiniert.

Über die Betrachtung eines exemplarischen Gebäudes hinaus wurde parallel eine Studie durchgeführt, welchen Einfluss die Verwendung von Lastflexibilität in Nutzgebäuden, wie sie im Projekt im Detail analysiert wurde, großflächig auf die Hosting Capacity der Wiener Stromnetze für Photovoltaik hat. Zudem wurden Nachhaltigkeit und Wirtschaftlichkeit der Technologie kritisch betrachtet.

Im Folgenden sind die Umsetzungsschritte des Projektes dargestellt.

4.1 Monitoring, Datenaufbereitung und Planung

Die wesentlichen Ziele dieses Arbeitsschrittes waren die Installation einer zentralen Datenbank, die Erweiterung der Monitoring-Ausrüstung in der ENERGYbase und die Entwicklung der Simulationsszenarien zur Validierung der Modelle. Die Datenbank ist für Echtzeit-Datenaustausch ausgelegt und es laufen alle erforderlichen Messdaten kontinuierlich in den erforderlichen Zeitintervallen der ENERGYbase aus der vor Projektstart bestandenen Monitoring-Ausrüstung, sowie der am elektrischen Abzweig zusätzlich installierten Ausrüstung zum Monitoring der elektrischen Anschlussdaten der ENERGYbase zusammen. Weiters wurden in die Datenbank Messdaten aus dem SOL4-Gebäude integriert. Dazu zählen die aktuellen Werte der PV Anlage. Die Aktivitäten im Monitoring, Datenaufbereitung und Datenauswertung fanden begleitend zu den Arbeitspaketen 2 (Modellvalidierung), 3 (Reglertests, Abgleich mit Simulationsergebnissen), 5 und 6 (HiL-Tests, Echtdatenakquisition und -auswertung) statt.

4.2 Modellierung, Simulation und Integration

4.2.1 Vom detaillierten zum vereinfachten Gebäudemodell

Für nachfolgende Arbeiten wurde das ENERGYbase Passivhausbürogebäude in der Simulationsumgebung DYMOLA physikalisch nachgebildet. Zum einen hat diese Maßnahme dazu beigetragen, das für die Regelung relevante Verhalten der Energiesysteme verstehen zu lernen, aber auch die Dynamiken der Gebäudezonen und Einzelräume. Zum anderen konnten etwaige Optimierungspotentiale innerhalb der Energiesysteme (Heizung, Kühlung) eruiert werden. Ebenso wurden im Zuge der Modellierung auch

die Schnittstellen für Optimierungseingriffe im realen Gebäudebetrieb definiert. Die Beschreibung der relevanten Gebäuderaum- und Zonendynamiken wurden über thermische, konzentrierte RC Elemente durchgeführt (hoher Detaillierungsgrad, komplexes Gesamtmodell). Die notwendigen Werte für die thermischen Widerstände R (Decken, Zwischenwände, Außenwände), sowie die thermischen Kapazitäten C (Wände, Raumlufte) wurden zum Teil aus Messungen identifiziert, zum Teil aber auch anhand bereits vorhandener validierter Modelle. Vielfach wurde auch auf Standards und Normen zurückgegriffen (z.B.: bei der Modellierung von internen Lasten). Die Hinzunahme der Wetterprognose war ein notwendiges Mittel um auch die Einflüsse von außen auf das Gebäude besser einschätzen und modellieren zu können.

Die notwendigen Modellkomponenten bzw. die Hardware, sowie die Schnittstellen wurden in einem Referenzmodell zusammengefasst um einen Anhaltspunkt und eine Kommunikationsbasis für die an der Modellierung des Gesamtsystems beteiligten Personen zu bieten. Auf Basis dieser Spezifikation wurde die technische Realisierung der Schnittstellen der Co-Simulation in DYMOLA und MATLAB umgesetzt.

Des Weiteren wurden, ausgehend von den Modellbibliotheken für gebäudetechnische Anwendungen, die in den Vorprojekten ADRES und INFO entwickelt wurden, dem Komponentenmodell hinzugefügt. Dies umfasst insbesondere Modelle für PCM-Speicher, Schichtspeicher, elektrische Speicher, Adsorptionskältemaschinen und Rückkühler.

Weitere Lastverschiebepotenziale wurden im Betrieb der Lüftungsanlage erwartet. Eine erste Analyse der Lüftungsanlage ergab aber, dass eine Lastverschiebung nicht ohne signifikante Eingriffe möglich ist: Einerseits sind die Sanitärräume fix angebunden, was eine völlige Abschaltung der Lüftungsanlage nicht gestattet. Zweitens ist die Luftqualität in einzelnen kleineren Besprechungsräumen kritisch, was gegen eine globale Reduktion der Luftmenge spricht. Erst nach eingehender Auseinandersetzung mit der Thematik wurde eine Möglichkeit gefunden, Lastverschiebepotenzial in der Lüftungsanlage zugänglich zu machen. Es wurde hierbei die Luftbefeuchtung identifiziert, die an kalten Tagen einströmende Luft befeuchtet, wodurch erhöhter Heizbedarf auftritt. Wird die Luftbefeuchtung abgeworfen, entfällt dieser Heizbedarf, der in der ENERGYbase über eine (elektrisch betriebene) Wärmepumpe erfolgt. Somit ist eine elektrische Kopplung gegeben. Da die Reglermodellierung von Anfang an rein für thermische Kopplung geplant war, war klar, dass eine Erweiterung auf Luftfeuchte nicht durch alle betroffenen Komponentenmodelle durchgezogen werden konnte. Um dennoch nicht auf die Erkenntnisse über verfügbare Lastverschiebepotenziale verzichten zu müssen, wurde entschieden, dass eine Versuchsserie zur Ermittlung der Potenziale durchgeführt wird. Eine Nutzung der Potenziale ist aufgrund des Systemaufbaus in der ENERGYbase weitgehend entkoppelt von der Betonteilaktivierung möglich, somit können beide Möglichkeiten überlagert werden

Das SOL4 Gebäude wurde datenbasiert modelliert. Dazu wurden vereinfachte Modelle entworfen die auf insgesamt 50 Datenpunkten basieren. Ein höherer Detaillierungsgrad war auf Grund fehlender Messdaten nicht möglich. Der niedrige Modellierungsgrad für das SOL4 Gebäude ließ daher keine quantitative passable Abschätzung des realen Gebäudeverhaltens zu. Mit Hinblick auf Optimierungsmaßnahmen ist dieser Detaillierungsgrad zu niedrig.

4.2.2 Modellierung der Stromnetzumgebung

Für die Bewertung der verschiedenen Steuerstrategien wurden verschiedene Netzmodelle auf Basis realer Gegebenheiten im Bereich der Gemeinde Wien erstellt. Die Netzmodelle sind im Simulationstool PowerFactory implementiert und beinhalten sowohl die physikalischen Eigenschaften von Einzelkomponenten (z.B. Eigenschaften der Kabel, Transformatoren usw.), die auf Basis der Spezifikation der Wiener Netze definiert sind, als auch die graphischen Informationen der Netzverschaltung. Für die Parametrisierung der Erzeugung, des Verteilnetzes und des Lastverbrauchs mussten Annahmen getroffen werden, um einen signifikanten Effekt durch Lastverschiebung im betreffenden Niederspannungsnetz hervorzurufen. In der Realität ist das Gebäude ENERGYbase an einem eigenen Niederspannungstransformator angeschlossen und somit ist die Auslastung der lokalen Netzinfrastruktur eher unkritisch.

4.2.3 Co-Simulationsumgebung für Gebäude, Stromnetz und Regler

Zur Realisierung einer Co-Simulation der Gebäudedynamik bzw. des Verteilnetzverhaltens und der entwickelten Regelungsalgorithmen wurden entsprechende Co-Simulationsumgebungen aufgebaut. Durch die Kopplung der spezifischen Domänentools (Dymola, PowerFactory sowie MATLAB) konnten deren Stärken in der Modellierung und Systembeschreibung und -behandlung ausgenutzt und kombiniert werden. Die Co-Simulationen ermöglichen schließlich Detailstudien der gekoppelten Systemdynamik zu Systemleistung, erzielbarem Energieverbrauch und thermischem Komfort, sowie Netzbelastung. Folgende methodischen Schritte wurden zur Erstellung der Co-Simulationsumgebungen durchgeführt:

- Definition der Schnittstellen der Modellierungstools und Modellebenen, Einflussparameter, Kopplungsgrößen und Co-Simulations-Szenarien
- Definition der Schnittstellen für die modellprädiktive Regelstrategie (engl. Model Predictive Control, MPC) für Gebäude
- Integration der Komponentenmodelle in gemeinsame Simulationsplattform (thermische Gebäudedynamik und technische Anlagen) sowohl für komplexes Simulationsmodell und vereinfachtes Simulationsmodell
- Konzeptionierung der vereinfachten Grid-Modellierung für MPC
- Definition der Schnittstellen zwischen PowerFactory-Griddefinition und vereinfachtem Netzmodell
- Integration und Entwicklung der Grid-Modelle und MPC-Entwurf
- Modellvergleiche, Analyse der Simulationsergebnisse, Validierung und Interpretation

4.3 Methodenentwicklung für eine koordinierte Optimierung

Zur **Optimierung des Gebäude-Energieverbrauchs** (je nach Problemformulierung Minimierung des Gesamtverbrauchs, Eigenbedarfsoptimierung oder Load-Shifting) unter Einhaltung des thermischen Nutzerkomforts wurde eine modellprädiktive Regelstrategie entwickelt. Die neuartige, hierzu entwickelte Regelarchitektur berücksichtigt die Struktur und Eigenschaften des nichtlinearen Gebäudemodells und kann minimalinvasiv auf der bestehenden Gebäudeleittechnik aufgesetzt werden. Folgende Arbeitsschritte wurden zur Entwicklung der Regelungsarchitektur, -algorithmen sowie zu deren Realisierung gesetzt:

- Entwurf und Entwicklung Co-Simulationsarchitektur, Modellhierarchie, Interfaces, MPC-Konzept

- Implementierung MPC, Integration in Simulationsumgebung
- Einstellung und Tuning der Reglerparameter
- Implementierung und Test verschiedener Zielfunktionen, Beschränkungen, Gewichtungen
- Analyse der Reglerperformance unter realistischen Bedingungen
- Analyse der Robustheit gegen Modellfehler und Prädiktionsfehler (Störgrößen)
- Bewertung der Regelleistung und Vergleich mit Referenzfall („Rule-Based Control“) zu verschiedenen repräsentativen Jahreszeiten (Betriebsfällen)
- Langzeit-Simulationsstudie zu Gesamtverbrauchersparnis über 1 Jahr

Zur **optimalen Betriebsführung eines intelligenten Verteilnetzes** mit direkt beeinflussbaren Teilnehmern wurde eine spezifische modellprädiktive Regelungsstrategie entwickelt. Basierend auf einem aus einem komplexen Netzmodell abgeleiteten Entwurfsmodell und verfügbaren Lastprädiktionen wird die Einhaltung der Netzbeschränkungen (Spannungstoleranzen, Strombegrenzungen) überwacht und gegebenenfalls durch eine hierarchische Beeinflussung der aktiven Teilnehmer realisiert. Die Netzregelung wurde in folgenden Schritten entwickelt:

- Entwurf und Entwicklung geeigneter Simulationsmodelle, Interfacing zwischen PowerFactory und vereinfachtem Modell, Modellhierarchie, zweier alternativer MPC-Konzepte
- Entwurf möglicher Kopplungsszenarien zwischen Grid und geregelten Gebäuden
- Entwicklung robuster Algorithmen zur Behandlung möglicher „Non-Compliance“ von geregelten Gebäuden in gekoppelter Grid-/Gebäude-Regelung
- Implementierung der MPC-Algorithmen zur Netzregelung
- Aufbau Simulations- & und Co-Simulationsplattform; Integration des Grid-MPC mit Gebäude-MPCs
- Analyse der Reglerperformance in Simulations- und Co-Simulationsstudien mit geregelten Gebäuden, Parametertuning und Analyse der Parametersensitivitäten
- Tests und Analyse des Verhaltens bei Compliance sowie Non-Compliance der geregelten Gebäude an repräsentativen Betriebsfällen
- Bewertung und Interpretation der Ergebnisse

Schließlich wurde das Zusammenspiel beider Regelkonzepte – Netzregelung sowie aktive Gebäude mit der entwickelten Gebäuderegulierung – in gemeinsamen, erweiterten Co-Simulationen getestet.

Abschließend wurde eine **Studie zur Ermittlung der potentiellen Hosting Capacity** in den Wiener Gemeindebezirken durchgeführt. Die Untersuchung ermittelt jenen Anteil an Netzknoten, an dem eine Photovoltaik-Anlage installiert werden kann, ohne Spannungs- und Leitungsgrenzen zu verletzen. Insbesondere wird untersucht, in welchem Ausmaß sich dieser Anteil verändert, wenn eine Lastverschiebung durch elektrische Speicher bzw. durch Wärmepumpen vorgenommen werden kann.

4.4 Nachhaltigkeitsperformance

Parallel zu den Entwicklungsarbeiten und der technischen Validierung behandelt dieses Arbeitspaket die ökonomische und ökologische Analyse der im Projekt entwickelten Technologie.

4.4.1 Ökologische Analyse

In einem ersten Schritt wurde ein Kriterienvorschlag auf Basis vorhergehender Projekte sowie einer Literaturrecherche zu den eingesetzten Technologien und deren Auswirkungen erstellt. Dieser wurde im Rahmen eines transdisziplinären ExpertInnenworkshops diskutiert, ergänzt, sowie auf Relevanz und Praktikabilität geprüft. Output des Workshops war ein Set von Schlüsselkriterien für die Bewertung der Gebäudeoptimierung. In einem nächsten Schritt wurde eine umfangreiche Bewertungsmatrix in Form eines Fragebogens erstellt und an die ProjektpartnerInnen verteilt, bzw. die notwendigen Informationen recherchiert. Die Recherche erfolgte für je zwei Szenarien für SOL4 und ENERGYbase. Die Berechnung von Klimabilanz, Rohstoffeinsatz und Energieaufwand erfolgte auf Basis recherchierter Daten, sowie fundierter Abschätzungen und Annahmen mit Hilfe der Software GEMIS. Die Auswertung der Ergebnisse erfolgte anhand eines groben Punktesystems um einerseits qualitative und quantitative Ergebnisse zusammenführen zu können und andererseits Relationen zwischen den Szenarien darzustellen. Die Darstellung der Ergebnisse erfolgte grafisch und deskriptiv, auf Kriterienebene und aggregiert als Gesamtpformance.

4.4.2 Ökonomische Analyse

Die Wirtschaftlichkeitsbewertung setzt sich im Wesentlichen aus drei Teilen zusammen. Einerseits aus der Kosten/Nutzen Rechnung für den Energieversorger bzw. Netzbetreiber, den Anlagenbetreiber und aus sonstigen volkswirtschaftlichen Effekten.

Bei der **Kosten/Nutzen Rechnung für den Energieversorger** wurde eine Bewertung des monetären Wertes des PV-Stroms am Spotmarkt durchgeführt. Dazu wurde ein Kraftwerkseinsatzoptimierungsmodell für Österreich/Deutschland entwickelt mit dem simuliert wurde, wie sich der Marktwert des PV-Stroms am Spotmarkt unter Berücksichtigung eines weiteren Ausbaus der PV-Kapazitäten entwickelt und wie hoch die CO₂ Einsparungen dadurch sein können. Als zweiter Punkt werden die vermiedenen Netzverluste, durch einen weiteren Ausbau dezentraler Photovoltaik, berechnet. Dazu wurde ein Ansatz gewählt, der auch in verwendet wird und von der generellen Netzlast, der Spotmarktpreise, dem Netzverlustfaktor und der PV-Erzeugung abhängt. Als drittes wurde auf Basis einer Literaturrecherche der zusätzliche Regelleistungsbedarf, der durch den weiteren Ausbau fluktuierender Erneuerbarer entsteht, untersucht. Neben dem generellen Regelleistungsbedarf wurde zudem analysiert, wie sich die Kosten für den Abruf von Regelleistung in den letzten Jahren in Österreich im Vergleich zu anderen Ländern entwickelt haben und wie diese Kosten in Zukunft gesenkt werden können.

Die **Kosten/Nutzen Rechnung für den Anlagenbetreiber** basiert auf einem linearen Optimierungsmodell, welches den optimalen Einsatz der Photovoltaikerzeugung unter Berücksichtigung der simulierten Lastprofile (ohne MPC-Regelung/mit MPC Regelung) für die ENERGYbase und für ein standardisiertes Lastprofil G0 für das Gebäude Sol4 über einen Zeitraum von 25 Jahren simuliert. Die Kosten Nutzen-Rechnung wurde auch unter Einbindung eines Batteriespeichers durchgeführt, wobei die Dimensionierung des Batteriespeichers aufgrund der Entwicklung des Eigenverbrauchsanteils als auch des Deckungsgrades für verschiedene Kapazitäten und Leistungen des Speichers durchgeführt wurde. Die Wirtschaftlichkeitsberechnung erfolgt dann auf Basis der simulierten Energieflüsse mit Hilfe der Methodik des internen Zinsfußes, bzw. der Barwertmethode und der Methode der dynamischen Amortisationszeit.

Eine Sensitivitätsanalyse zeigt dabei den Einfluss der verschiedenen Parameter auf den internen Zinsfuß.

Die **volkswirtschaftlichen Effekte** wurden anhand von Arbeitsplatzeffekten und Wertschöpfung durch einen weiteren Ausbau der Photovoltaik in Österreich dargestellt. Dazu wurden Kennzahlen wie Umsatz/Beschäftigte und Wertschöpfung/Umsatz ermittelt und auf Basis von Ausbauraten die jährliche Wertschöpfung als auch die jährlichen Arbeitsplatzeffekte ermittelt.

4.5 Vorbereitung der Validierung

Im Zuge der Vorbereitung für die Validierung wurden die untenstehenden Maßnahmen umgesetzt. Vorort-Besuche in den involvierten Gebäuden ENERGYbase und SOL4 brachten zuerst die notwendigen Informationen in Bezug auf installiertes Equipment, Schnittstellen und Ansprechpersonen. Nach intensiver Evaluierungsphase wurde mit der Umsetzung der geplanten Tätigkeiten begonnen:

- Klärung der technischen Voraussetzungen und der Netzwerkzugänge zu den Systemen. Im Anschluss wurden alle notwendigen Remotezugänge geschaffen um die Zugangsmöglichkeiten für alle Projektpartner zu schaffen.
- Festlegungen zur BACnet Schnittstelle zur Übertragung der Istdaten und der Prognosedaten zwischen Haustechnik und aX-System.
- Gemeinsame Festlegung, welche Daten in der Gebäudeleittechnik für die modellbasierte Regelung relevant sind
- Definition der Datenstruktur und der Datenbank zur Speicherung der Ist- und Prognosedaten als gemeinsame Datenbasis für Modelle und Regler
- Lieferung und Installation der Hardware und Software (aX, Datenbank etc.)
- Fernwirkunterstation XEA200 Inbetriebnahme im angrenzenden Trafogebäude zum ENERGYbase
- Implementierung der Schnittstellen (z.B. BACnet) im aX-System um die notwendigen Datenkommunikationen (Netz, Gebäude, Dymola-Schnittstelle) zu realisieren

Nach erfolgter Installation aller Hardware und Softwarekomponenten im Gebäude und anschließenden Kommunikationstest wurden mit der Reglerimplementierung begonnen. Nach abgeschlossener Konzeptphase wurden die daraus ermittelten Arbeitspakete umgesetzt. Hauptaugenmerk lag dabei in der Bereitstellung neuer Solver im Regler um das komplexere Gebäudemodell in der vorgegebenen Zykluszeit rechnen zu können. Neben der MPC Entwicklung wurden folgende Tätigkeiten durchgeführt.

- Erstellung der Visualisierung und Steuerumgebung für den Einsatz eines modellbasierten Gebäudereglers
- Einbettung der modellbasierten Regler in die DCS-Umgebung (Distributed Control System)
- Kommunikation mit Prognosedaten und Vorgabewerten aus den Modellen, Austausch über definierte Datenstrukturen
- Reporting und Trendauswertung der Ist- und Prognosedaten zur Validierung der Reglerfunktion

Die Vorbereitung der Validierung wurde mit gesamten Anlagentests abgeschlossen. Schnittstellenüberarbeitung, Fehlerhandling bzw. Notifikationsmechanismen wurden installiert um im Fehlerfall die verant-

wortlichen Projektteilnehmer zu informieren. Sicherungsroutinen und Backupmechanismen wurden installiert, um die zentralen Daten, die im System gespeichert werden, in Langzeitarchiven zur Verfügung zu stellen.

Für den HIL Prozess wurde ein spezieller Simulationsrechner eingerichtet, welcher über eine Masterapplikation die komplette HIL Prozesskette steuert. Dazu wird in einer ausführbaren Datei die Erfassung der Wetterdaten, die Erfassung der aktuellen Gebäudedaten sowie der Startprozess der Simulation (DYMO-LA) für die Ermittlung der Ausgangstrajektorien getriggert.

Für den HIL Prozess wurde ein spezieller Simulationsrechner eingerichtet, welcher über eine Masterapplikation die komplette HIL Prozesskette steuert. Dazu wird in einer ausführbaren Datei die Erfassung der Wetterdaten, die Erfassung der aktuellen Gebäudedaten sowie der Startprozess der Simulation (DYMO-LA) für die Ermittlung der Ausgangstrajektorien getriggert. Der HIL Prozess lässt sich wie folgt chronologisch zusammenfassen:

1. Wetterdaten laden von der Datenbank
2. Gebäudemessdaten laden von der Datenbank
3. Dymola (Gebäude- und Energiesystemmodelle) initialisieren (mit Hilfe von Messdaten)
4. Basistrajektorie für den zukünftigen Gebäudebetrieb mit Dymola simulieren
5. Basistrajektorie auf die Datenbank schreiben
6. MPC nutzt die Basistrajektorie als Anfangswert
7. Optimierung
8. Optimierte Trajektorie auf die Datenbank schreiben und an die Gebäudeleittechnik des Gebäudemanagementsystems übergeben

4.6 Validierung der Systemoptimierung

Ausgehend von der in Co-Simulationen erprobten und entwickelten prädiktiven Gebäuderegung wurde eine entsprechende Echtzeit-Implementierung durchgeführt. Diese Echtzeit-Gebäuderegung wurde an der ENERGYbase in Form einer Hardware-in-the-Loop-(HiL-)Validierung getestet. Folgende Schritte wurden gesetzt:

- Anpassung der Spezifikationen an verfügbare Messdaten und Stellgrößen; Detailabstimmung mit Facility Manager
- Erfassung der Mess- und Prognosedaten inkl. Auswertung und Verifikation
- Anpassung der MPC-Konzepte, Aufbereitung für HiL
- Aufbau und Realisierung des Echtzeit-Prozesses, Synchronisierung, Datenflussorganisation
- Entwicklung des geeignet angepassten MPC-Algorithmus und -Codes inkl. Prädiktion von Störungen, Echtzeit-Akquisition von Wetterprädiktionen sowie Gebäudemesswerten
- Entwicklung und Durchführung der HiL-Tests, Fehlersuche, Durchführung unterstützender Co-Simulationsstudien der HiL-Fälle und Fehlerfälle, Bugfixing in der Prozesskette, Überwachung der Prozesse und Testläufe
- Entwicklung und Parametrierung datenbasierter Korrekturansätze des Prädiktionsmodells
- Verifikation und Analyse der HiL-Regleraktivität

Die entwickelte Netzregelungsstrategie wurde in Co-Simulationen bereits getestet; die im Zusammenspiel der Netz- und Gebäuderegung neu hinzukommende, zentrale Anforderung an die Gebäuderegung ist die Berücksichtigung von Echtzeit-Beschränkungsvorgaben. Diese Funktionalität wurde im Echtzeit-Gebäuderegler zusätzlich realisiert und im HiL-Test an der ENERGYbase getestet. Folgende Schritte wurden dazu gesetzt:

- Erweiterung des Gebäude-MPC-Konzepts um Echtzeit-Vorgabe von Netzbeschränkungen
- Entwicklung und Durchführung von Netz-/Gebäude-Co-Simulationen mit Grid-MPC zur dynamischen Vorgabe der Netzbeschränkungen am Gebäude-MPC-HiL-Lauf
- Analyse der HiL-Regleraktivität, Verifikation der Berücksichtigung vorgegebener Netzbeschränkungen und Interpretation der Ergebnisse

5 Wesentliche Projektschritte und -ergebnisse

In den folgenden Abschnitten werden die Meilensteine, die benötigten Grundlagen, sowie die verwendeten Modelle und die daraus resultierenden Ergebnisse und Erkenntnisse präsentiert.

5.1 Erweitertes Monitoring

Für die Durchführung des erweiterten Monitorings wurde das Monitoring-System (siehe Kapitel 4.1) in Betrieb genommen. Dieses dient als Mittel zum Zweck für den kombiniert simulierten und realen Betrieb der modellprädiktiven Regler auf Netz- und Gebäudeebene.

5.2 Netzdatenmodelle und Profile

Die Auswahl eines geeigneten Netzabschnitts für die Simulation der aktiven Lastverschiebung in Nutze Gebäuden beruht auf dem Ansatz, ein stark ausgelastetes, für urbane Verhältnisse typisches Netz zu finden. Tabelle 1 zeigt die Eckdaten des gewählten Netzes.

Tabelle 1: Eckdaten des gewählten Netzes

| | |
|---------------------------------|---|
| Spannungsebene | 400V |
| Typ | städtisch |
| Topologie | vermascht |
| Trafoleistung | 800 kVA |
| Anzahl der Abgänge | 9 |
| Leitungsart | Kabel |
| Durchschn. Leitungslänge | 1959 m |
| Anzahl der Kunden | 123 |
| Typ der Kunden | Haushalte, Gewerbe, Warmwasserspeicher ohne und mit Tag-nachladung, Nachtspeicherheizung ohne Tagnachladung |

Für die Parametrisierung der Erzeugung, des Verteilnetzes und des Lastverbrauchs wurden folgende Annahmen getroffen:

- Ersetzen der Wechselwirkung mit dem Mittelspannungsnetz mit einem externen Netzelement (konstante Spannung).
- Die Photovoltaikerzeugungsmodelle sind als negative Lastflüsse mit generierten Profilen auf Basis gemessener Daten berücksichtigt.
- Verbrauch: Die Lastprofile sind auf Basis gemessener Jahresenergieverbräuche und synthetischen normierten Lastprofilen generiert. Grundlage ist ein am AIT in der Programmiersprache R entwickeltes statistisches Programm zur Erzeugung von Profilen basierend auf realen Messdaten.
- Verteilnetz: Die Netztopologie sowie die Eigenschaften der Leitungen und Transformatoren wurden unter Berücksichtigung der Design-Vorgaben der WienerNetze erstellt. Die Betriebszustände der Netze wurden basierend auf der Spezifikation der WienerNetze definiert.

Abbildung 1 und Abbildung 2 zeigen die endgültigen Netzmodelle (vereinfachtes und exaktes Netzmodell), die für die Bewertung der technischen Anforderungen für die verschiedenen Steuerstrategien und die Analyse des Standes der Technik modelliert und verwendet wurden. Im exakten Netzmodell sind alle im realen Netzabschnitt vorhandenen Leitungen und Lasten modelliert und quasistatische Lastflussberechnungen werden mit hoher Genauigkeit berechnet. Im vereinfachten Modell sind Abzweige, die für die Wechselwirkung mit den aktiven Gebäuden nicht relevant sind, durch eine zusammengefasste Last modelliert und es wird die vereinfachende Annahme getroffen, dass die Ströme der Lasten und Erzeuger nicht von der Spannung am Netzknoten abhängen, so dass ohne Lösung von größeren Gleichungssystemen der Lastfluss durch einen einmaligen Iterationsschritt vereinfacht bestimmt werden kann.

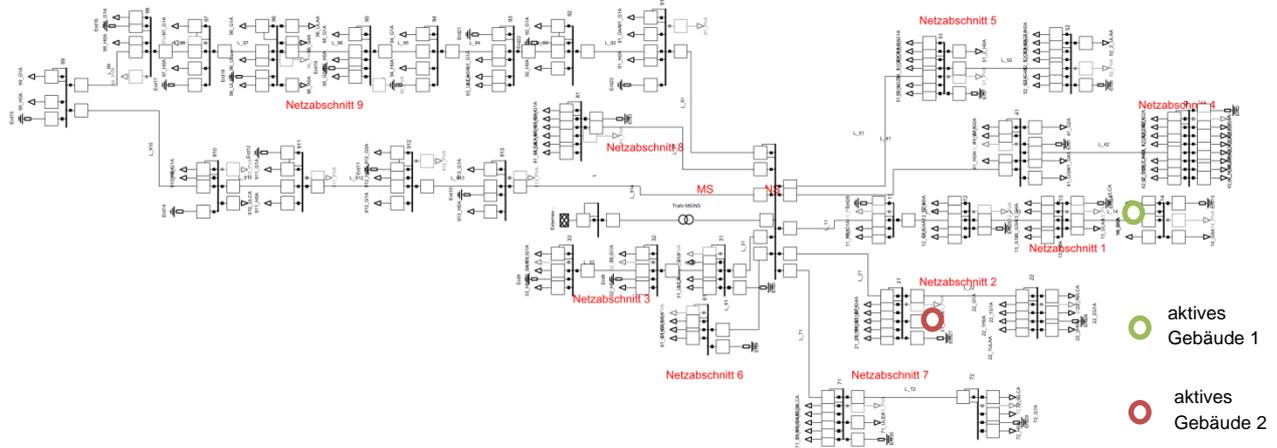


Abbildung 1: Exaktes Netzmodell

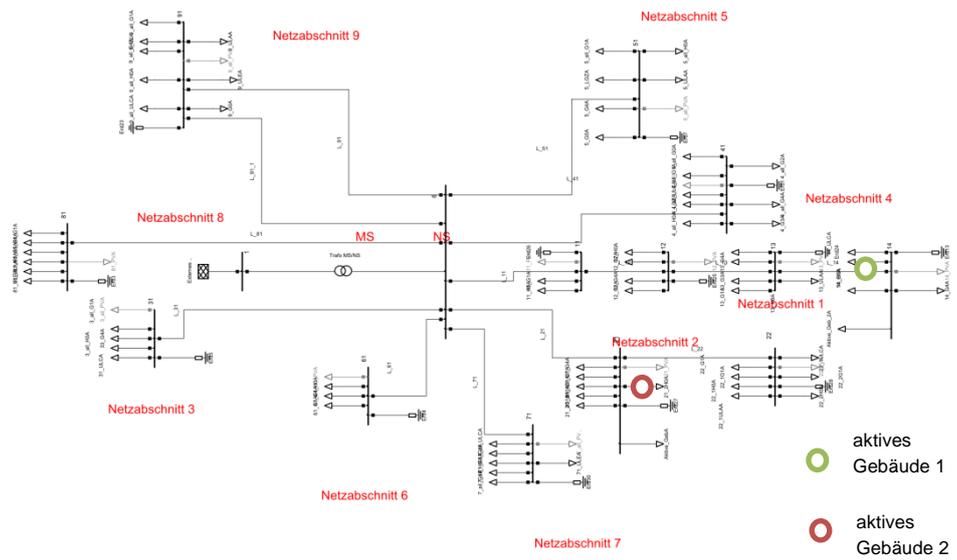


Abbildung 2: Vereinfachtes Netzmodell

Die Umsetzung des komplexen Netzmodells (Erzeugung, Kabeln und Freileitungen und Lastmodelle) erfolgte in der Simulationsumgebung DigSILENT PowerFactory. Das vereinfachte Modell wird gemeinsam mit dem jeweiligen Regler in Matlab berechnet.

5.3 Einfache / Detaillierte Gebäudemodelle

Die interdisziplinäre Herangehensweise und die Zusammenarbeit von Experten aus unterschiedlichen Disziplinen im Rahmen der Co-Simulation erforderte zunächst die betrachtete Systemstruktur zu formalisieren, um einen Überblick über die einzelnen Komponenten der Modellierung bzw. des HiL-Tests und ihren Abhängigkeiten zu gewinnen. Um diese formale Grundlage zu schaffen, wurde eine generische Beschreibung des Modellierungsvorhabens entwickelt, die v.a. die Schnittstellen der einzelnen Elemente der Co-Simulation definiert und auf deren Basis die detaillierten und einfachen Modelle erstellt wurden.

Komplexe Modelle des Passivhausbürogebäudekomplexes wurden auf Basis konzentrierter, thermischer RC Netzwerke erstellt. Dabei werden im thermischen Ersatzwiderstand R die thermischen Übergangseigenschaften der modellierten Komponente (Außenwand, Innenwand, Übergänge Wand-Luftknoten) zusammengefasst. Die thermische Kapazität C erfasst dabei die Speicherfähigkeit der modellierten Komponente (Wand, Luftknoten).

Die Wärmezufuhr zu den einzelnen Räumen funktioniert über die Decke (CCA concrete core activation, Betonkernaktivierung, Abbildung 3). Dabei wird die Betonmasse genutzt Energie zu speichern, die dann entsprechend der implementierten Regelstrategien an die Räume übergeben wird (entweder als Heiz- oder Kühlenergie). Das Regelungssystem CCA reagiert auf die Sollwertvorgabe für die Decke und nicht auf die Raumtemperatur. Die Raumtemperatur wird damit indirekt geregelt. Durch die höhere Speicherkapazität der Decke ergibt sich somit eine Glättung der Gesamtdynamik, was sich auch positiv auf die Schaltzyklen (d.h. Reduktion) der speisenden Energiekomponenten (Solarthermie und Wärmepumpe für Heizzwecke, sowie Brunnenpumpe für Kühlzwecke) auswirkt.

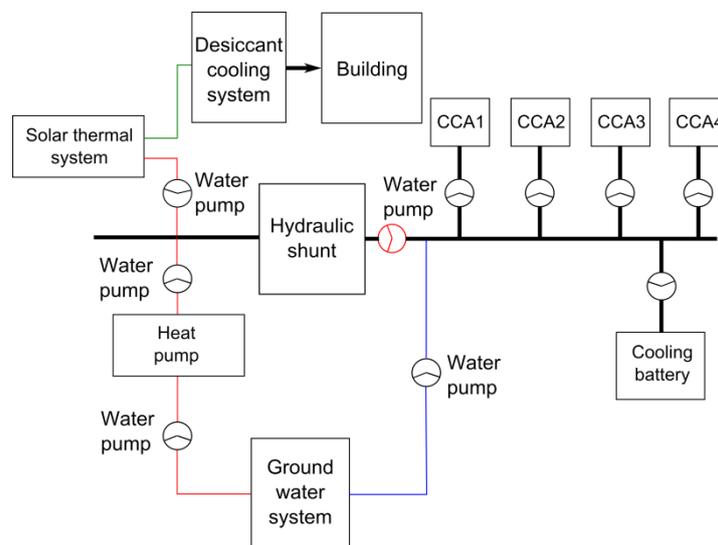


Abbildung 3: Schematische Darstellung der Energiesysteme in der ENERGYbase. CCAx steht für das System der Betonkernaktivierung (Heizung und Kühlung mit Hilfe der Betondecke).

Abbildung 4 zeigt einen Auszug aus der Modellierungsumgebung DYMOLA, in welcher neben der Gebäudephysik auch die Energiesysteme modelliert wurden. Unter anderem wurde Effekte wie Wettereinfluss auf das Gebäudeverhalten (durch Sonneneinstrahlung) sowie interne Lasten mitberücksichtigt.

Damit wird im Wesentlichen die Güte des Modells verbessert, speziell mit Hinblick auf die Prädiktion des Gebäudeverhaltens.

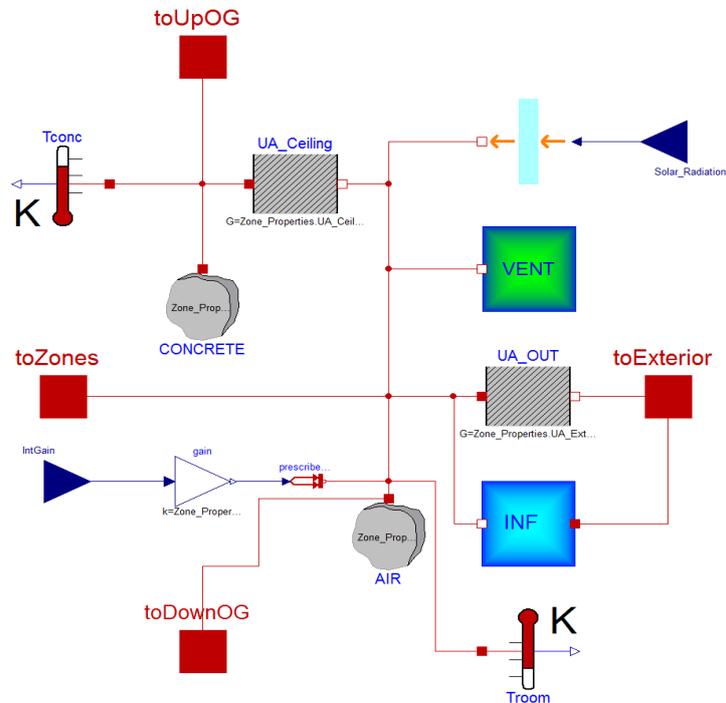


Abbildung 4: Komplexe therm. RC-Modellierung mit DYMOLA

Abbildung 5 zeigt die Validierung der komplexen Modelle für den 3. Stock der ENERGYbase, für 4 Sektoren (Nordwest, Nordost, Südwest, Südost). Die Validierung zeigt gutes Modellverhalten, welches in der Form für Optimierungszwecke – speziell um das neuartige Regelkonzept simulatorisch zu testen, bevor es auf die reale Anlage übertragen wird.

5.3.1 Vereinfachtes Gebäudemodell

Da die komplexen Modelle des Passivhausbürogebäudes für die Anwendung im Modellprädiktiven Regler vor allem in Bezug auf Simulationszeit sich als nicht handhabbar erwiesen, wurde aus dem komplexen Modell ein vereinfachtes Modell abgeleitet. Hierfür waren vor allem folgende Kriterien ausschlaggebend:

- Koppelbarkeit mit den anderen Modellen
- Rechengeschwindigkeit und Stabilität
- Flexibilität und Wiederverwendbarkeit

In Erwägung der oben angeführten Anforderungen fiel die Wahl des Simulationsstandards bzw. der Umgebung auf Dymola/Modelica. Neben der Wahl der Modellierungsumgebung wurden mehrere Maßnahmen der Modellreduktion gesetzt um vom komplexen Gebäudemodell zu einem für den HiL-Einsatz hinreichend kompakten Modell zu gelangen.

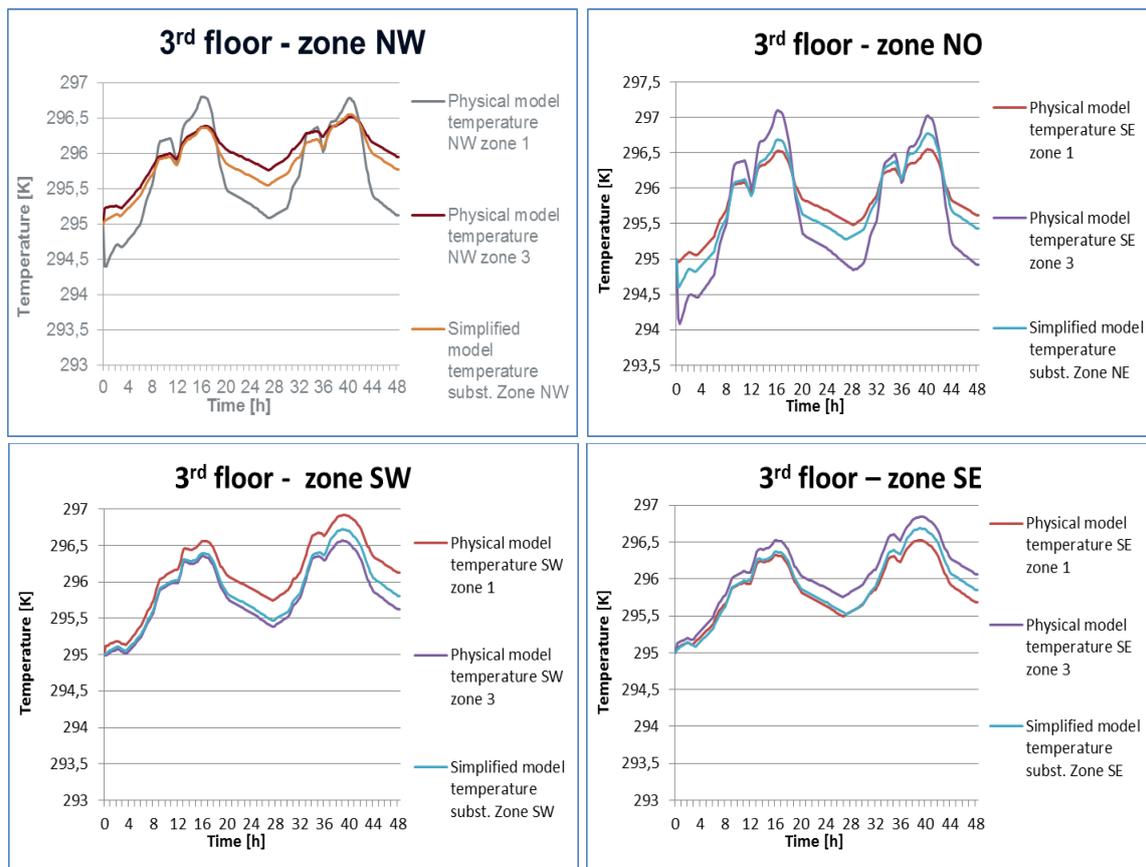


Abbildung 5: Validierung der komplexen Modelle mit Messdaten für den 3. Stock und 4 Sektoren

Um eine Vereinfachung des Gebäudemodells zu erreichen, wurden die 66 thermischen Zonen des komplexen Gebäudemodells zu 18 größeren Ersatzzonen zusammengefasst.

Weiters wurden die im komplexen Modell auf durch Bond-Graphen verbundenen R-C Komponenten beruhenden Zonen, durch vereinfachte Modelle substituiert, welche auf Energiebilanzen und Gleichungen zur Beschreibung der Wärmedurchgangswiderstände aufbauen.

Der oben beschriebene, Bond-Graphen basierte Modellierungsansatz von Modelica wurde bei der Abbildung des gebäudetechnischen Systems ebenfalls durch einen vereinfachten Ansatz ersetzt, bei dem die Energieströme durch kausale Ströme dargestellt werden. Dies vereinfacht das Modell wesentlich, schafft aber auch Probleme (siehe Kapitel 6).

Durch Anwendung der beschriebenen Modellreduktionen konnte die Anzahl der Modellgleichungen von 24453 nichttrivialen Gleichungen im komplexen Modell auf 1080 Gleichungen reduziert werden, wodurch die Simulationszeit signifikant verkürzt werden konnte.

Schlussendlich ergibt sich der folgende Modellaufbau. Das vereinfachte Gebäude und Energiesystemmodell, SBUI (Simplified Building) und SBS (Simplified Building Services), setzt sich aus drei Hauptkomponenten zusammen, die den gesamten im Gebäude installierten Regelkreis abbilden.

Das Modell des Gebäudes mit 18 thermischen Zonen, dem Modell des Heiz- und Kühlsystems, sowie der Regelung, wie sie im Gebäude aktiv ist. Die Regelung erhält vom modellprädiktiven Regler Solltem-

peraturen für die einzelnen Betonkerne, sowie für die Vorlauftemperatur zu den Strängen als Führungsgröße. Aus diesen Solltemperaturen berechnet das Modell der Regelung die an die Betonkerne abzugebenden Wärmeströme. Aus welchen das Modell des Heiz- und Kühlsystems den Bedarf an elektrischer Energie kalkuliert. Die Wärmeströme werden als Stellgröße an das Gebäudemodell übergeben, welches den thermischen Zustand der Räume und Betonkerne als Feedback an die modellinterne, sowie als Output an die modellprädiktive Regelung liefert. Als Störgröße gehen das Wetter und die inneren Lasten ein. Das abgebildete Heiz- und Kühlsystem umfasst die für die Heizung und Kühlung des Gebäudes einflussgebenden Komponenten: Die Brunnenpumpe, die Wärmepumpe, die hydraulische Weiche, den Solarspeicher und die Solarthermische Anlage. Abbildung 6 zeigt einen schematischen Überblick.

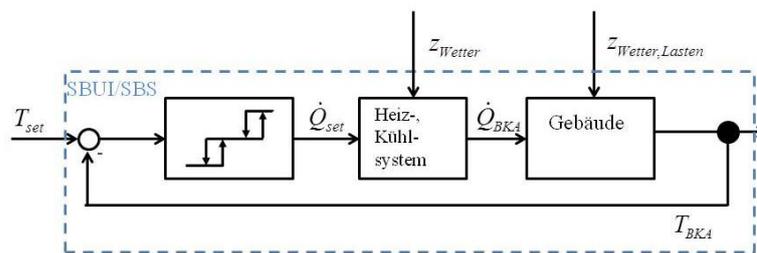


Abbildung 6: Schema Modellaufbau vereinfachtes Modell

5.3.2 Komponentenmodelle

Bei der Erstellung der Komponentenmodelle wurde gemäß der oben erwähnten Anforderungen vor allem Augenmerk auf Einfachheit, numerische Stabilität, Rechengeschwindigkeit und Datenverfügbarkeit für die Parametrisierung gelegt. Aufgrund dieser Randbedingungen kamen hauptsächlich Kennlinienbasierte Modelle oder einfache physikalische Modelle zum Einsatz. Im Rahmen des Projektes wurde die in den Vorprojekten ADRES und INFO aufgebaute Modellbibliothek erweitert. Es wurden Modelle für die Abbildung thermischer Zonen, elektrischer, Latentwärme- und Schichtspeicher, sowie für Adsorptionskältemaschinen und Rückkühler hinzugefügt.

5.4 Integration der Einzeldomänen und Co-Simulation

Die Komponenten-, Gebäude- und Netzmodelle, sowie die Reglerplattform wurden in eine gemeinsame (Co-)Simulationsumgebung integriert. Dazu wurden die relevanten Signale, Systemabgrenzungen und Einflussgrößen für die modellbasierte Regelung und die Co-Simulationsstruktur aufgebaut. Analog dazu wurden für die Netzregelung Modellhierarchien und -interfaces definiert. Co-Simulationsumgebungen für die Gebäude- sowie die Netzregelung wurden entwickelt. Spezifische Kopplungen von MATLAB und DYMOLA (zur Erstellung linearisierter Teilmodelle aus Dymola-Modellen, sowie online-Kopplung eines Dymola-Laufs mit MATLAB-Interaktion für Co-Simulation und für Echtzeit-Hardware-in-the-Loop-Regelung), sowie von MATLAB und PowerFactory (Erstellung vereinfachter Modelle der Netztopologie sowie von Verbraucherdaten für Netzregler, online-Co-Simulations-Läufe) wurden geschaffen.

Detaillierte Co-Simulationsstudien des Gebäudeverhaltens ohne und mit (prädiktiver) Gebäuderegulung, Vergleichsstudien der vereinfachten und komplexen Netzmodelle, sowie umfangreiche Studien der Ver-

brauchscharakteristika für verschiedene Jahreszeiten und Lastfälle wurden durchgeführt. Jahressimulationen liefern Aussagen zur Auswirkung unterschiedlicher Speicher- bzw. Puffergrößen auf den erzielbaren Gesamtenergieverbrauch. Neben Gebäude-Co-Simulationen wurden Netz-Co-Simulationen durchgeführt, um Kenngrößen der betrachteten Netze, kritische Netzknoten sowie Constraintüberschreitungen zu identifizieren.

5.5 Gebäudebetriebsführung mit modellprädiktiver Regelung

Eine optimale Betriebsstrategie für (Büro-) Gebäude basierend auf modellbasierter prädiktiver Regelung (MPC) zur Erhöhung der Energieeffizienz und Eigenbedarfsdeckung wurde entwickelt. Aspekte der dezentralen Erzeugung, verschiebbarer Lasten und verfügbarer Speicher wurden dabei berücksichtigt. Folgende Ergebnisse wurden erzielt:

- Modulares MPC (MMPC)-Konzept zur prädiktiven Gebäuderegulation anhand des dynamischen Gebäudemodells wurde entwickelt und getestet
- Geeignete Gütefunktionen, Beschränkungen und Gewichtung der Zielgrößen wurden entwickelt und untersucht:
 - Gütefunktionen für thermischen Nutzerkomfort (Komfortband, Mitteltemperatur) sowie Gesamtenergieverbrauch
 - Beschränkungen der Raum- und Betonteiltemperaturen, der Stell-Wärmeströme sowie der elektrischen Bezugsleistung
 - Einfache Gewichtung der einzelnen Kostenterme ermöglicht klar strukturiertes Tuning der Regelcharakteristik
- Detaillierte und robuste System-, Komponenten- und Prognosemodelle für die Erzeugung und Verbrauch auf Basis von meteorologischen Einflussgrößen wurden erstellt und implementiert:
 - In die Gebäudemodelle wurden die bestehenden, relevanten Komponenten (Wärmepumpen, Solarthermie, Puffertanks, Heizkreislauf, Kühlkreislauf, Umwälzpumpen, Sub-Regelkreise für Betonteilaktivierung, Ventilation) detailliert modelliert.
 - Der Wettereinfluss (Einstrahlung, Wärmeleitung) auf das Gebäude und die Komponenten (z.B. Solarthermie) wurde modelliert und wird aus verfügbaren Wetterdaten bzw. (im Echtlauf) aus Wetterprädiktionen der ZAMG direkt bedatet.
 - Prädiktionsmodelle für interne thermische und elektrische Lasten wurden basierend auf Norm-Lastprofilen sowie historischen Daten erstellt und abgeglichen.
- Stabiler Betrieb und Robustheit gegenüber Modellfehlern
 - Der Gebäuderegler wurde in Co-Simulation sowohl ohne als auch mit (signifikanten) Modell- und Prädiktionsfehlern getestet. Ein hohes Maß an Regelleistung und Robustheit sowie Stabilität konnten nachgewiesen werden.
- Studien zu Auswirkungen und Nutzen der Gebäuderegulation bezüglich Energieeffizienz sowie Planung und Betrieb von SmartCityGrids wurden cosimulationsbasiert durchgeführt und flossen in Bewertungs-Arbeitspakete ein ein.

Die Entwicklungen und Ergebnisse zur optimalen Gebäuderegulation wurden im Rahmen des Zeitschriftenartikels [1] detailliert dargestellt.

5.6 Netzbetriebsführung mit modellprädiktiver Regelung

Strategien zur Einsatzoptimierung des Verteilnetzes durch Koordination der Betriebsführung der Gebäude unter Verwendung von modellprädiktiver Regelung (MPC) wurden entwickelt. Dabei werden Netz- und Gebäuderegulungskonzepte geeignet kombiniert, um das Gesamtsystem SmartCityGrid in seiner Effizienz und Ausfallsicherheit zu verbessern. Folgende Ergebnisse wurden erzielt:

- Hierarchische und kooperative Netzregelungskonzepte auf Basis modellprädiktiver Regelung für in einer Grid-Topologie vernetztes Gebäude wurden entwickelt. Dabei wurden unterschiedliche Formulierungen der zu minimierenden Zielfunktionen zur Erreichung unterschiedlicher Regelziele (Verlustminimierung, Überlastminimierung, Lastlokalisierung) entworfen und getestet. Varianten praktisch anwendbarer Prädiktions- und Gebäudeersatzmodelle wurden untersucht und im Rahmen der Regelkonzepte ausgewertet.
- Relevante Systemkomponenten (Speicherkomponenten, Prosumer) wurden dynamisch modelliert und in die Regelkonzepte integriert. Erzeuger und Verbraucher, Netzparameter (Spannungshaltung, Überlastung, Blindleistung, Verluste), elektrische Speicher und Betriebsmittel wurden dabei berücksichtigt, und geeignete Modellstrukturen und Regelarchitekturen ermittelt.
- Die entwickelten Regelkonzepte wurden implementiert und mit realistischen Netztopologien, teils in komplexer Co-Simulation mit den entwickelten Gebäudereglern, erfolgreich getestet.
- Detaillierte Co-Simulationsstudien und relevante Testfälle wurden durchgeführt, um die Funktionalität der Netzregelung sowie insbesondere das Zusammenspiel der Netz- und Gebäuderegulung im kooperativen Aushandeln zu untersuchen. Zusätzlich wurden methodische Studien zur Stabilität und Robustheit derartiger Kopplungen durchgeführt und Bewertungsinstrumente und Stabilisierungsmechanismen entwickelt. Die komplexe Co-Simulation der Netz- und Gebäuderegulung demonstriert hohe Regelleistung auf Grid- und Gebäudeebene, sowie bestmögliche Regelwirkung auch wenn nicht-kooperierende Gebäude (Netzteilnehmer) auftreten.

Für den Kern der **hierarchischen Netzregelung wurden** im Rahmen einer Erfindungsmeldung und einer **europäischen Patentanmeldung** Schutzrechte beantragt. Der Patentantrag „Method and Controller for Controlling a Power Grid“ wurde unter der Nr. EP15155604.0 am 18.02.2015 gestellt.

Die Gesamtmethodik samt detaillierten Ergebnissen zur hierarchisch-kooperativen Netzregelung mit aktiv geregelten Gebäuden (Netzteilnehmern) wurde im Rahmen des Zeitschriftenartikels [2] detailliert dargestellt.

5.7 Strategien für den Betrieb vom SmartCityGrids

Im Zuge des Projektes wurde eine Studie durchgeführt, um die potentielle Hosting Capacity in Wien zu ermitteln. Im Konkreten wird untersucht, welcher Anteil an Photovoltaik-Anlagen in den einzelnen Bezirken installiert werden kann, ohne Spannungs- und Leistungsgrenzen zu verletzen. Insbesondere wird die Auswirkung auf diese Grenzen durch den Einsatz von elektrischen Speichern und Wärmepumpen bestimmt. Die Vorgehensweise kann in die nachfolgenden Punkte unterteilt werden, die sequentiell abgearbeitet wurden.

Im ersten Schritt werden Rasterinformationen eingelesen, die eine Auflistung sämtlicher Rasterzellen von Wien, inklusive deren spezifischer Daten (z.B. Anzahl der Gebäude und Wohnungen), enthalten. Zusätzlich wurde für jede Rasterzelle ein Szenario erstellt, welches die Verbrauchs- bzw. Einspeisedaten für sämtliche Profile über ein Kalenderjahr enthält. Die Technische Universität Wien generiert für diese Studie eine große Anzahl typischer Netze für den urbanen bzw. sub-urbanen Bereich. Die erzeugten Netze werden automatisiert eingelesen und unterscheiden sich in der Anzahl der Lasten, in den Lasttypen (z.B. H0) und im topologischen Netzaufbau (z.B. Leitungslänge). Anschließend werden die Netz- und Rasterdaten verknüpft. Die beste Übereinstimmung von Rasterdaten und den typischen Netzen in Bezug auf die Lasttypen wird ermittelt und dient als Basis für die spätere Lastflussberechnung, die für einen Zeitraum über ein Jahr durchgeführt wird (quasi-dynamische Jahressimulation), um Spannungs- und Leistungswerte im Netz analysieren zu können. Hierfür wurde im ersten Schritt für jeden Bezirk eine Jahressimulation durchgeführt, wobei auf PV-Einspeisung und Speicher bzw. Wärmepumpe verzichtet wurde. Anhand der vorliegenden Ergebnisse kann festgehalten werden, dass bei keinem Netz eine Überschreitung der Spannungs- bzw. Leistungsgrenzen aufgetreten ist. Im zweiten Schritt wurde überprüft, in welcher Form die bisherigen Ergebnisse beeinflusst werden, wenn an den Lastknoten Einspeisung durch Photovoltaik-Anlagen installiert wird. Es wurde jener Anteil an PV-Anlagen ermittelt, an dem im Netz keine Grenzwertverletzungen auftreten. Im letzten Schritt wurde für Netze, in denen es nicht möglich war an jedem Knoten eine Einspeisung durch PV-Anlagen zu aktivieren, ein elektrischer Speicher (im urbanen Bereich) bzw. eine Wärmepumpe (im sub-urbanen Bereich) hinzugefügt und durch die veränderte Lastsituation neuerlich der maximale Anteil an Photovoltaik-Anlagen ermittelt.

Die Analyse der Netze wurde sowohl für zwei als auch für acht Transformator-Abgänge für alle Netze der 23 Wiener Gemeindebezirke durchgeführt. Tabelle 2 zeigt die Ergebnisse, aufgeteilt in jenen Anteil der PV-Anlagen ohne Einsatz von Speichern bzw. Wärmepumpen, bei dem keine Grenzwertverletzungen aufgetreten sind (Spalte 2 für zwei Transformator-Abgänge, Spalte 4 für acht Transformator-Abgänge) und jenem Anteil an PV-Anlagen unter Berücksichtigung von Speichern und Wärmepumpen (Spalte 3 für zwei Transformator-Abgänge, Spalte 5 für acht Transformator-Abgänge). Die unterschiedlichen Ergebnisse für zwei und acht Abgänge ergeben sich durch verschiedene Netztopologien und das damit verbundene unterschiedliche Mapping der Netz- und Rasterdaten. Man sieht anhand der Ergebnisse, dass der Anteil der PV-Anlagen in den meisten Bezirken durch den Einsatz von elektrischen Speichern bzw. Wärmepumpen gesteigert werden konnte.

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

| Bezirk | Anteil PV ohne Lastverschiebung, 2 Abgänge | Anteil PV mit Lastverschiebung, 2 Abgänge | Anteil PV ohne Lastverschiebung, 8 Abgänge | Anteil PV mit Lastverschiebung, 8 Abgänge |
|--------|--|---|--|---|
| 1 | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % |
| 2 | 100 % | 100 % | 75 % | 100 % |
| 3 | 25 % | 75 % | 50 % | 75 % |
| 4 | 75 % | 75 % | 75 % | 100 % |
| 5 | 50 % | 75 % | 75 % | 100 % |
| 6 | 50 % | 75 % | 75 % | 100 % |
| 7 | 75 % | 75 % | 75 % | 100 % |
| 8 | 50 % | 75 % | 75 % | 100 % |
| 9 | 50 % | 75 % | 75 % | 100 % |
| 10 | 0 % | 75 % | 25 % | 50 % |
| 11 | 50 % | 50 % | 25 % | 50 % |
| 12 | 100 % | 100 % | 75 % | 100 % |
| 13 | 25 % | 50 % | 50 % | 50 % |
| 14 | 25 % | 25 % | 25 % | 25 % |
| 15 | 75 % | 100 % | 75 % | 100 % |
| 16 | 100 % | 100 % | 75 % | 100 % |
| 17 | 100 % | 100 % | 100 % | 100 % |
| 18 | 75 % | 100 % | 75 % | 75 % |
| 19 | 25 % | 50 % | 25 % | 25 % |
| 20 | 75 % | 100 % | 75 % | 100 % |
| 21 | 50 % | 100 % | 25 % | 75 % |
| 22 | 75 % | 100 % | 25 % | 75 % |
| 23 | 75 % | 75 % | 25 % | 75 % |

Tabelle 2: Ergebnisse der Studie

Um aus den Ergebnissen für zwei und acht Transformator-Abgänge ein Gesamtergebnis für jeden Bezirk zu gewinnen, wird das Minimum der beiden Anteile als Gesamtergebnis für den jeweiligen Bezirk betrachtet. Abbildung 7 zeigt das Ergebnis der Studie unter Berücksichtigung des „schlechteren“ Ergebnis für jeden Bezirk aus Tabelle 2. Die linke Abbildung zeigt den potentiellen PV-Anteil ohne Lastverschiebung, die rechte Abbildung berücksichtigt den Einsatz von elektrischen Speichern bzw. Wärmepumpen.

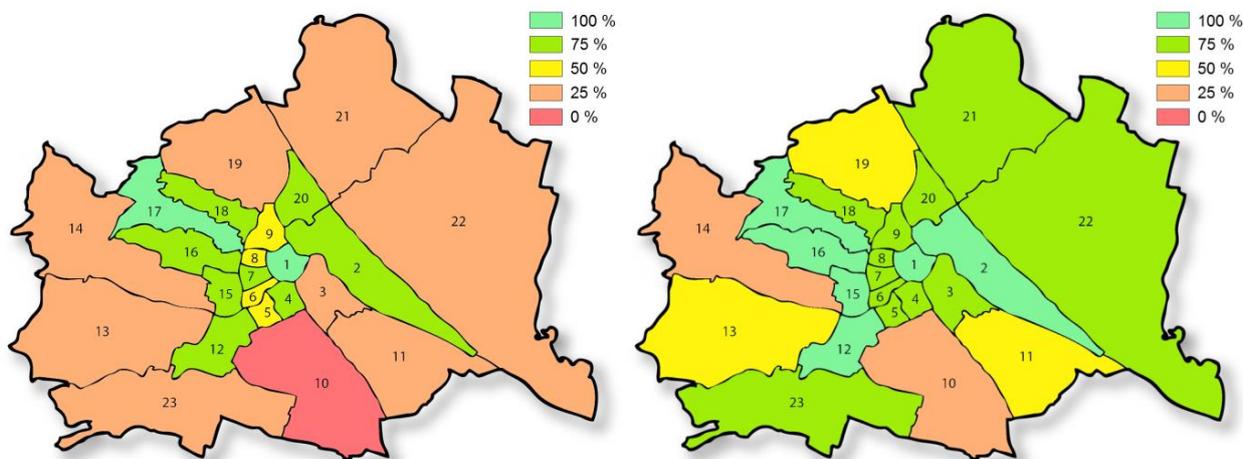


Abbildung 7: PV-Potential der Wiener Gemeindebezirke mit Einspeisung ohne Lastverschiebung (links) und mit Lastverschiebung (rechts)

5.8 Kriterienkatalog für die Nachhaltigkeitsbewertung

Detaillierte Beschreibungen zur Entwicklung des Kriterienkataloges, zur Kosten/Nutzen Analyse unterschiedlicher Akteure und volkswirtschaftlicher Effekte als auch der Klimabilanz und der verwendeten Methoden können Deliverable 4.1 entnommen werden.

Im Zuge der Projektarbeiten wurde am ENERGYbase ein Workshop durchgeführt, um die Schlüsselkriterien und Indikatoren als Messgrößen festzulegen. Die Zusammensetzung der ExpertInnengruppe war transdisziplinär (Ökonomie, Ökologie, Technik Sozialwissenschaften, Anwender, Gebäudetechnik, Gebäudenutzer.....).Der Workshop wurde in folgenden Schritten durchgeführt:

- Diskussion des Kriterienvorschlages
- Ergänzungen und Streichungen
- Festlegung der Relevanz der einzelnen Kriterien
- Auswahl von Schlüsselkriterien.

Die Auswahl der Schlüsselkriterien ergab folgende Liste:

Tabelle 3: Schlüsselkriterien zur Bewertung der Nachhaltigkeitsperformance

| | |
|---|---|
| → | Gesamtenergieverbrauch elektrisch (Anlagenteile, Netzbezug) |
| → | Prozesschemikalien (toxische und petrochemische) |
| → | Wasserverbrauch |
| → | Emissionen in die Kompartimente Wasser Luft und Boden (durch Anlage und Transport) |
| → | Energieoutput |
| → | Abfälle, besonders Problemabfälle und deren Behandlung |
| → | Fehlertoleranz der Anlage (technische Belange) |
| → | Herstellung der Anlagenteile |
| → | Versiegelung durch Anlagenbau |
| → | Gefährdung der ArbeitnehmerInnen |
| → | Selbstbestimmtheit der NutzerInnen |
| → | Sicherung und Schaffung von (qualifizierten) Arbeitsplätzen |
| → | Adaptierbarkeit der Anlage auf Änderung der Nutzung |
| → | Notwendigkeit von Zusatzqualifikationen für die Arbeit im Passivhaus (Finanzierung) |
| → | Begleitende Forschung im Rahmen des Betriebs der Anlage |
| → | Vernetzung von neu generiertem Wissen |
| → | Erhaltung des architektonischem Gesamtbild als schützenswertem Gut |
| → | Beteiligungsmöglichkeit Betroffener während Planung und Betrieb |
| → | div. Indikatoren für die Wirtschaftlichkeit der Anlage |
| → | Wertbeständigkeit |
| → | div. Indikatoren für die Wirtschaftlichkeit aus Akteurssicht |
| → | Betrachtung des Stadtteils |
| → | Indikatoren zur Gesamtbewertung |

Zu diesen Kriterien wurden abschließend Indikatoren als Messgrößen zugeordnet.

5.9 Klimabilanz und Nachhaltigkeitsperformance

Die Bewertung erfolgte im Vergleich zum Ausgangsgebäude – bewertet wurde die Veränderung durch die Optimierungsmaßnahmen. Da die Simulation mit vergrößertem Pufferspeicher keine messbaren Veränderungen im Lastprofil ergab, wurden folgende Szenarien betrachtet:

- ENERGYbase: Basis → mit Lastverschiebung (EB1) → mit Lastverschiebung und Batterie (EB2)
- SOL4 Basis → mit Lastverschiebung (SL1) → mit Lastverschiebung und Batterie (SL2)

5.9.1 Klimabilanz

Die Berechnung der Klimabilanz der Optimierungsszenarien umfasst Rohstoffabbau, Herstellung von Zwischen- und Endprodukten, Transporte der jeweiligen Anlagenteile, deren Austausch und Wartung sowie den zugehörigen Strombezug aus dem Elektrizitätsnetz mit seinen Vorketten über 50 Jahre Gebäudelebensdauer. Die Berechnungen beruhen auf umfangreichen Recherchen sowie fundierten Annahmen. Tabelle 4 zeigt die Ergebnisse für die betrachteten Szenarien

Tabelle 4: Klimabilanz der einzelnen Szenarien

| | CO ₂ -Äquivalent [t] | | CO ₂ -Äquivalent [t] |
|--|---------------------------------|--|---------------------------------|
| ENERGYbase mit Lastverschiebung | 928 | SOL4 mit Lastverschiebung | 212 |
| ENERGYbase mit Lastverschiebung und Batterie | 913 | SOL4 mit Lastverschiebung und Batterie | 242 |
| Netzbezug Basis | 1.235 | Netzbezug Basis | 305 |
| | Veränderung in % | | Veränderung in % |
| ENERGYbase mit Lastverschiebung | -25 % | SOL4 mit Lastverschiebung | -30 % |
| ENERGYbase mit Lastverschiebung und Batterie | -26 % | SOL4 mit Lastverschiebung und Batterie | -25 % |

Die Klimabilanz aller Optimierungsszenarien ist gegenüber dem Basisszenario verbessert. Das heißt, die Herstellung der jeweiligen Anlagenteile wird durch den verringerten Netzbezug nicht nur kompensiert sondern die bessere Ausnutzung des PV Stroms im Gebäude sorgt für eine Verringerung der Emissionen über die Lebensdauer des Gebäudes. Die zusätzliche Batterie (EB2) bringt für das ENERGYbase nur eine geringfügige Verbesserung, für SOL4 (SL2) eine Verschlechterung gegenüber SL1. Die Ergebnisse der Berechnungen fließen in die Darstellung der Nachhaltigkeitsperformance ein.

5.9.2 Nachhaltigkeitsperformance

Abbildung 8 zeigt die aggregierte Gesamtpformance der Optimierungsszenarien.

Verbesserungen gegenüber dem Ausgangszustand des Gebäudes zeigen sich im Bereich der Umweltaspekte wie den Emissionen entlang der Wertschöpfungskette, dem kumulierten Energieaufwand oder dem Rohstoffeinsatz. Hier werden die Mehraufwendungen durch die Herstellung der Anlagenteile durch den geringeren Netzbezug und den damit vermiedenen Belastungen in dessen Vorketten (Rohstoffabbau, Produktionsprozesse, Energiebereitstellung usw.) kompensiert. Auch die Klimabilanz ist unter diesem Aspekt verbessert. Das Szenario mit Batterie weist auf Grund der zusätzlichen Wertschöpfungskette

te höhere Belastungen auf. In Bezug auf die Arbeitsplatzqualität im Bürogebäude erhöht die Optimierung mit Batterie die Flexibilität des Gebäudes gegenüber einem möglichen Wechsel der Nutzungsart. Im Bereich der Regionalaspekte wird die energetische Einbettung in den Stadtteil als Beitrag zur Netzstabilität positiv bewertet. In beiden Optimierungsszenarien wird Wissen generiert und weitergegeben. Die individuelle Wirtschaftlichkeit zeigt, dass die Netzbetreiber im Vergleich zur Basisvariante besser aussteigen. Lastspitzen können verlagert werden was dafür sorgt, dass das Netz gleichmäßiger ausgelastet wird. Bei vorhandenem Speicher kann die „Residuallast“ zudem am stärksten reduziert werden. Die Optimierungsszenarien zeigen bessere Kennzahlen im Bereich der Anlagenwirtschaftlichkeit, die Gesamtperformance hängt jedoch auch von der Entwicklung der Strompreise ab.

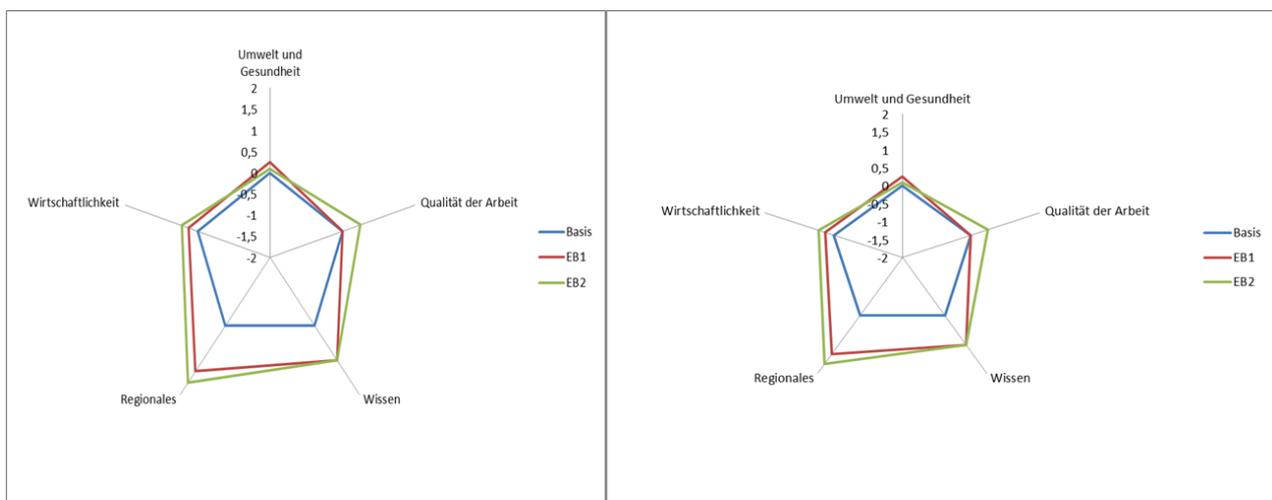


Abbildung 8: Nachhaltigkeitsperformance der Szenarien

Im Bereich der **nationalen** Wirtschaftlichkeit schneidet die Variante mit Lastverschiebung und Speicher am besten ab. Auf Grund der Reduktion des Bezugs aus dem Stromnetz, die in der Variante EB2 am stärksten ausfällt, ist ein positiver Beitrag zur Erreichung der internationalen Klimaziele, Versorgungssicherheit und Handelsbilanz zu verzeichnen.

Eine **Verschlechterung** ist im Bereich der Prozesschemikalien am Standort zu verzeichnen, da in der Batterie mindertoxische Stoffe verarbeitet sind. Die Fehlertoleranz der Gesamtanlage sinkt im Szenario EB2 durch das leicht erhöhte Unfallrisiko durch die Batterie, welches jedoch durch Sicherheitsvorkehrungen sehr gering gehalten ist. Bei der Herstellung der Anlagenteile werden toxische Substanzen eingesetzt und auch die Arbeitsbedingungen entlang des nicht-europäischen Abschnitts der Wertschöpfungskette sind negativ zu bewerten. Die dynamische Wirtschaftlichkeitsrechnung zeigt für die Anlage schlechtere Kennzahlen, dies wird jedoch durch höhere Flexibilität gegenüber sich ändernden Rahmenbedingungen, besonders durch den Einsatz des Speichers, ausgeglichen. Für den Gebäudenutzer entstehen höhere Kosten, besonders durch die Investition in den Batteriespeicher.

Die Bewertung des SOL4 fällt sehr ähnlich aus. Zusätzliche Aspekte sind die Aufstellung des Batteriespeichers mit den Wechselrichtern in einem Lagercontainer außerhalb des Gebäudes, was das Stadtbild

negativ verändert. Die Amortisationsdauern der Optimierungsszenarien liegen über 25 Jahren und damit über der Lebenszeit einiger Anlagenkomponenten.

Generell lässt sich sagen, dass die betrachteten Optimierungen in Bürogebäuden trotz unterschiedlicher Ausgangslage wie Gebäudetyp, Lastprofil, PV-Nutzung oder Steuerungskonzept einen positiven Beitrag zu nachhaltiger Entwicklung leisten können. Aspekte die für die nachhaltige Implementierung jedenfalls ausschlaggebend sind, sind beispielsweise die eingesetzten Elektrolyte und ihre Toxizität, Sicherheitsaspekte, die Erhöhung der Eigenbedarfsdeckung aus erneuerbarer Energie im Gebäude, die ökonomische Performance (Strompreisentwicklung) und – im Falle eines Speichers, die genau angepasste Dimensionierung. Die unterschiedlichen Ergebnisse für SOL4 und ENERGYbase zeigen, dass über den Einsatz eines Batteriespeichers von Falls zu Fall entschieden werden muss, da der ökologische Zusatznutzen gegenüber dem der Lastverschiebung alleine gering ist (EB2), oder diesen sogar verringert (SL2). Dazu ist auch zu berücksichtigen dass, obwohl für einzelne Akteure wirtschaftliche Vorteile möglich sind, z.B. durch Einsparungen im Netzbezug für MieterInnen der Räume, oder auch volkswirtschaftliche Effekte wie die Vermeidung von Emissionen oder Verringerung von Energieimporten, die Wirtschaftlichkeit für den Investor aufgrund der hohen Amortisationszeiten unter den aktuellen Rahmenbedingungen nicht gegeben ist.

5.10 Kosten-Nutzen Analyse

5.10.1 Kosten/Nutzen Analyse Energieversorger/Netzbetreiber

5.10.1.1 Monetärer Wert des PV-Stroms am Spotmarkt

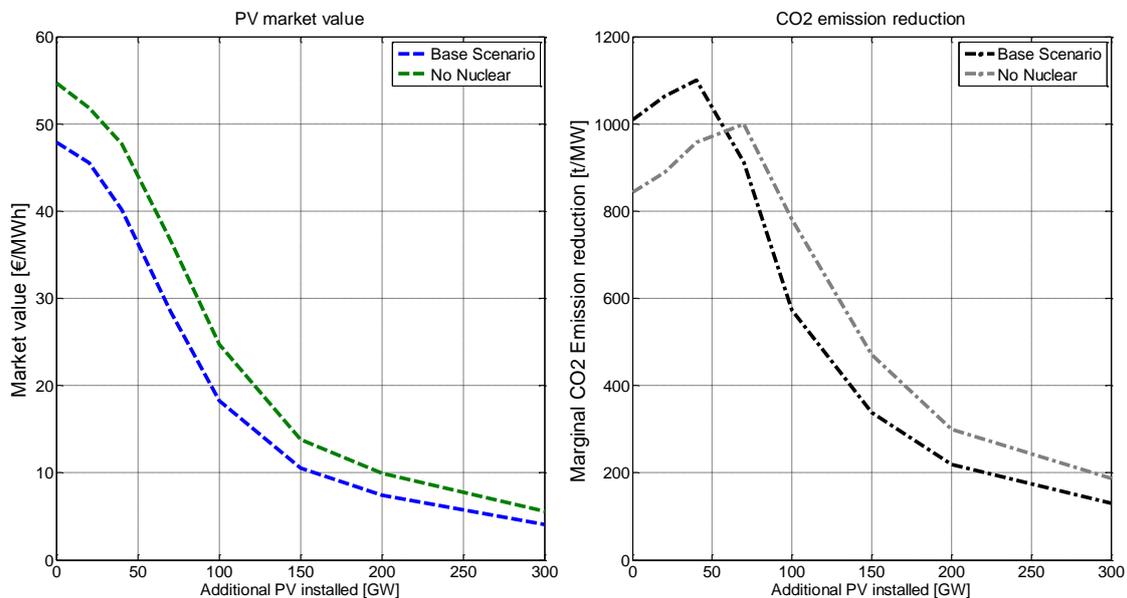


Abbildung 9: Vergleich Marktwert und marginales CO2-Einsparungspotential

Abbildung 9 zeigt den Vergleich zwischen dem Marktwert von Photovoltaikstrom unter der Annahme zusätzlicher gebauter Kapazitäten und dem dadurch entstehenden CO2 Einsparungspotential. Der Marktwert wird hierbei in zwei Szenarien dargestellt. Einerseits das Basisszenario, und einmal ohne

Kernkraftwerke, welche in Deutschland in den nächsten Jahren stillgelegt werden. Es ist deutlich ersichtlich, dass der Marktwert von Photovoltaikstrom bei einem Ausbau von zusätzlichen 100 GW von knapp unter 50 €/MWh auf etwa 20 €/MWh sinkt. Für die weitere Entwicklung heißt das, dass es für Photovoltaik und Wind schwer wird unter den derzeitigen Marktregeln am Spotmarkt kompetitiv zu sein, auch wenn noch weitere Kostenreduktionen zu erwarten sind. Sollten die Kosten nicht schneller sinken als die Preise aufgrund des Merit-Order Effekts, so darf erwartet werden, dass diese Technologien auch zukünftig weitere Subventionen benötigen, um Investitionen in diese Technologien voranzutreiben.

5.10.1.2 Vermiedene Kosten aufgrund reduzierter Übertragungsverluste

Tabelle 5: Einsparungen durch vermiedene Netzverluste einer 1 kWp PV-Anlage

| Ausrichtung | Einsparungen [€/a] |
|--------------|--------------------|
| Süd 30° | 4,33 |
| Ost 15° | 3,82 |
| West 15° | 3,80 |
| Fassade Süd | 2,86 |
| Fassade Ost | 2,06 |
| Fassade West | 2,02 |

Tabelle 5 zeigt die Einsparungen durch vermiedene Netzverluste einer 1 kWp Anlage verschiedener Ausrichtung und unter der Annahme von 100% Eigenverbrauch. Für die ENERGYbase resultieren somit Einsparungen von etwa 2.537 € im Ausgangszustand rein durch die Photovoltaikanlage. Durch den zusätzlichen Regler können im Durchrechnungszeitraum von 25 Jahren etwa 5.666 € (nicht diskontiert) eingespart werden, ein zusätzlicher Batteriespeicher erhöht diese Einsparungen auf 6.225 €.

Zusätzliche Kosten durch Regelleistungsbedarf

Die Literaturrecherche hat gezeigt, dass ein GW zusätzlich installierte Wind oder Photovoltaikleistung den Bedarf an Sekundär- und Tertiärregelenergie um etwa 30-70MW steigen lässt. Allerdings zeigt sich auch, dass das Gesamtkaufkommen an Regelenergie nicht notwendigerweise mit dem Ausbau der erneuerbaren korreliert und es Strategien gibt, die den Regelenergiebedarf als auch die Kosten senken können. Dazu gehören beispielsweise grenzüberschreitende Kooperationen, kürzere Ausschreibungszeiträume, eine Veränderung der Präqualifikationskriterien um auch fluktuierende Erneuerbare einbinden zu können und Kopplung von Regelenergiepreisen und Spotmarktpreisen.

5.10.2 Kosten/Nutzen Analyse für den Anlagenbetreiber

Die Investition in den zusätzlichen Regler zeigt einen positiven Zinsfuß von über 15%, wie auch in Tabelle 6 dargestellt. Der Barwert der Investition liegt je nach gewähltem Zinssatz zwischen 11.641 € und 82.740 €, die dynamische Amortisationszeit zwischen 7,4 und 12,9 Jahren, wie Abbildung 10 zeigt.

Tabelle 6: Barwert und dynamische Amortisationszeit ENERGYbase

| Erwartete Verzinsung | Barwert der Investition | Dyn. Amortisationszeit |
|----------------------|-------------------------|------------------------|
| 3% | 82.740 € | 7,4 Jahre |
| 8% | 32.052 € | 9,5 Jahre |
| 12% | 11.461 € | 12,9 Jahre |

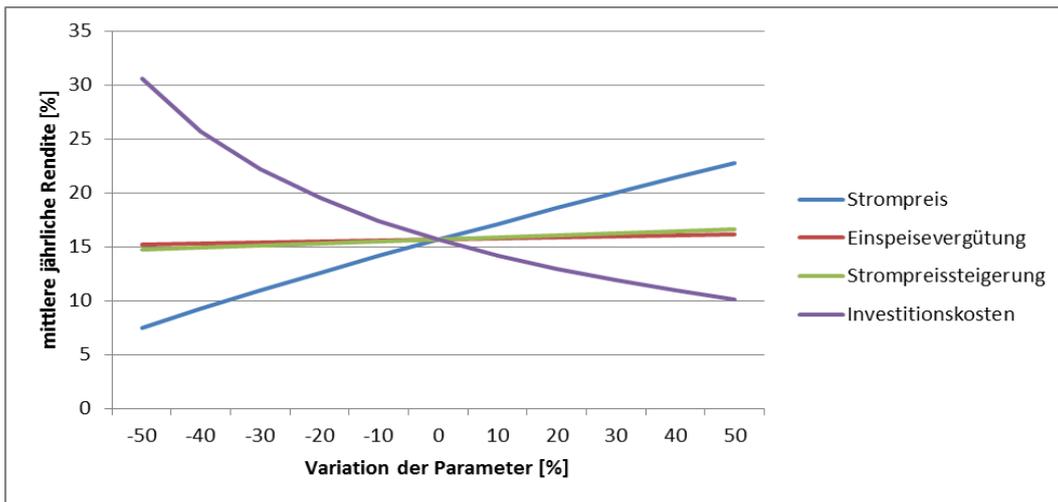


Abbildung 10: Sensitivitätsanalyse des internen Zinsfußes ENERGYbase

Ein zusätzlicher Batteriespeicher lässt den internen Zinsfuß auf etwas über 8% sinken und die dynamische Amortisationszeit liegt zwischen 14,4 und über 25 Jahren. Daraus kann geschlossen werden, dass ein zusätzlicher Batteriespeicher unter derzeitigen Bedingungen als unwirtschaftlich zu betrachten ist. Ähnliche Ergebnisse können auch für das Gebäude SOL4 gezeigt werden, wenngleich der interne Zinsfuß deutlich geringer ausfällt und die Amortisationszeiten deutlich länger sind.

5.10.3 Weitere volkswirtschaftliche Effekte

Jährliche Arbeitplatzeffekte und Wertschöpfung werden in diesem Projekt basierend auf einem weiteren Ausbau der Photovoltaik analysiert. Dabei wird in zwei Szenarien davon ausgegangen, dass der Stromverbrauch im Jahr 2030 zu 8% bzw. zu 12% durch Photovoltaik gedeckt werden kann, wobei Prognosen zufolge der Inlandsstromverbrauch bei etwa 80 TWh liegen wird.

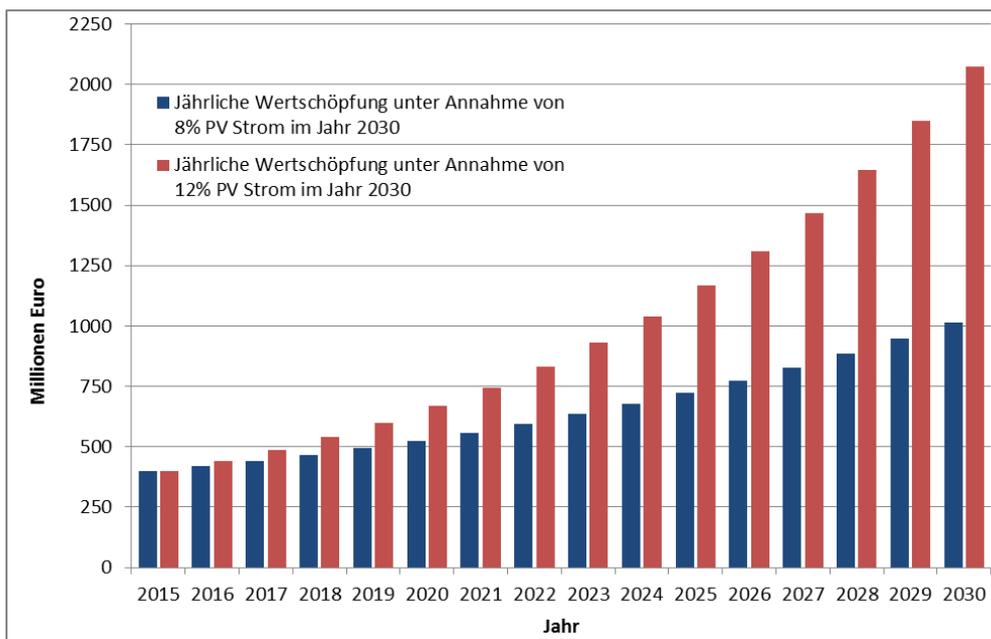


Abbildung 11: Jährliche Wertschöpfung bis 2030 durch Photovoltaikausbau

Die jährliche Wertschöpfung im Jahr 2015 liegt demnach bei etwa 400 Millionen Euro und steigt im 8% Szenario bis 2030 auf ca. 1 Mrd. Euro an, wie Abbildung 11 zeigt. Im 12% Szenario ist die Wertschöpfung im Jahr 2030 mit über 2 Mrd. Euro doppelt so hoch. Abbildung 12 zeigt die Entwicklung der jährlich geschaffenen Arbeitsplätze bis 2030. Unter den getroffenen Annahmen kann im Jahr 2015 mit etwa 3.100 Arbeitsplätzen gerechnet werden. Im 8% Szenario steigt dieser Wert auf etwa 7.600 Arbeitsplätze an. Im 12% Szenario steigen die geschaffenen Arbeitsplätze auf etwa 15.500 an.

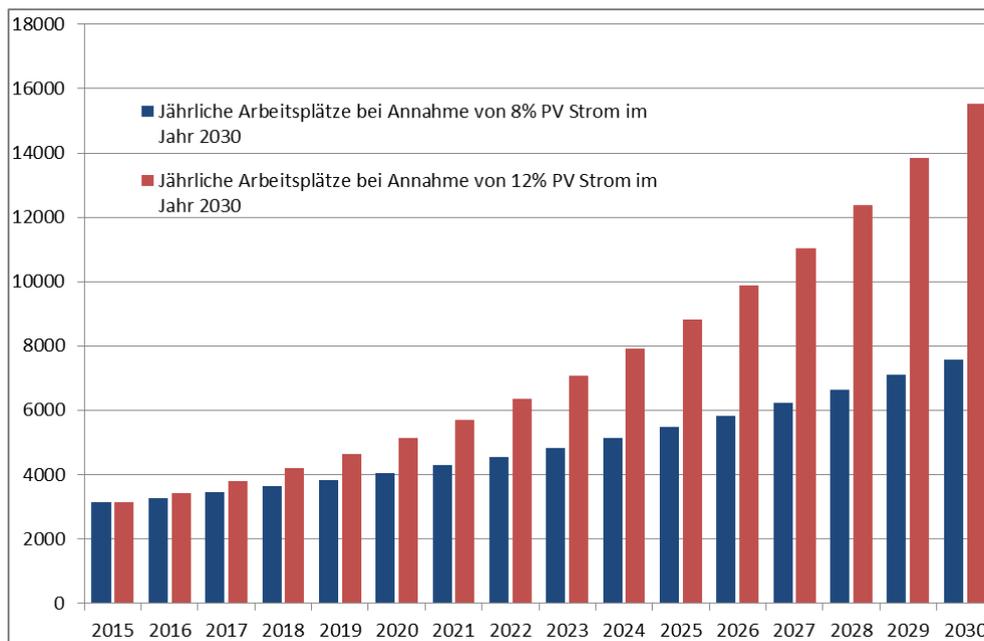


Abbildung 12: Jährliche Arbeitsplätze durch Photovoltaikausbau

5.11 Systemanbindung für die Hardware-in-the-Loop Experimente

Es wurden die notwendigen Schnittstellen und Datenbanken definiert und umgesetzt, um den entwickelten Regler mit dem realen Gebäude interagieren zu lassen. Die eingerichtete Hard- und Software läuft im Dauerbetrieb und ist stabil.

In der zentralen Datenbank, die dem Projekt als Echtzeit-Datenaustauschplattform dient, liegen aktuelle und historische Daten über den Projektzeitraum vor. Die dafür notwendigen Protokolle wie BACnet (Gebäudedaten) und IEC61850 (Trafo-Informationen) wurden im Zuge der Umsetzung realisiert. Für die Erfassung der Trafo-Stromzählerdaten wurde die aXHardware XEA200 um die notwendigen Protokolle (IEC 62056-21/DIN 66258) erweitert.

5.12 Reglerplattform

Die modellbasierte Gebäuderegulation ist im System integriert und durch entsprechende Benutzeroberflächen bedienbar und auswertbar. Das Bestands-DCS (Distributed Control System) wurde nach einer

Evaluierungsphase um die notwendigen Komponenten für die Projektumsetzung erweitert. Im Zuge dieser Erweiterungen wurden folgende Änderungen im aX5DCS realisiert:

- Implementation einer Schnittstelle für die Anbindung von MPC Reglern ohne Core System zu beeinflussen.
- Die Bedienoberflächen für die zuvor genannte Regleranbindung wurde implementiert.
- Trendanzeigen und Reporting wurden um die notwendigen Auswertemöglichkeiten erweitert. (z.B.: Trend in die Zukunft für Prädiktionsdaten)
- Exportmechanismen für historische Prozessdaten werden auch offline zur Verfügung gestellt (für Projektpartner)
- Datenbank-Schnittstellen für den Onlinezugang für spontane Abfragen und historische Daten wurden geschaffen

5.13 Validierung der Gebäudeoptimierung

Die entwickelte Gebäuderegulation wurde anhand eines realen Gebäudes – der ENERGYbase - validiert. Folgende Ergebnisse wurden dazu erbracht:

- Der modulare MPC (MMPC) wurde in Echtzeit implementiert und im Closed-Loop Betrieb auf der „ENERGYbase“ in Hardware-in-the-loop-(HiL-)Läufen getestet.
- Die Validierung nach abgestimmtem Versuchsplan zeigt die erwartete Reglercharakteristik und gibt Aufschluss über Modellfehler, -diskrepanzen, Robustheit der Regelung und über die erzielte Regelleistung.
- Die Erfassung der umfangreichen Prozessdaten (aus zahlreichen verschiedenen Datenquellen: Messdaten des Gebäudes, Prädiktionsdaten des Wetters und interner Lasten, Schreiben der Stellgrößen ins Gebäudeleitsystem (BMS)) wurde durchgeführt, getestet und Fehlerquellen ausgeräumt. Die hohe Anzahl und Heterogenität der Signale verursachen dabei signifikanten Entwicklungs- und Testaufwand, um die Anbindung schließlich fehlerfrei zu bewerkstelligen.
- Die Auswirkungen der Regelung auf die Gebäudebetriebsführung wurden via Monitoring überwacht und analysiert: direkt beeinflusste Größen (Stellsignale im BMS), Zustandsgrößen (Temperaturen) sowie indirekte Validierungsgrößen (Verbrauchsgrößen von Anlagenteilen und Stellorganen) validieren die erfolgreiche und korrekte Anbindung des Regelsystems, sowie die physikalischen Auswirkungen der Stellaktivität. Es zeigte sich, dass spezifisches Monitoring von essentieller Bedeutung für eine erfolgreiche Inbetriebnahme (und Fehlersuche) dieses komplexen Regelsystems ist.
- Die physikalischen Auswirkungen der Regleraktivität wurden anhand vorliegender Simulationsergebnisse und historischer Daten aus normalem Betrieb überprüft und validiert. Abweichungen wurden analysiert und deren Ursachen interpretiert und für zukünftige Anwendungen aufbereitet.
- Die aus den Validierungsläufen gewonnenen Erkenntnisse (Entdeckung von Implementierungs- / Anbindungs-Fehlern, Modellfehler, Sensitivität der Reglerparameter) wurden zur Verbesserung der Modelle (Korrektur der unsicheren internen Lasten auf Basis eines Grey-Box-Modellmatchings mit Messdaten) sowie zur Feinabstimmung der Regelung verwendet.

5.14 Validierung der Systemoptimierung

Die Lastverschiebepotenziale wurden für die Lüftungsanlage ENERGYbase erhoben, aber nicht in die MPC-Regelung integriert, um die Komplexität nicht weiter zu erhöhen. Unter Verwendung der Befeuchtungseinrichtungen in der Lüftungsanlage kann elektrische Last zum Erwärmen der Luft von den Morgenstunden auf den Nachmittag verschoben werden. Diese Potenziale sind abhängig von der Außentemperatur und nur bei Temperaturen unter etwa 5°C verfügbar.

Die gemessenen verfügbaren Potenziale wurden außerdem vom hocheffizienten Bürogebäude ENERGYbase auf ein Standardgebäude umgerechnet, um die Multiplizierbarkeit des Ansatzes sichtbar zu machen.

Das Lüftungssystem der ENERGYbase bezieht Außenluft und erwärmt diese auf einen Sollwert von i.e. 24°C. Bei dieser Temperatur ist eine relative Luftfeuchtigkeit im Bereich von 45% - 65% für die im Gebäude befindlichen Personen optimal. Um diesen Wert zu erreichen, wird die einströmende Luft mit einem Sprühbefeuchter auf die gewünschte Luftfeuchte gebracht, was wiederum Heizbedarf erzeugt, da die Luft durch die Befeuchtung im Winter und in der Übergangszeit abgekühlt wird. In dieser Zeit kann durch zeitliche Verschiebung der Befeuchtung elektrische Last (über das Nachheizregister) verschoben werden.

Das Lüftungssystem der ENERGYbase ist schematisch in Abbildung 13 dargestellt. In dem orange umrandeten Bereich liegt der grundlegende Unterschied zu anderen Gebäudebelüftungen, hier befinden sich die gelben Abluftleitungen oberhalb von den roten bzw. grünen Zuluftleitungen. Hier werden sowohl Abluftwärme als auch -feuchte der Zuluft über einen Wärmerückgewinnungs- bzw. Feuchterückgewinnungsrotor wieder zugeführt, um ein effizienteres System zu erhalten.

Die Messergebnisse wurden im Zeitraum von 05.02.2015 bis 04.03.2015 aufgenommen. Tabelle 7 zeigt Tage mit vergleichbarem Außentemperaturprofil, die für die Lastverschiebe-Bewertung herangezogen werden konnten.

Tabelle 7: Tage mit vergleichbaren Temperaturbedingungen, die zum Vergleich zwischen Normalbetrieb und Lastabwurfsbetrieb herangezogen wurden

| Lastabwurfstag | Vergleichstag | Durchschnittszulufttemperatur | Durchschnittsaußentemperatur |
|----------------|---------------|-------------------------------|------------------------------|
| 10.02.2015 | 19.02.2015 | 8,1 °C – 8,2°C | 3,8 °C – 1,9 °C |
| 12.02.2015 | 20.02.2015 | 10,7 °C – 11,1°C | 4,4 °C – 2,4 °C |
| 16.02.2015 | 27.02.2015 | 12,3 °C – 12,3 °C | 4,4 °C – 5,2 °C |
| 18.02.2015 | 06.02.2015 | 6,2 °C – 5,4 °C | 1 °C - -1,5 °C |
| 26.02.2015 | 25.02.2015 | 9,6 °C – 9,6 °C | 4,7 °C – 5,2 °C |

Neue Energien 2020 - 5. Ausschreibung

Klima- und Energiefonds des Bundes – Abwicklung durch die Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft FFG

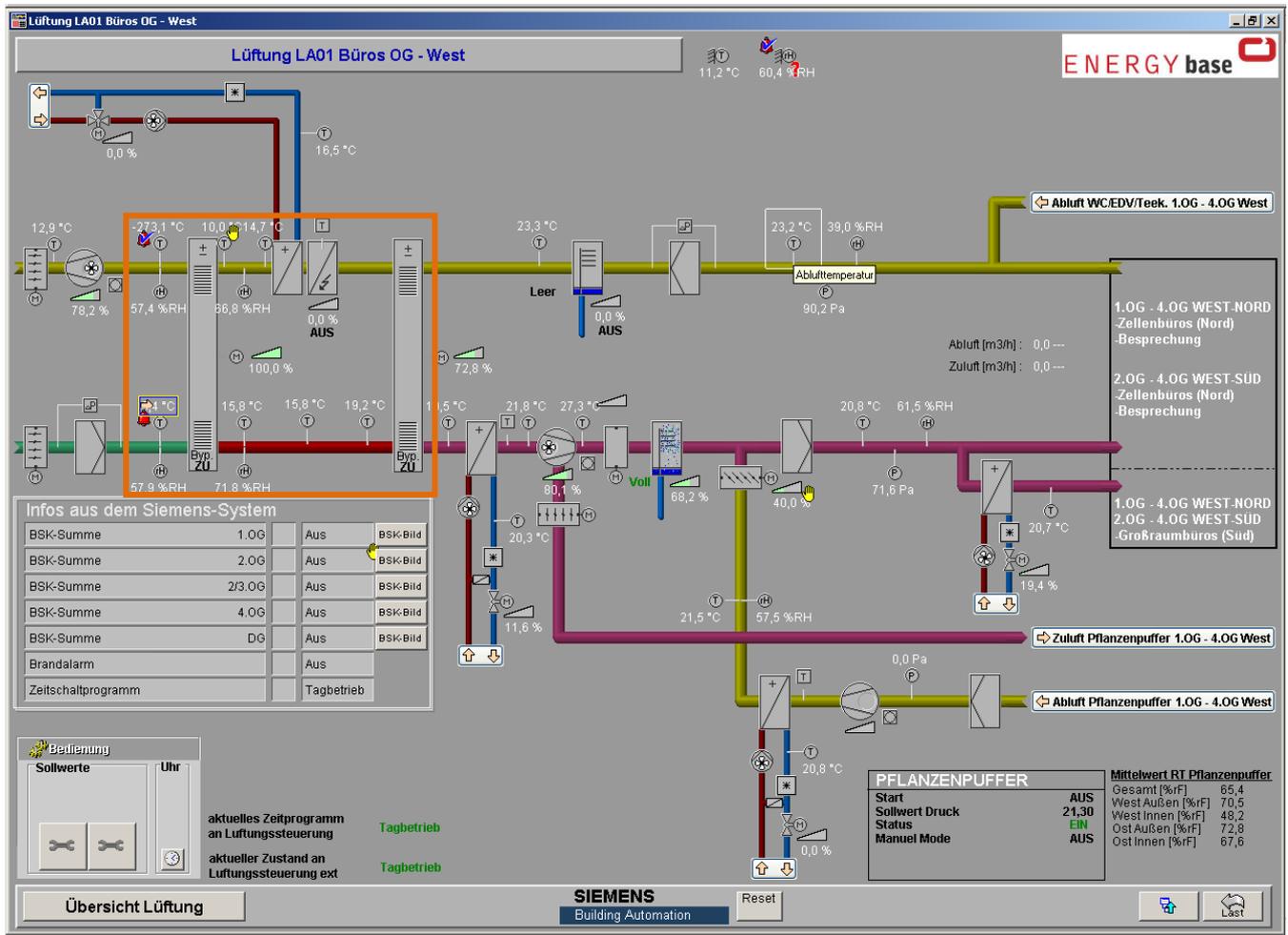


Abbildung 13 - Lüftungssystem ENERGYbase DESIGO-Ansicht I

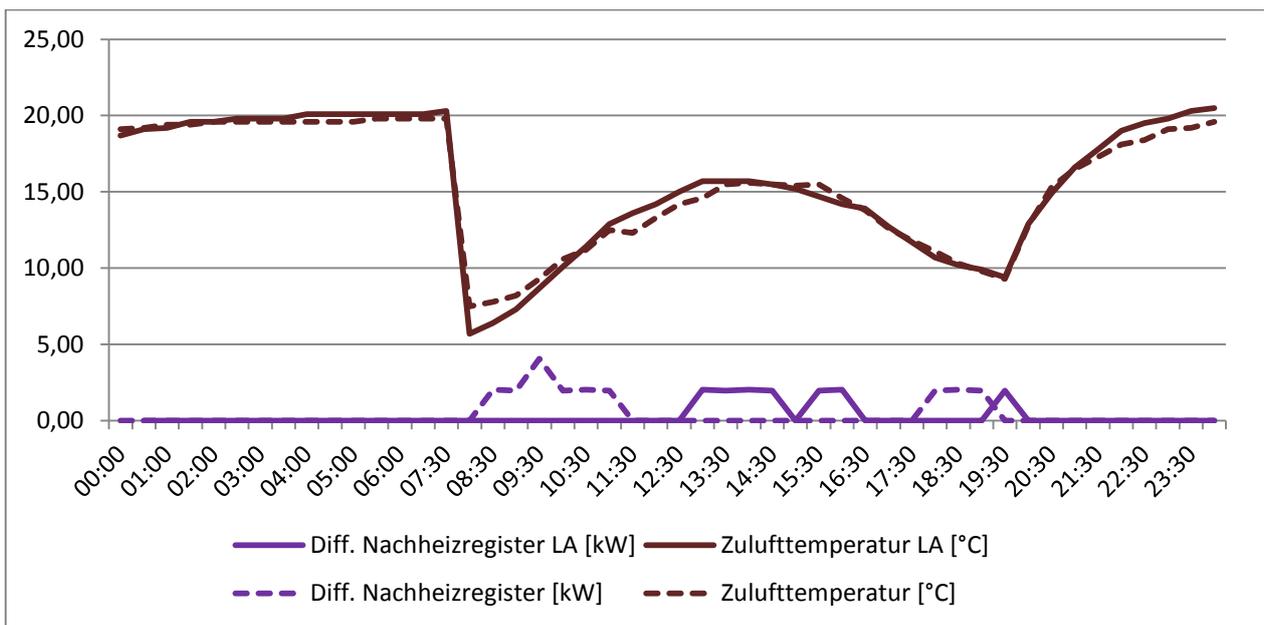


Abbildung 14 Vergleich zw. 16.02.2015 und 27.02.2015 (kW)

Abbildung 14 zeigt als Beispiel den Vergleich von Tagen mit sehr ähnlichem Außentemperaturverlauf in braun (die Temperaturmessung vor 7:30 und nach 20:00 ist nicht plausibel, da in dieser Zeit die Anlage abgeschaltet ist und daher die Luft aus dem Bürogebäude über die Sensoren in die Anlage zurückströmt). Die strichlierte violette Linie zeigt den Energieverbrauch des Nachheizregisters im Normalbetrieb (in Summe 7 kWh). Diese Energiemenge wurde am Lastabwurfstag auf den Nachmittag (ab etwa 13:00) verschoben (durchgezogene violette Linie). Die verschobene elektrische Energie beträgt 7 kWh. Die gemessenen Lastverschiebepotenziale aller Vergleichstage sind in Tabelle 8 dargestellt.

Tabelle 8 Lastverschiebepotenziale an den Lastabwurfstagen

| Lastabwurfstag | Durchschnittszulufttemperatur [°C] | Lastverschiebepotenzial [kWh] |
|----------------|------------------------------------|-------------------------------|
| 10.02.2015 | 8,1 | 10 |
| 12.02.2015 | 10,7 | 5 |
| 16.02.2015 | 12,3 | 7 |
| 18.02.2015 | 6,2 | 12 |
| 26.02.2015 | 9,6 | 10 |

5.14.1 Hochrechnung auf Standardgebäude

In der Messreihe wurden nur die Potenziale der Lüftungsanlage in der ENERGYbase betrachtet. Dieses Gebäude hat durch seine Passivhaus-Bauweise und seine hocheffiziente Lüftungsanlage mit Wärme- und Feuchterückgewinnung an sich schon einen geringen Energieverbrauch. Ein Standardgebäude in weniger dichter Bauweise und regulärer Lüftungsanlage hat höhere Verbräuche und dementsprechend ein höheres Verschiebepotenzial. Auf ein solches Standardgebäude soll nun, basierend auf den Messergebnissen grob hochgerechnet werden.

Da die Regelung der Feuchte relativ komplex ist, wird eine Berechnung von einer derzeitigen absoluten Außenfeuchte auf einen definierten Wert von 8g/kg (Gramm Wasser pro Kilogramm Luft) vorgenommen. Weiters wird für eine Standardanlage eine Hochrechnung auf 10g/kg vorgenommen, da die Gebäude nicht die gleiche Dichtheit wie die ENERGYbase vorweisen.

Tabelle 9 zeigt die Hochrechnungen unter den angegebenen Annahmen. Die resultierenden verschiebbaren Energien liegen zwischen 111 und 144 kWh an einem Tag (d. h. von der Früh in den Tag verschoben) und sind durchaus signifikant.

Tabelle 9 Lastverschiebepotenziale der gemessenen Tage bezogen auf die absolute Luftfeuchte

| Lastverschiebepotenziale | | | | | |
|-------------------------------|-------------------------------|------------|-------|-----------------|-------|
| Durchschnittszulufttemperatur | Durchschnittsaußen-temperatur | ENERGYbase | | Standardgebäude | |
| | | [kWh] | [%] | [kWh] | [%] |
| 8,1 °C – 8,2°C | 3,8 °C – 1,9 °C | | | | |
| 10,7 °C – 11,1°C | 4,4 °C – 2,4 °C | 31,46 | 32,05 | 144,10 | 33,32 |
| 12,3 °C – 12,3 °C | 4,4 °C – 5,2 °C | 33,35 | 33,33 | 139,29 | 32,57 |
| 6,2 °C – 5,4 °C | 1 °C - -1,5 °C | 39,82 | 39,34 | 141,65 | 37,14 |
| 9,6 °C – 9,6 °C | 4,7 °C – 5,2 °C | 27,19 | 26,10 | 111,70 | 26,05 |
| | Durchschnitt: | 32,96 | 32,70 | 134,18 | 32,27 |

6 Schwierigkeiten bei Erreichung der geplanten Ziele

Bei der Erstellung des vereinfachten Gebäudemodells für den Regler ergaben sich aufgrund der Notwendigkeit, drastische Modellreduktion vorzunehmen, um die Lauffähigkeit im HiL-Test zu gewährleisten, vor allem zwei Schwierigkeiten. Im vereinfachten Modell wurden aus Performance-Gründen auf die Abbildung des hydraulischen Systems verzichtet und somit nur thermische Leistungen abgebildet. Es mussten Ersatzbeziehungen für die Regelung des Gebäudes im vereinfachten Modell erarbeitet werden. Um das Modell an die realen Gegebenheiten anzupassen, mussten daher teilweise Korrekturwärme-ströme eingeführt werden. Durch die hohe Komplexität der Gebäudemodelle, der Notwendigkeit einer zusätzlichen Vereinfachungsebene in der Modellhierarchie, sowie Modellierungs- und Solverproblemen, ergab sich eine große Verzögerung und der Start der Reglerentwicklung verzögerte sich dadurch um ca. ein Jahr. In der Co-Simulationsplattform stellte sich die Dymola-Architektur der Gebäudemodelle als nicht zuverlässig (robust) lösbar heraus, was erst durch aufwendige Fehlersuche, zahlreiche Bugfixes sowie Workarounds in den Griff bekommen werden konnte.

Bei der Analyse der Auswirkungen von Lastverschiebungen auf ein Stadtnetz konnten nicht alle realen Netzsituationen durch die simulierten Fälle abgebildet werden, weil einerseits bei den Modellnetzen eine Beschränkung der modellierten Anzahl aufgrund endlicher Ressourcen notwendig ist und andererseits durch die Reduzierung der Realität auf statistische Größen wie Mittelwert und plus, minus Standardabweichung nur sichergestellt werden kann, dass ca. 68 % der realen Fälle erfasst sind. Das Fehlen von Smart Metern erschwert die Lastmodellierung, weshalb die zur Verfügung gestellten Netzabschnitte mit Hilfe von standardisierten Lastprofilen berechnet werden mussten.

Der Zugang zu Gebäudedaten gestaltete sich technisch komplexer als angenommen, da die Systeme teilweise veraltet waren. Bei der Integration der modellbasierten Regelung war die Modellgröße und Komplexität und damit die Rechenzeit und Stabilität weit größer als angenommen, wodurch aufwändige Vereinfachungen notwendig wurden. Des Weiteren waren die Eingangsdaten in die Modelle nur unsicher prädizierbar (interne Lasten, Verbrauchsprofile). Die Auswirkung der Sonnenstrahlung musste annahmengestützt und damit unsicherheitsbehaftet modelliert werden. Diese Modellfehler schränken die erzielbare Regelleistung ein. Außerdem hat sich gezeigt, dass historische Daten lückenhaft sowie in schlechter Qualität vorhanden waren, was sich negativ auf die Prognosequalität auswirkt.

Um die Daten- und auch Prognosequalität besser analysieren zu können, wurden zusätzlich verschiedene Visualisierungsmöglichkeiten (Validierung, Plausibilisierung, Modelverbesserungen) zur graphischen Veranschaulichung historischer Daten und der Prognoseergebnisse entwickelt. Weiters wurden, neben den bestehenden Prognoseverfahren, zusätzliche Verfahren evaluiert. Auch das Ausschöpfen weiterer bestehender Optionen bei den modellprädiktiven Reglern (Optimizer, Simulator) half, die Prognoseergebnisse zu verbessern.

Da die Energieoptimierung im Betrieb oft ein Zusammenspiel aus Anlagenänderungen (z.B. Umprogrammieren) und Investitionen ist (z.B. Anschaffung neuer Geräte), findet die Umsetzung oft im Spannungsfeld unterschiedlicher Interessenten statt: Besitzer, Betreiber und Nutzer haben unterschiedliche

Interessen, die aber nur integrativ gelöst werden können, dass Energieeffizienz tatsächlich stattfinden kann.

In diesem Projekt ist es im Demogebäude ENERGYbase gelungen, alle Stakeholder so abzustimmen, dass eine tatsächliche Umsetzung im laufenden Betrieb bewerkstelligt werden konnte. Zusätzlich wurde im SOL4-Gebäude eine Analyse der Machbarkeit und Bewertung der Potenziale durchgeführt, auch wenn dort keine direkte Umsetzung aufgrund der Rahmenbedingungen möglich war. Das zeigt, dass in gegebenen Konstellationen aus Stakeholdern eine unterschiedliche Tiefe an Umsetzungsmöglichkeiten erzielt werden kann.

7 Highlights des Projektes

Durch die intensive Beschäftigung mit dem realen Gebäude- und Energiesystemverhalten im Rahmen der komplexen physikalischen Modellierung, haben sich gleichzeitig neue Horizonte für etwaige weitere minimalinvasive Verbesserungen und Optimierungen des Gebäudebetriebs mittels mathematischer Modelle und fortgeschrittener Methoden der Gebäudeautomation eröffnet. Der Umfang der internen Modell-Libraries wurde entsprechend erweitert und steht dem Geschäftsbereich SBC des Austrian Institute of Technology für künftige Unterfangen in diesem Forschungsbereich weiter zur Verfügung.

Das entwickelte modulare prädiktive Gebäuderegulungskonzept ermöglicht die optimale und energieeffiziente Betriebsführung unter Einhaltung des thermischen Komforts und unter Ausnutzung von Wetter- und Lastprädiktionen. Die Simulations- und Validierungsergebnisse zeigen, dass das Konzept großes Potential zur Steigerung der Energieeffizienz und Flexibilität des Gebäudeverhaltens aktiviert. Die Koordination derartiger Gebäuderegulungen mit einer hierarchisch-kooperativen Netzregelung erschließt die Möglichkeit, Netzparameter wie Auslastung, Übertragungseffizienz und Vermeidung von Verletzungen der Netzbeschränkungen global zu optimieren und Lastverschiebungspotentiale der aktiven Gebäude auszunutzen. Schließlich zeigt die erfolgte HiL-Validierung der Regelung an der ENERGYbase die Praxisauglichkeit und liefert wertvolle Erkenntnisse für zukünftige Anwendungen der Konzepte. Der außergewöhnliche Neuigkeitsanspruch und die wissenschaftliche Relevanz der Ergebnisse werden durch die Publikation der Regelkonzepte in hochrangigen Zeitschriften und durch den Patentantrag untermauert.

Als Produktentwickler sieht AutomationX die Highlights vor allem in der erweiterten Funktionspalette die in Zukunft den Kunden geboten werden kann. Praxisorientierte Produktentwicklung so wie sie im Zuge des CoOpt Projektes betrieben worden ist, liefert eine sehr anwenderorientierte Lösung. Sowohl die implementierten Kommunikationsprotokolle als auch die erweiterte MPC Technologien sind bereits in weiteren Projekten zum Einsatz gekommen. Weiters kann der erfolgte Know-How Transfer herausgehoben werden, der in gewissen Phasen der Projektumsetzung stattgefunden hat. Enge Abstimmung bzw. Zusammenarbeit mit Gebäudebetreiber und der Technischen Universität Wien war dafür ausschlaggebend. Hervorzuheben sind die guten Bedingungen im ENERGYbase in Bezug auf Implementierung und Test in der HiL-Phase.

8 Schlussfolgerungen

In diesem Kapitel werden die wesentlichen Erkenntnisse aus der Projektarbeit zusammengefasst und die sich aus Sicht des Projektteams ergebenden Schlussfolgerungen diskutiert.

8.1 Technische Erkenntnisse

Lastflexibilität von Gebäuden – Bei modernen Bürogebäuden sind viele Lastverschiebepotentiale durch energetische Optimierung oft bereits ausgenutzt. Dennoch zeigen einzelne Ergebnisse im Projekt teils beachtliche Einsparungspotentiale in Simulationen. Das Treffen allgemeiner Aussagen auf Grundlage der geringen Stichprobe im Projekt (ENERGYbase, SOL4) ist zwar nicht zulässig, jedoch zeigt die Erfahrung der Projektpartner und Subvertragsnehmer mit ähnlichen Projekten, dass in der Praxis die vorhandenen Verschiebepotentiale nur zum Teil genutzt werden können. Die im Projekt durchgeführten Gebäudesimulationen mit prädiktiver Regelung zeigen, dass mit klassischer Bauteilaktivierung Verschiebezeiten der Wärmepumpen bis zu acht Stunden ohne Komfortverluste möglich sind. In den praktischen Versuchen mit dem realen Gebäude wurden testweise bestehende Kühlfenster um 2 Stunden ohne Komfortbeeinträchtigung unterbrochen; auch größere Verschiebungspotentiale erscheinen tatsächlich realisierbar, erfordern jedoch die Bewältigung folgender Schwierigkeiten in der praktischen Umsetzung:

- **Fehlende technisch mögliche Angriffspunkte.** im vorliegenden Projekt konnte nur auf die Wärmepumpe bzw. den Kühlkreislauf zugegriffen werden. Andere Angriffspunkte wurden zu Projektbeginn zur Minimierung des technischen Risikos ausgeschlossen. Die Risikominimierung spielt nicht nur in diesem Forschungsprojekt, sondern auch bei kommerziell motivierten Lastverschiebeprojekten eine wesentliche Rolle. Oft entstehen hohe Kosten durch aufwändiges Engineering beim Nachrüsten weiterer technischer Angriffspunkte für Lastverschiebung (zusätzliche Sensorik und Aktuatoren, Integration in Automations- und Regelungssysteme)
- **Vorgegebene Zeitfenster oder Wertebereiche.** Oft ist es nicht möglich, ohne Umgehung von im Steuerungssystem hinterlegten Grenzwerten, die für einen sicheren Betrieb der Gebäudetechnik notwendig sind, die gegebene Flexibilität voll auszunutzen.
- **Kein einheitliches Interface.** Schnittstellen ins Gebäudeleitsystem sind (noch) nicht klar definiert, bzw. sind existierende Standards wie BacNet oder selbst das domänenspezifische OpenADR so generisch, dass die tatsächliche Implementation viel Spielraum hat und auch Fehlerquellen eröffnet.
- **Fehlende Information über Systemzustand.** Dazu gehören z.B. Beschattungssysteme, deren Stellung nicht rückgemeldet wird, was in der Praxis leider nach wie vor häufig vorkommt. Ebenso sind interne thermische Lasten meist weder gut mess- noch prädizierbar, sie beeinträchtigen jedoch die erzielte Regelleistung maßgeblich.
- **Messwerte in unzureichender Genauigkeit oder Auflösung.** Trivial, aber kritisch: Die Genauigkeit üblicherweise verbauter Temperatursensoren ist sehr gering. Abweichungen von bis zu einem °Celsius können auftreten, und die Datenerfassung kann weitere signifikante Messfehler

(Quantisierung, Toleranzen für Signaländerung vor Messwertupdate) hervorrufen. Dies beeinträchtigt die Regelperformance des modellprädiktiven Reglers, der entsprechend robust bzw. konservativ eingestellt werden muss.

Mindestanforderungen an die Kommunikation zum Gebäude – Zwischen Gebäude und Flexibilität abrufender Stelle muss mindestens kommuniziert werden:

1. Grenzwert-Vorgaben zum Gebäuden (elektrische Leistung und Spannung, oberer Wert und unterer Wert z.B. im Stundenraster day-ahead)
2. Geplante Trajektorie vom Gebäude nach außen (z.B. zwei Tage im Stundenraster)

8.2 Wirtschaftliche Erkenntnisse

Die zwei Schlüsselfaktoren für die Wirtschaftlichkeit von Lastflexibilitätsnutzung in Nutzgebäuden liegen 1. in der konsequenten Reduktion von individuellem Engineering und 2. Im Vorhandensein von Vergütungsmodellen für die Flexibilitätsnutzung. Das Beispiel CoOpt zeigt dies anhand des Gebäudes ENERGYbase sehr deutlich.

- Die **Kosten für Anpassungen** waren hoch (z.B. allein 15 k€ für Datenbereitstellung im Gebäudemagementsystem). Durch Arbeitsstunden für Hardwareanpassung und vor allem Systemprogrammierung, aber auch Kosten für neue IT-Komponenten und zusätzliche Softwarelizenzen können bei einem Projekt dieser Art schnell Kosten bis 100 kEUR erreicht werden. Dies lohnt sich nur bei signifikanter Vergütung der Flexibilität, wie es heute im Bereich der Schwerindustrie für Leistungsbegrenzung der Fall ist.
- **Kostenfaktor Gebäudemodellierung.** Die für einen Einsatz modellprädiktiver Regelung notwendige Modellierung des thermischen und elektrischen Gebäudeverhaltens ist Anhand von Plandaten nur in seltenen Fällen möglich. Das Hinzuziehen von Messwerten aus dem Betrieb des Gebäudes ist nahezu unumgänglich. Zusätzlich erfordert die vorherrschende Tool-Vielfalt (Dymola, Engery+, TRNSYS, Matlab, uvm.) breite Kompetenz. Selbst wenn ein geeignetes Modell erstellt wurde, bleiben nach wie vor große Unsicherheit im Bereich der internen Gebäudelasten (inkl. Nutzerverhalten).
- **Wirtschaftlicher Nutzen für den Netzbetrieb nur schwer quantifizierbar.** Auch wenn ein „netzdienliches“ Verhalten von Nutzgebäuden im Interesse des Netzbetreibers liegt (siehe Diskussion des Nutzens unten), ist eine direkte wirtschaftliche Einsparung auf Netzseite oft nicht darstellbar, da die Infrastruktur auf den maximal möglichen Belastungsfall ausgelegt sein muss. Dies gilt insbesondere im urbanen Kontext, wo Netze auf hohe Ströme ausgelegt werden. Dennoch kann ein massiver Ausbau von dezentralen Einspeisern, neue Lasten (Elektromobilität, etc.) und geändertes Lastverhalten (z.B. marktgesteuertes Kundenverhalten) die bestehenden Stromnetze an die Belastungsgrenzen bringen. Die potentielle „Dienstleistung“ die das Gebäude erbringen kann, ist das Angebot bzw. die Nutzung der (Gebäude-)Flexibilität bei gleichzeitiger Wahrung der Netzstabilität. Dies kommt dem Konzept des „Ampelmodells“ sehr nahe (vgl. z.B. [TP SG Roadmap] oder Projekt INTEGRA FFG #838793 mit dem deutschen Schwesterprojekt IN2VPP) Vergütungsmodelle dürften vorwiegend in bereits etablierten Märkten für Ausgleichs-

und Regelenergiebereitstellung auf Systemebene, unter Berücksichtigung der lokalen Netzverhältnisse, zu finden sein.

Nachhaltigkeit:

- Die **Optimierung der Gebäude** kann einen positiven Beitrag zu nachhaltiger Entwicklung leisten. Die Verringerung des Netzbezugs durch die Lastverschiebung wirkt sich auf Emissionen, Rohstoffeinsatz, und Klimabilanz positiv aus. Der zusätzliche Einsatz einer Batterie kann jedoch diese positive Wirkung nur wenig verbessern (ENERGYbase) oder sogar verschlechtern (SOL4).
- Die **erhöhte Flexibilität** aller Optimierungsszenarien gegenüber unterschiedlichen Anforderungen der Gebäude-NutzerInnen verbessert jedenfalls die Performance der Gebäude im Sinne von Nachhaltigkeit.

8.3 Nutzen für verschiedene Stakeholder

8.3.1 Nutzen für den Gebäudebetreiber/Eigentümer

Die Akzeptanz eines modellprädiktiven Regelungssystems für das Lastmanagement im Gebäude durch den Facility Manager ist eine Grundherausforderung, vor der alle ähnlich gelagerten Projekte, gleich ob Forschungs- oder Umsetzungsprojekte stehen. Dies begründet sich daraus, dass die Ziele des Lastmanagements sich teilweise von den Betriebszielen des Gebäudes unterscheiden. Der modellprädiktive Regler erlaubt durch Anpassen der Zielfunktion eine sehr genaue Wahl des Kompromisses aus unterschiedlichen Zielen. Doch es macht für den Gebäudebetreiber einen Unterschied, ob dieses Betriebsziel selbst fix eingestellt wird oder von einer neuen, nicht 100% transparenten Komponente automatisch geregelt wird.

Der Nutzen einer modellprädiktiven Regelung ist hingegen vielfältig:

- Wirtschaftlichkeit durch effizienten Betrieb (Voraussetzung: geeignetes Gebäudemodell)
- Möglichkeit von automatischer Berücksichtigung zeitvariable Energiepreise
- Eigenbedarfsoptimierung
- Minimierung von Leistungsspitzen im Falle eines Leistungstarifs von Netzseite

Welche Ziele tatsächlich umgesetzt werden, lässt sich durch die Zielfunktion des Reglers einstellen. Im Rahmen des Projektes wurde umgesetzt:

- Gesamtenergieminimierung (-20 bis -40% gegenüber herkömmlicher regelbasierter Regelung)
- Thermischen Nutzerkomfort einhalten (-25 bis -75% Komfortverletzungen gegenüber herkömmlicher regelbasierter Regelung)
- Einhalten von durch einen externen Netzregler vorgegebenen Leistungsgrenzen (temporäre mehrstündige Lastreduktionen von -20 bis -70% können ohne Komfortverluste abgedeckt werden)

8.3.2 Nutzen für den Netzbetreiber

Grundsätzlich erlaubt die untersuchte Technologie, die Netzauslastung (sei es durch Strombelastung oder Spannungseffekte) durch Flexibilität *lokal* zu reduzieren bzw. vorgegebene Grenzwerte einzuhalten. Damit wird die Möglichkeit geschaffen Überlastungen des Stromnetzes vorausschauend entgegen-

zusteuern, während Marktakteure die Flexibilitätsoptionen des Gebäudes nutzen können. In der Sprache des Ampelmodells sorgt die entwickelte Regler Kaskade für den Verbleib des Stromnetzes im grünen Bereich. Voraussetzung dafür ist das Vorhandensein eines entsprechenden Interfaces zum und Regelungsmöglichkeiten im Gebäude. Der im Projekt entwickelte Netzregler greift nicht direkt auf die Gebäudetechnik durch, sondern es werden entsprechende Grenzwerte vorgegeben, deren Einhaltung durch den lokalen Gebäuderegler sichergestellt wird.

Wie bei den meisten Smart-Grid-Technologien hat der Netzbetreiber die strategische Entscheidung zu treffen, ob und wo Investitionen eher ins physikalische Netz oder in IKT und Betriebsaufwand zur Flexibilitätsnutzung fließen sollen. Der Nutzen der Flexibilitätsbewirtschaftung für den Netzbetreiber ist nach wie vor schwer quantifizierbar.

8.3.3 Nutzen für einen Marktakteur

Im Rahmen bestehender Flexibilitätsmärkte für den weiträumigen Leistungs- und Energieausgleich (z.B. Bilanzgruppenausgleich, Regelenergie) ist der Abruf von Lastflexibilität heute schon Stand der Technik, jedoch nicht für Nutzgebäude sondern eher im Bereich der Industrie. Die im Projekt entwickelte Technologie trägt dazu bei, dass die Verwendung von Nutzgebäuden in diesem Kontext attraktiver wird. So erlaubt der modellprädiktive Regler, Anforderungen von Markt und Netz gemeinsam in einer Zielfunktion geeignet abzubilden. Damit leistet das Projekt auch einen Beitrag zur Diskussion über lokale Flexibilitätsmärkte.

8.4 Schlussfolgerungen

Aus den oben diskutierten Erkenntnissen hat das Projektteam die folgenden Schlussfolgerungen gezogen. Dies geschah unter der Annahme, dass die Nutzung von Lastflexibilität von Nutzgebäuden in Zukunft ein wesentlicher Beitrag für den Systembetrieb von elektrischen Netzen mit einem hohen Anteil volatiler erneuerbarer Erzeugung ist.

1. Speicherkapazitäten schaffen, wo es einfach möglich ist. Je träger ein Gebäude reagiert, umso günstiger ist dies für die Lastflexibilität. Der Trend in der Gebäudetechnik geht jedoch eher hin zu weniger Materialintensität und geringeren aktivierten Massen. Je optimierter ein System ist, desto weniger Potentiale sind zu erwarten. Daher macht es bei vielen Projekten Sinn, bereits beim Bau entsprechende Flexibilität und technische Angriffspunkte vorsehen. Beim Neubau ist oft eine Vergrößerung des Speichers (Wasser) keine hohe Zusatzinvestition (vgl. Projekt HiT, FFG #829996, Rosa-Hoffman-Str. in Salzburg). Diskutiert werden auch z.B. elektrische Zusatzheizstäbe für Wärmepumpen.

2. Reduktion des Engineering-Aufwandes. Das Projekt hat gezeigt, dass die detaillierten Modelle des Gebäudeverhaltens nur schwer auf eine handhabbare Anzahl von Gleichungen zu reduzieren sind (siehe auch Fehler im vereinfachten Modell bei den HIL-Versuchen). Die Komplexität des thermischen Verhaltens eines Gebäudes ist nicht zu unterschätzen.

Die grundsätzliche Herausforderung, die auch im Projekt eine wesentliche Rolle gespielt hat, liegt darin, dass vereinfachte Modelle per se das Gebäudeverhalten nicht exakt abbilden. Hierdurch entstehen Fehler, die nur durch aufwändige Anpassungen und „Tuning“ der vereinfachten Modelle reduziert werden

können. Der in der Praxis bisher bewährte Ausweg ist, Black-Box-Modelle anhand von historischen Daten mit einer vorher definierten Maximalkomplexität zu erstellen. Nur so ist der Aufwand überschaubar zu halten. Allerdings besteht auch hier das Problem der ggf. inadäquaten Abbildung der tatsächlichen Systemkomplexität, womit ein nachträglicher Anpassungsbedarf nicht ausgeschlossen werden kann.

Zusätzlich treten Modellfehler auf, wobei die Praxis zeigt, dass Fehler von Abweichungen von z.B. nicht berücksichtigten Wärmebrücken im Bereich ca. 10% liegen. Deutlich stärker ist der Einfluss der Gebäudenutzung. Die Verwendung von selbstlernenden Systemen ist wegen der schweren Nachvollziehbarkeit des Lernprozesses eher ungeeignet.

Es besteht damit der Bedarf an modularen Softwarelösungen für den Einsatz modellprädiktiver Regler in Nutzgebäuden, welche eine schnelle und unkomplizierte Anpassung (und Validierung) für einen individuellen Fall ermöglichen. Letztlich muss diese Technologie, genau wie auch geeignete Standard-Interfaces für den Flexibilitätsabruf, integraler Bestandteil von gängigen Gebäudeleitsystemen werden. Der Flexibilitätsmanager als „Add-On“ zum bestehenden System ist zwar technologisch, nur selten jedoch wirtschaftlich umsetzbar.

3. Best Practice Umsetzungsbeispiele schaffen. Um praktisch zu zeigen, welche Hindernisse bei einer Umsetzung auftreten und umschifft werden können, und wie sich der Nutzen einer Flexibilitätsbewirtschaftung auf die beteiligten Akteure aufteilt, macht es Sinn, Best Practice Umsetzungsbeispiele zu schaffen

Die Erfahrung im Projekt CoOpt hat gezeigt, dass z.B. die Bereitstellung von Daten zur Modellierung von Seiten des Gebäudeeigners generell kein Problem darstellt, wenn die Nutzung rechtlich geregelt ist. Risikominimierung ist hingegen erste Priorität. Änderungen an funktionierenden Systemen werden nur dann stattgegeben, wenn der Nutzen, bei minimalem Risiko (höchste Priorität genießt der Komfort des Gebäudenutzers), klar dargestellt werden kann und entsprechend hoher Leidensdruck besteht (z.B. Fehleranfälligkeit, hohe Betriebskosten). Ein mögliches Zukunftsmodell, um hier organisatorische Anreize zu schaffen ist das Contracting der gesamten Energieanlage des Gebäudes. Der Gebäudeeigner kauft nur Energiedienstleistungen wie Wärme, oder Warmwasser ein. Die Anlage selbst steht damit organisatorisch uneingeschränkt für Lastverschiebung zur Verfügung. Zwei Varianten des Contactings bei Nutzgebäuden sind etabliert und könnten auf Flexibilitätsnutzung erweitert werden: Beim *Energiecontracting* steht nur die Energieanlage selbst im Fokus, wohingegen unter das *Energieeffizienzcontracting* auch Maßnahmen im Bereich Gebäudeinfrastruktur selbst fallen. Hierzu könnte neben der klassischen verbesserten thermischen Isolierung der Gebäudehülle auch die Schaffung von zusätzlichen Flexibilitätspotentialen durch Warmwasserspeicher oder Bauteilaktivierung zählen.

Bei Neugebäuden besteht häufig die Chance auf das Interesse des Immobilienentwicklers, innovative Technologien einzubauen (vor allem als Verkaufsargument). Dies ist also generell ein guter Ansatzpunkt für die Umsetzung von initialen Best Practice Beispielen. In einem solchen Fall besteht jedoch häufig die Schwierigkeit, dass der Immobilienentwickler selbst die Anforderungen an die innovative Technologie (z.B. Leitsystem mit modellprädiktiver Regelung und Flexibilitätsbewirtschaftung) nicht genau in einer allfälligen Ausschreibung spezifizieren kann, da z.B. technisches Wissen aber vor allen Erfahrungswerte fehlen. Hierzu wäre die Erarbeitung entsprechender Richtlinien hilfreich.

9 Ausblick

Aus wissenschaftlicher Sicht ist die für die Vorgehensweise in der Zukunft wesentliche Erkenntnis des Projektes, dass die Modellreduktion eine nicht zu unterschätzende, bei weitem nicht generalisierbare Aufgabe ist, die nach wie vor eine Herausforderung darstellt. Die Reduktion des Engineering-Aufwands bei der Reglerimplementation im Allgemeinen bzw. der Modellreduktion von Gebäudemodellen für modellprädiktive Regelung im Speziellen ist daher ein Bereich, der nach wie vor als Forschungsthema angesehen werden kann.

Andererseits haben die vielversprechenden Effizienzsteigerungsergebnisse bereits zu Nachfolgeaktivitäten geführt. Im Rahmen des FFG geförderten Projektes ARIS werden die Lüftungsanlagen in Bürogebäuden unter die Lupe genommen, die ein hohes Maß an Einsparungspotentialen aufweisen. Dabei soll im Rahmen der Optimierung, ein innovatives Energiemanagementkonzept angedacht werden, dass die unterlagerten Regelkreise von typischen Lüftungsanlagenkonfigurationen optimal im Sinne einer Energieverbrauchssenkung führt. Des Weiteren sollen durch Echtzeitalgorithmen im Bereich der Anwesenheitsschätzung der Gebäudenutzer auch der Komfort wesentlich verbessert werden. Insgesamt sollen Prototypen für die Energiemanagementkonzepte von morgen entwickelt werden und in Testgebäuden zur Anwendung gebracht werden. Die Erkenntnisse von CoOpt spielen eine wesentliche Rolle für das Erreichen der Projektziele von ARIS.

Das Projektteam ist nach Durchführung von SmartCityGrid:CoOpt der Auffassung, dass die Lastflexibilität von Gebäuden früher oder später für die Gesamtoptimierung der städtischen Energiesysteme eine zunehmende Rollen spielen wird. Die Schlüsselfaktoren dazu sind in den Schlussfolgerungen diskutiert worden. Modellprädiktive Regelung ist in hohem Maße geeignet, dies technisch zu unterstützen.

10 Literatur

Im Rahmen des Projektes publizierte Arbeiten

- [1] Schirrer, A., Brandstetter, M., Leobner, I., Hauer, S., Kozek, M., „Nonlinear model predictive control for a heating and cooling system of a low-energy office building“, unter Begutachtung bei *Energy & Buildings*, Elsevier
- [2] Brandstetter, M., Schirrer, A., Miletic, M., Henein, S., Kozek, M., Kupzog, F., „Hierarchical predictive load control in smart grids“, unter Begutachtung bei *IEEE Transactions for Smart Grid*
- [3] Heimberger M., Chochole M., Schlager R., Zeilinger F.; *Der Nutzen von aktiven Bürogebäuden für Mittelspannungsnetze – Vorstellung des Projektes SmartCityGrid:CoOpt*; IEWT; Wien; 2013
- [4] Ferhatbegovic, T.; Hauer, S.; Zucker, G., "Methodology for deploying model based control concepts for load shaping in the non-residential building sector," *Industrial Electronics Society, IECON 2013 - 39th Annual Conference of the IEEE* , vol., no., pp.5735,5740, 10-13 Nov. 2013
- [5] S. Ghaemi, M. Stifter, T. Strasser, G. Zucker, F. Kupzog, S. Henein: "The Role of Active Buildings in the Context of Smart Cities - Introducing the project SmartCityGrid: CoOpt"; *Vortrag: e.nova2012, international kongress, Nachhaltige Gebäude, Pinkafeld*; 22.11.2012 - 23.11.2012; in: "e.nova2012", (2012).
- [6] Tarik Ferhatbegovic, Stefan Hauer, Ines Leobner, Karl Ponweiser, Alexander Schirrer, and Martin Kozek, „Thermal building modeling and simulation for automated load shifting purposes in the non-residential building sector “ *eWork and eBusiness in Architecture, Engineering and Construction*. Aug 2014 , 511 -516
- [7] Sara Schiek: *Modellierung von Batterien für stationäre Anwendungen und E-Mobility, Bachelorarbeit (noch laufend)*, BetreuerInnen: Ponweiser, K., Leobner, I. *Institut für Energietechnik und Thermodynamik*
- [8] A. Schirrer, O. König, S. Ghaemi, F. Kupzog, M. Kozek: “Hierarchical application of model-predictive control for efficient integration of active buildings into low voltage grids“, *Workshop on Modeling and Simulation of Cyber-Physical Energy Systems (MSCPES)*, Berkeley, 20. Mai 2013 (Paper und Vortrag).
- [9] *ComForEn 2012*: M. Kozek, S. Jakubek, “Model-Predictive Control in Smart Grids“, *Keynote lecture ComForEn2012*, Wels, Austria, 2012.
- [10] *ComForEn2015*: M. Miletic, A. Schirrer, M. Kozek, „Load Management in Smart Grids with Utilization of Load-Shifting Potential in Building Climate Control“, akzeptiert, 2015.

Im Rahmen des Projektes entstandene Abschlussarbeiten

- [11] *Ines Leobner: Modeling of Energy Systems in Hybrid Simulations, **Dissertation** (noch laufend), BetreuerInnen: Ponweiser, K., Institut für Energietechnik und Thermodynamik*
- [12] *Johannes Burgholzer, „CoOpt Smart City Grid - Klimabilanz der Gebäudeoptimierung“, **Masterarbeit** FH Technikum Wien, Betreuung Susanne Schidler und Friederich Kupzog, 2013*
- [13] *Thomas Goschenhofer, „Einfluss von dezentralen Speichern auf zunehmende Photovoltaik-Durchdringung in städtischen Niederspannungsnetzen“, **Masterarbeit** FH Technikum Wien, Betreuung Momir Tabakovic und Friederich Kupzog, 2014*
- [14] ***Diplomarbeit** Markus Brandstetter (AP3): „Nonlinear Hierarchical Model Predictive Control for Smart Buildings in Electrical Grids“, Inst. für Mechanik und Mechatronik, TU Wien, 2014.*
- [15] ***Diplomarbeit** Viktor Zeh (AP3): „Koordinierte Optimierung verteilter MPCs für Smart City Grids“ (Arbeitstitel), Inst. für Mechanik und Mechatronik, TU Wien, laufend.*
- [16] *Stefan Pitschuch: Adsorptionskältemaschinen, Theoretische Grundlagen und Erstellung von Kennlinienmodellen in Dymola/Modelica, 2014, **Bachelorarbeit**, BetreuerInnen: Ponweiser, K., Leobner, I. Institut für Energietechnik und Thermodynamik*
- [17] *Philipp Cooberg: Modellierung einer Rückkühlanlage für Gebäude mit Hilfe von Dymola/Modelica, 2012, **Bachelorarbeit**, BetreuerInnen: Ponweiser, K., Leobner, I. Institut für Energietechnik und Thermodynamik*
- [18] *Danijel Djordjevic: Modellierung von Latent-Wärmespeichern, 2013, **Bachelorarbeit**, BetreuerInnen: Ponweiser, K., Leobner, I. Institut für Energietechnik und Thermodynamik*

Kontaktdaten

FRIEDERICH KUPZOG

Senior Scientist

Thematic Coordinator Smart Grid ICT & Controls

Energy Department

AIT Austrian Institute of Technology GmbH

Giefinggasse 2 | 1210 Vienna | Austria

T +43 50550-6059 | M +43 664 8157811 | F +43 50550-6390

friederich.kupzog@ait.ac.at | <http://www.ait.ac.at>