

Forschungsbericht BWPLUS



SoLAR – Smart Grid ohne Lastgangmessung Allensbach - Radolfzell

Demonstration und Durchführbarkeitsstudie für ein neuartiges System zur Realisierung hoher Quoten der Einspeisung fluktuierender erneuerbarer Energien ohne Lastgangmessung im Stromnetz

Phase 1: Simulation – Virtueller Demonstrator

von

Andreas Reinhardt, Lars Kießling, Stefan Werner (extern beauftragt)

Stadtwerke Radolfzell GmbH

Förderkennzeichen: BWSGD 18004

Dr. Kristian Peter, Adrian Minde, Dr. Razvan Roescu, Stefan Werner (extern beauftragt)

International Solar Energy Research Center Konstanz e.V.

Förderkennzeichen: BWSGD 18005

Dr. Enrique Kremers, Samrat Bose, Jean-Sébastien Cardot, Stefano Sanfilippo, Manuel Eising

Europäisches Institut für Energieforschung (EIFER), Karlsruhe

Förderkennzeichen: BWSGD 18006

Die Arbeiten des Programms Lebensgrundlage Umwelt und ihre Sicherung werden mit Mitteln des Landes Baden-Württemberg gefördert

April 2019

Inhalt

1. Kurzbeschreibung der Forschungsergebnisse.....	3
2. Motivation und Hintergründe.....	4
3. Aufgabenstellung	5
4. Stand von Wissenschaft und Technik, an den angeknüpft wurde	7
5. Zwischenzeitliche Fortschritte auf dem Gebiet Smart Grids bei anderen Stellen	11
6. Planung und Ablauf des Vorhabens	13
7. Partner und Zusammenarbeit mit anderen Stellen	16
7.1. Vertragspartner	16
7.2. Assoziierte Partner	19
7.3. Unterstützende Projektpartner.....	22
8. Beitrag der Ergebnisse zu den Zielen des Förderprogramms des Zuwendungsgebers.....	29
9. Ergebnisse.....	31
9.1. Arbeitspaket 1: Virtueller Demonstrator I	31
9.2. Arbeitspaket 2: Regelkonzept I	35
9.3. Arbeitspaket 3: Dynamische Simulation I	41
9.4. Arbeitspaket 4: Bilanzierung, Preise und Entgelte I	59
9.5. Arbeitspaket 5: Sensitivität und Wirtschaftlichkeit I	68
10. Nutzen, insbesondere praktische Verwertbarkeit der Ergebnisse und Erfahrungen; Konzept zum Ergebnis- und Forschungstransfer auch in projektfremde Anwendungen und Branchen	74
11. Erfolgte oder geplante Veröffentlichung der Ergebnisse	76

1. Kurzbeschreibung der Forschungsergebnisse

Im Projekt SoLAR soll anhand einer Liegenschaft mit 22 Wohneinheiten in 8 Häusern demonstriert werden, wie durch die Flexibilisierung von Verbrauchern wie Wärmepumpen, Haushaltsgeräten und Ladestationen von Elektrofahrzeugen sowie durch flexible Erzeuger (im Projekt ein BHKW)

1. ein möglichst hoher Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien aufgenommen,
2. das Stromnetz entlastet und seine Kapazität besser genutzt werden und
3. Energiekosten für die Prosumer gesenkt werden können.

Zur Steuerung der Flexibilitäten soll dabei eine Technologie der Easy Smart Grid GmbH eingesetzt werden, die

1. keine aufwändige bidirektionale Kommunikation benötigt,
2. die notwendigen Informationen zur Steuerung von Geräten lokal aus Netzzustandsgrößen bezieht, und in der
3. jedes Gerät dezentral ohne übergeordnete Steuerung gleichzeitig wirtschaftlich sinnvolle und netzdienliche Entscheidungen trifft.

In einer ersten Projektphase von Mai 2018 bis April 2019 wurde dafür zunächst eine detaillierte, realitätsnahe Simulationsumgebung („Virtueller Demonstrator“, VD) aufgebaut und Algorithmen zur Steuerung des BHKW und der Wärmepumpen implementiert und optimiert. Parallel wurde die notwendige Kommunikationstechnik für die Liegenschaft konzipiert und eine Hardware-in-the-Loop-Testumgebung für Vortests mit realen Geräten vorbereitet.

Parallel zur detaillierten Simulation der Liegenschaft wurde eine Vorsimulationsumgebung aufgebaut, die einen größeren Netzbereich und eine größere Teilnehmerzahl von Netzanschlüssen - repräsentativ für den Netzbereich eines Ortsnetztrafos - vereinfacht simuliert. Anhand dieser Vorsimulation konnte gezeigt werden, dass – bei passender Topologie und ausreichend vorhandener Flexibilität – durch die dezentrale Technologie Angebot und Nachfrage an Strom komplett ausgeglichen und das Stromnetz deutlich entlastet werden kann. Auch die Möglichkeit eines kurzzeitigen Inselbetriebs konnte simulativ nachgewiesen werden. Zusätzlich wurde ein erster Stabilitätstest mit kurzfristigen starken Änderungen der nichtgeregelten Erzeugungs- und Verbrauchsleistung erfolgreich durchgeführt.

Mit Hilfe des VD wurde die Eigenverbrauchsrate (EVR) von PV- und BHKW-Strom der Liegenschaft im ungesteuerten und gesteuerten Betrieb (BHKW und Wärmepumpen) verglichen und die möglichen Mehreinnahmen durch Erhöhung der EVR berechnet und mit den Zusatzkosten für das System verglichen. Basis für die Wirtschaftlichkeitsberechnung war dabei das Mieterstrommodell. Die Wirtschaftlichkeit des Systems (Einsparungen höher als Mehrkosten) konnte in der Theorie nachgewiesen werden. Voraussetzung ist eine ausreichend hohe Eigenerzeugung von Energie und eine ausreichend hohe Flexibilität der vorhandenen Geräte. Gerechnet wurde in zwei Szenarien:

1. minimale PV-Erzeugung (Bedingung KfW 40) und BHKW Wärme nur für die Liegenschaft
2. deutlich erhöhte PV-Erzeugung und zusätzliche Nutzung der BHKW-Wärme für ein Nachbarhaus

Szenario 2 zeigte eine deutlich höhere Margenerwartung und soll nach Möglichkeit in Phase 2 des Projektes realisiert werden. In Phase 2 wird zusätzlich die Flexibilisierung von Haushaltsgeräten und Ladestationen im Detail untersucht.

Hinsichtlich zukünftiger Marktmodelle wurde perspektivisch ein Tarifszenario mit dynamischen Netzentgelten und dynamischen Preisen und Umlagen skizziert, das in Phase 2 genauer untersucht werden soll. Die Voraussetzungen für Phase 2 des Projektes – detaillierte Simulation und Realdemonstration – wurden erfüllt. Die Bauphasen der Liegenschaft liegen synchron zum Projektplan, die zukünftigen Bewohner werden involviert.

2. Motivation und Hintergründe

Allensbach - bekannt als Sitz des Instituts für Demoskopie - ist eine Gemeinde am Bodensee im Landkreis Konstanz mit etwas mehr als 7000 Einwohnern. Schon 2006 hat der Gemeinderat, auf Initiative der Lokalen Agenda 21, eine Klimaschutzrichtlinie beschlossen mit dem Ziel, bis 2050 klimaneutral zu werden und den CO₂-Ausstoß in den nächsten Jahren zu halbieren. Die Zielsetzung unterstützt die Klimaziele des Landes, des Bundes und der Europäischen Union.

Mit einer Einwohnerdichte, die dem deutschen Durchschnitt entspricht, und einer ebenso Deutschland-typischen Gebäudestruktur im Wohn- und Dienstleistungsgewerbebereich bietet sich Allensbach als Modell für die Energiewende in diesem Bereich an. Dabei gestaltet sich der Wandel in Allensbach als besonders schwierig: Die flächenhafte Besiedlung erschwert den Bau von Nahwärmenetzen. Die Gemeindefläche ist zum großen Teil Landschafts- und Naturschutzgebiet und große Biogasanlagen sind nicht vorhanden. Eine Lösung zur Transformation des Energiesystems in einer Gemeinde wie Allensbach ist deshalb mit deutlich größeren Hürden verbunden und hat somit besonderen Vorbildcharakter hinsichtlich der Lösungsmöglichkeiten für Baden-Württemberg und darüber hinaus. Die Gemeinde Allensbach unterstützt daher das Projekt SoLAR und bietet sich als Modellgemeinde an.

In Allensbach gab es schon mehrere Ansätze, in Projekten mit Nahwärmenetzen die Versorgung mit regenerativen Energien im Ort zu erhöhen. Trotz Förderzusagen kamen die geplanten Anlagen nicht in die Realisierung. Im Wesentlichen waren wirtschaftliche Gründe (höhere Wärmekosten im Vergleich zu herkömmlichen Systemen), aber auch Akzeptanzprobleme (z.B. Standort der Heizanlage) ausschlaggebend. Deshalb wurde ein Ansatz gesucht, der die wirtschaftliche Realisierung entsprechender Anlagen im Prinzip in jedem Einzelgebäude im Ort ermöglicht, so dass die Umsetzung zunächst exemplarisch stattfinden und dann in einen kontinuierlichen Transformationsprozess mit zunehmender Akzeptanz umgesetzt werden kann.

Technisches Hauptproblem eines solchen Ansatzes ist die systemische Verkopplung und Koordination einer entsprechenden Vielzahl von Anlagen. Die bisherigen Lösungen über Eigenversorgung, Stromkonten oder virtuelle Kraftwerke sind entweder relativ teuer, regulatorisch nicht zugelassen oder nur für größere Anlagen und Liegenschaften wirtschaftlich zu realisieren. Oft wird die Netzauslastung dabei auch nicht speziell berücksichtigt. Favorisiert wird eine Lösung, in der das Stromnetz von allen Teilnehmern zum Ausgleich von Energiemengen genutzt werden kann, und die zugleich das Netz entlastet. Diese Lösung muss aber einfach, sicher und kostengünstig sein.

Auf der Suche nach einer geeigneten Technologie stieß man auf die Easy Smart Grid GmbH aus Karlsruhe, einem jungen Start-Up, das eine entsprechende Technologie konzipiert aber noch nicht umgesetzt hatte. Die Lokale Agenda konnte zudem renommierte Forschungsinstitute, Unternehmen und die Stadtwerke Radolfzell für ein gemeinsames Projekt zur Umsetzung der Technologie gewinnen, das über das BWPLUS-Programm „Smart Grids und Speicher“ des Umweltministeriums Baden-Württemberg gefördert werden sollte.

Zeitlich parallel zur Projektentwicklung wurde ein Liegenschaftsneubau in Allensbach entwickelt. Die Projektpartner sind an den Eigentümer, die ALET Immobilien GmbH, herangetreten und konnten mit Unterstützung der Verwaltung und des Gemeinderates das Interesse des Eigentümers an einer Umsetzung der Technologie wecken. Nach einem Eigentümerwechsel wird die Liegenschaft von der Kaufmann Bau GmbH entwickelt und soll mit einem hohen Anteil eigenerzeugten grünen Stroms, KfW 40 und ggf. KfW40-Plus-Standard, ökologischer Bauweise und intelligenter Steuerung flexibler Geräte das „Grünste Wohnquartier am Bodensee“ werden.

3. Aufgabenstellung

Das Verbundprojekt soll einen wichtigen Beitrag zur Erreichung der 50-80-90 Klimaschutz-Ziele des Landes leisten, indem es anhand eines neuartigen Lösungsansatzes demonstriert, wie die sichere und umweltverträgliche Umstellung der Energieversorgung in einer Modellgemeinde besonders wirtschaftlich gestaltet werden kann. Dazu wird ein Demonstrationsvorhaben mit Durchführbarkeitsstudien so gekoppelt, dass die technische Machbarkeit und die ökonomische Vertretbarkeit eines innovativen Verfahrens zur netzdienlichen Steuerung von Anlagen und Geräten von Prosumern und Verbrauchern, die an Netze der allgemeinen Versorgung anschlossen sind, nachgewiesen werden kann.

Anhand des besonderen Modellcharakters von Allensbach soll ein Ansatz demonstriert werden, der in allen Siedlungsgebieten mit überwiegend Wohngebäuden und Kleingewerbe wirtschaftlich angewendet werden kann. Dabei soll eine kommerziell bereits verfügbare Lösung getestet werden, die sich noch in einer frühen Phase der Umsetzung befindet. Durch einen erfolgreichen Demonstrator kann dieser Ansatz im Anschluss inhaltlich und methodisch leicht auf ähnliche Situationen adaptiert werden.

Der gewählte Ansatz stellt dabei keine Insellösung dar, sondern ein allgemein im europäischen Netzverbund netzzonenübergreifend anwendbares und allgemein netzdienliches Prinzip.

Folgendes soll im Einzelnen nachgewiesen werden:

- Verbesserte Nutzung der vorhandenen Netzkapazität
 - Das vorhandene Stromnetz kann mindestens 200% mehr Elektrizität transportieren als aktuell.
 - Durch Lastmanagement und Sektorkopplung Strom-Wärme können regenerative Energien in der Größenordnung von 80% des aktuellen Strombedarfes in der Gesamtjahresbetrachtung mit den entsprechenden Lastspitzen in das örtliche Stromnetz eingebunden werden
 - Durch die zusätzliche Sektorkopplung Strom-Mobilität mit Lastmanagement können insgesamt regenerative Energien in der Größenordnung von 120% bis 170% des bisherigen Strombedarfes eingebunden werden
- Verzicht auf teure Speichertechnologie durch Sektorkopplung
 - Die kurzfristige Energiespeicherung im Netz kann im Wesentlichen durch die Nutzung herkömmlicher thermischer Pufferspeicher und Fahrzeugbatterien gewährleistet werden. Dadurch sind die Speicherkosten zur Netzstabilisierung und Einbindung erneuerbarer Energien minimal.
 - Die grundlastfähige Energiebereitstellung wird durch Erdgas in hocheffizienten BHKW gewährleistet. Unter Verwendung von Erdgas kann der CO₂-Ausstoß in Allensbach um 75% zum Referenzjahr 2002 verringert werden. Zukünftige Technologien wie Power-to-Gas können zu gegebener Zeit in das System integriert werden. In Szenarien mit Biogas und Power-to-Gas sind 100% CO₂-Reduktion möglich.
- Geringe Investition zur Ertüchtigung vorhandener Netze
 - Das innovative Regelungskonzept kann mit Anlagen-Technologien nach aktuellem Stand der Technik wirtschaftlich betrieben werden. Erhöhte Kosten für Heizanlagen amortisieren sich durch die Nutzung regenerativen und KWK-Stroms. Das Konzept ist unter den heuti-

gen Rahmenbedingungen Umlagen-neutral, d.h. durch die Anlagen in Anspruch genommene Förderungen durch das EEG und das KWKG sind im Mittel nicht höher als die entsprechenden aktuellen Umlagen auf den Strompreis.

- Die notwendigen Anlagen, Messeinrichtungen, Steuerungen und Kommunikationstechniken erfordern vom Kunden keine Änderungen in Verhaltensgewohnheiten und sind einfach und intuitiv zu bedienen bzw. arbeiten ohne die Notwendigkeit eines Eingriffs durch den Kunden im Hintergrund.
- Zur Steuerung der Anlagen entstehen nur minimale Kosten im Bereich IKT, da keine zentrale Kontrolle der Anlagen erforderlich ist. Die Kosten zur Signalerzeugung bzw. Auswertung sind gering und können durch Skaleneffekte auf unter 100 Euro pro Netzanschluss bzw. unter 5 Euro pro Gerät reduziert werden. Die Signalauswertung und Anlagensteuerung kann in bereits vorhandene Gerätesteuern integriert werden.
- Hoher Datenschutz für den Endverbraucher und hohe Datensicherheit
 - Da zur Steuerung nur physikalische Netzgrößen und allgemeine Broadcast-Signale (Balance-Indikator), die über das Stromnetz übertragen werden, genutzt werden, ist eine maximale Sicherheit gegen Angriffe auf die Kommunikationsstruktur gegeben.
 - Für die Regelung werden keine Lastgänge übermittelt. Dadurch besteht maximaler Datenschutz für den Stromkunden. Wenn es vom Kunden gewünscht ist, ist eine entsprechende Datenverbindung einfach implementierbar.
- Erweiterte Netzkontrolle und Netzstabilität
 - Im Rahmen des neuartigen Smart Grid-Ansatzes können Netz-Systemdienstleistungen erbracht werden: Engpassmanagement, Spannungshaltung, Frequenzstabilisierung und Versorgungswiederaufbau
 - Die verwendeten Regelalgorithmen führen jederzeit zu einem stabilen Netzbetrieb, vermindern die Gefahr von Stromausfällen und ermöglichen bei Bedarf den Inselbetrieb von Abschnitten, die temporär vom Netz der allgemeinen Versorgung abgeschnitten sind. Kritische Gleichzeitigkeit der Netznutzung wird sicher verhindert.

Die genannten Nachweise sind im Laufe des Gesamtprojektes SoLAR zu erbringen, das bis zum 31.04.2021 laufen soll.

In der nun durchgeführten ersten Projektphase bis zum 31.04.2019 lag der Hauptfokus darauf, eine Simulationsumgebung zu erstellen, die die realen Begebenheiten möglichst realistisch wiedergibt. Innerhalb dieser Umgebung sollte die Technologie zur dezentralen Steuerung von Flexibilitäten anhand der Steuerung von Wärmepumpen und eines BHKW implementiert und hinsichtlich der generellen Funktionsfähigkeit und Stabilität einer ersten Prüfung unterzogen werden.

Des Weiteren waren erste Untersuchungen zur Wirtschaftlichkeit des Ansatzes durchzuführen, zunächst im Rahmen des Mieterstrommodells, das als Basis für den wirtschaftlichen Betrieb dient. Später soll die Einführung dynamischer Netzentgelte und Tarifpreise untersucht werden.

4. Stand von Wissenschaft und Technik, an den angeknüpft wurde

Erste umfangreiche Untersuchungsergebnisse zu Smart Grid Systemen und damit zur intelligenten Vernetzung in der Stromversorgung liegen vor, z.B. aus dem E-Energy-Programm des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi)¹. Aktuell finden wesentliche Untersuchungen zum Thema Smart Grids im Rahmen des "Schaufenster intelligente Energie - Digitale Agenda für die Energiewende" (SINTEG) des BMWi statt. Baden-Württemberg, Bayern und Hessen beteiligen sich an SINTEG mit dem Projekt „C/sells“, dass ein großflächiges Schaufenster in der Modellregion „Solarbogen Süddeutschland“ darstellen soll². Mit der Digitalisierung der Infrastrukturen (Erzeugung, Verteilung, Speicherung, Liegenschaften) soll Massenfähigkeit in dezentralen Strukturen erreicht und damit ökologische Fortschritte und ökonomische Wertschöpfung erzielt werden. Mit C/sells soll das erste überregionale, einsetzfähige Smart Grid in Deutschland entstehen. Technischer Kernpunkt von C/sells ist ein Infrastruktur-Informationssystem (IIS), über das der Austausch von Energie auf lokaler und regionaler Ebene gesteuert werden soll.

Das beantragte Verbundprojekt stellt einen eigenständigen Lösungsansatz zur Verfügung, der im Gegensatz zum allgemeinen C/sells-Ansatz nicht an ein übergeordnetes Infrastruktur-Informationssystem gebunden ist. Ein Austausch von Energiedaten in Echtzeit und über die beteiligten Bilanzkreise hinaus ist nicht notwendig. Die jeweiligen Zustände von Erzeugung, Verteilung, Speicherung und Energiebedarf müssen nicht zentral kommuniziert und datentechnisch verarbeitet werden. Der SoLAR-Ansatz soll dadurch den C/sells-Ansatz ergänzen, um auch die Vielzahl kleiner, nicht lastganggemessener Gebäude mit vielen kleinen Flexibilitäten in das Smart Grid einbinden zu können. Den Energieversorgern und Netzbetreibern wird somit ein einfaches System an die Hand gegeben, das die Kosten für Speicher und Netzausbau im Zuge der Energiewende durch Aktivierung möglichst vieler Flexibilitäten minimiert. Während bekannte Studien³ davon ausgehen, dass dieser Ansatz aufgrund hoher Kosten für IKT und Implementierung nicht wirtschaftlich sei, soll das Erreichen der Wirtschaftlichkeit durch Minimierung der Transaktionskosten demonstriert werden.

Verschiedene Forschungseinrichtungen, Energieversorger und Stadtwerke beschäftigen sich konkret mit der Umsetzung der Einbindung des Wärmesektors, insbesondere der KWK, in die Strommärkte. In virtuellen Kraftwerken werden Erzeugungs- und Verbrauchskapazitäten gebündelt und auf den verschiedenen Märkten (Day Ahead, Intraday, Minutenreserve, Sekundärregelung) angeboten. Dies gilt auch für sogenannte hybride BHKW, bei denen BHKW in einer Anlage im Verbund mit Wärmepumpen und Elektroerhitzern arbeiten und dadurch sowohl positive als auch negative Regelenergie zur Verfügung stellen können. Durch den immer weiter zunehmenden Anteil volatiler erneuerbarer Energien im Stromnetz verlagert sich dabei der Handel verstärkt hin zu den kurzfristigen Märkten und wird auch entsprechend komplexer. Die Kosten für die technische Ausrüstung, Regelung und Präqualifizierung der Anlagen sind recht hoch, so dass die Implementierung von Anlagen unter 100 kW in virtuelle Kraftwerke aktuell kaum durchgeführt wird.

¹ BMWi [Hrsg.] (2014): Smart Energy made in Germany. Erkenntnisse zum Aufbau und zur Nutzung intelligenter Energiesysteme im Rahmen der Energiewende, Berlin.

² A. Reuter, O. Langniß (2016): „C/sells – Das Energiesystem der Zukunft im Sonnenbogen Süddeutschlands“, Gesamtvorhabensbeschreibung für das SINTEG - Förderprogramm "Schaufenster intelligente Energie - Digitale Agenda für die Energiewende" (SINTEG) des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Stuttgart, Version 11.11.2016.

³ Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (2012): Ausbau und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030. Endbericht, Berlin 11.12.2012, S. 17.

Nicht berücksichtigt werden bei der Bereitstellung über die Märkte meist örtliche Kapazitätsbegrenzungen in den Netzen, die der Verteilnetzbetreiber (VNB) kompensieren muss. Einige aktuelle Lösungsvorschläge, z.B. untersucht im Netzlabor Boxberg der Netze BW⁴, sehen dabei ein Quotensystem mit der Bereitstellung von Gleichzeitigkeitsfaktoren (GLZF) für die diversen Netzabschnitte und die Anfrage regionaler Lastzuschaltung durch den VNB je nach Wetterprognose an die Energieerzeuger vor. Abbildung 1 veranschaulicht das Prinzip. Der Aufwand zur Einbindung der Flexibilitäten über diesen Strommarkt-getriebenen Ansatz ist relativ hoch und benötigt genaue Prognosen zu Erzeugung und Energiebedarf sowie die zentrale Datenauswertung über IKT.

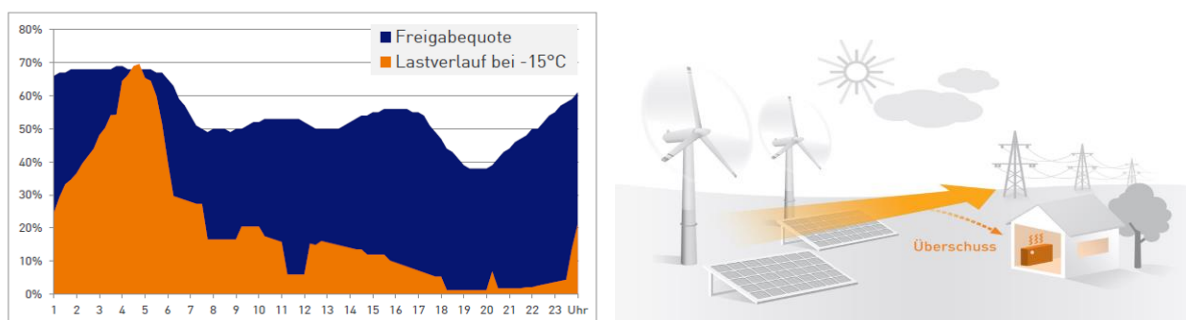


Abbildung 1: Ermittlung von GLZF zur Netzfreigabe und regionale Lastzuschaltung auf Anfrage des VNB4

Ziel des Forschungsprojektes "ENERGIE" unter der Leitung der SWK Netze⁵ war es, den Netzzustand im Niederspannungsnetz mit nur wenigen Messstellen in „Echtzeit“ zu ermitteln. Die dort gefundenen Lösungen bilden eine gute Ergänzung für das Steuerkonzept des geplanten SoLAR-Projektes.

Verschiedene Untersuchungen beschäftigen sich auch mit neuen Marktmodellen, die den Wandel des Stromsystems durch Anpassung insbesondere der Netzentgelte im Fokus haben. Eine Studie der Jacobs Universität Bremen⁶ zeigt z.B., dass Netzentgelte in Abhängigkeit der Netzbelastung optimal wären. Die erwartete Komplexität der Durchführung und die Befürchtung unsicherer Ertragsprognosen schrecken aber von der Umsetzung ab. Im geplanten Projekt soll auf Basis eines dezentralen Regelsystems ein realisierbares System für Netzentgelte entworfen werden, das das Lastmanagement optimal unterstützt.

Neben der Vermarktung über die Strommärkte konzentrieren sich die vorhandenen Lösungsansätze zur Sektorkopplung und netzdienlichen Nutzung von Flexibilitäten - getrieben durch entsprechende Gesetzesvorgaben - auf die Eigenversorgung in Eigenheimen, Mehrfamilienhäusern oder Quartieren mit eigenen Netzen. Angebote für private PV-Anlagen mit Batteriespeichern sind bereits Stand der Technik und werden von vielen Energieversorgern angeboten. Das ISC Konstanz demonstriert einen technischen Lösungsansatz zur autarken Energieversorgung auf der Basis der Sektorkopplung Strom-Wärme im Projekt „Ehoch4 Quartier 4.0“ auf dem Gelände der ehemaligen Oberschwabenkaserne in Hohentengen, das vom Landesumweltministerium im Rahmen der Ausschreibung „Smart Grids und Speicher Baden-Württemberg“ gefördert wird und ebenfalls ins C/sells-Programm als Demonstrationsprojekt aufgenommen wurde. Das Regelmodell baut dabei auf einer Kaskade auf, bei der die kleinsten Einheiten der Liegenschaft zunächst einmal verfügbare Energie intern weitestmöglich nutzen und in

⁴ J. Gratenau, W. Schweinfurt, F. Heideck, T. Krauss (2015): Modellversuch „Flexibler Wärmestrom - Ergebnisbericht. EnBW Energie Baden-Württemberg AG, Netze BW GmbH, Karlsruhe.

⁵ K. Schild (2016). ENERGIE - Netzzustandsgrößen in Echtzeit erfassen. Projektbericht im Rahmen der Forschungsinitiative „Stromnetze“ der Bundesregierung. Krefeld, August 2016.

⁶ C. Brandstätter (2016): Network charges for distribution systems with growing shares of PV and storage. CoN-DyNet Industry-Conference-Day. 22. June 2016 Bremen Energy Research (BER), Jacobs University Bremen.

Folgeschritten Überschüsse und Bedarfe mit angrenzenden oder übergeordneten Einheiten abgleichen.

Eine weitgehend autarke Versorgung mit regionalen erneuerbaren Energien und KWK im Stromsektor, die einen Netzausbau vermeiden, ist nach dem heutigen Stand der Technik nur in größeren Quartieren oder durch teure Speicherlösungen, wie große Batteriespeicher, möglich. In typischen Wohngemeinden wie Allensbach stehen der Einrichtung solcher Quartiere, die meist auch Wärmenetze beinhalten, ein sehr hoher finanzieller Aufwand aber vor allem auch große organisatorische und Akzeptanzhürden bei den Anschlussnehmern entgegen. Ein wichtiges technisch-wirtschaftliches Problem stellt in diesem Zusammenhang auch die finanzielle Belastung der Verteilnetze für Strom durch einen erhöhten Eigenverbrauch dar. Die Ersparnisse für die Eigenheimbesitzer und Quartiersbetreiber müssen letztlich von den Netzbetreibern auf die Nutzer, die vom öffentlichen Netz versorgt werden, umgelegt werden.

Die Firma Easy Smart Grid GmbH hat für größere Zellen, insbesondere Inselnetze, den Ansatz entwickelt, alle beteiligten Anlagen dezentral über einen sogenannten Balance-Indikator (siehe Kapitel 9.2.3) zu steuern, der den Grad der Ausgeglichenheit der Strombilanz im Netz repräsentiert und gleichzeitig ein Preissignal für die Teilnehmer darstellt. Es wird vorgeschlagen, die Netzfrequenz als Repräsentant dieses Balance-Indikators zu nutzen. Die Regelung erfolgt dezentral durch Vergleich des Balance-Indikators mit der aus den aktuellen lokalen Bedarfen abgeleiteten individuellen Flexibilitätsreserve. Dadurch wäre das System sehr einfach zu implementieren, könnte unbegrenzt viele Teilnehmer aufnehmen, wäre sehr robust gegen Ausfälle des Kommunikationssystems und Cyberattacken und würde einen maximalen Datenschutz gewährleisten.

Hinsichtlich der Nutzung der Netzfrequenz als Regelgröße gibt es Untersuchungen, z.B. zu Kühlschränken, die entsprechend bestimmter Grenzwerte der Frequenz zu oder abgeschaltet werden, zur Bereitstellung von Primärregelenergie zu nutzen. Bei großen regenerativen Erzeugungsanlagen ist die Nutzung der Netzfrequenz zur Abregelung in Grenzbereichen bereits Stand der Technik. Dezentrale Regelmechanismen auf der Basis robuster Verfahren (Algorithmen) wurden z.B. am EIFER entwickelt⁷, um eine dezentrale Steuerung zu ermöglichen. Die Machbarkeit des Systems wurde u.a. durch einen Demonstrator, entwickelt im Karlsruher Institut für Technologie (KIT), für die Easy Smart Grid GmbH nachgewiesen⁸. Die Forschungsgruppe "Network Dynamics" des Max-Planck-Instituts für Dynamik und Selbstorganisation in Göttingen hat zudem erste Untersuchungen vorgenommen, die zeigen, wie ein dezentral organisiertes System zur Frequenzregelung stabil betrieben werden kann⁹.

Ein Nachteil der dezentralen Steuerung über die Frequenz gemäß dem Konzept der Easy Smart Grid GmbH wäre, dass Netzzellen voneinander frequenzkoppelt werden müssten. Im mitteleuropäischen Netzverbund stellte dies einen hohen Aufwand dar und widerspräche dem Ziel, die Stromerzeugung möglichst marktgerecht im gesamten Netz zu optimieren. Außerdem setzt die Steuerung nur über die Netzfrequenz innerhalb einer Zelle voraus, dass das Netz ausreichend dimensioniert ist bzw. eine sehr gleichmäßige Topologie der Erzeugungsanlagen und Verbraucher vorhanden ist. Im Verbundprojekt „SoLAR“ wird dieser Ansatz so weiterentwickelt, dass er im europäischen Verbundnetz anwendbar ist und Engpässe im Netz automatisch vermeidet.

⁷ E. Kremers, J. González de Durana, O. Barambones (2012): Emergent synchronisation properties of a refrigerator demand side management system. Applied Energy. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2012.07.021>

E. Kremers, J. González de Durana, O. Barambones (2013): Multi-agent modeling for the simulation of a simple smart microgrid. Energy Conversion and Management, 75, S. 643-650. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2013.07.050>

⁸ T. Walter (2016): Anwendungsnotiz: Umsetzung eines Demonstrators für das Energiemanagement in Micro Grids, Karlsruhe, Februar 2016.

⁹ B. Schäfer, C. Grabow, A. Sabine, K. J. D. Witthaut, and M. Timme (2016). Taming instabilities in power grid networks by decentralized control, Eur. Phys. J. ST 225(3):569.

Neben der intelligenten Nutzung von Flexibilitäten zur Aufnahme von regenerativem Strom in die Netze ist auch der Einsatz sogenannter innovativer Netzbetriebsmittel, z.B. der Ersatz bestehender Ortsnetztransformatoren durch rONT (regelbare ONT) als kostengünstige Alternative zum Netzausbau möglich. Laut der dena-Verteilnetzstudie von 2012³ hat der Einsatz innovativer Netzbetriebsmittel das größte Reduktionspotenzial des Netzausbaubedarfs im Vergleich zu den weiteren untersuchten Varianten. Die Studie zeigt aber auch, dass bei dieser Variante den vermeidbaren Netzinvestitionen erhöhte Kostenaufwendungen für Wartung und Betrieb und die zum Teil geringeren Lebensdauern dieser Netzbetriebsmittel (im Vergleich zu konventionellen Betriebsmitteln) gegenüberstehen. Die dena-Studie stellt gleichzeitig beim Thema „Vermeidung von Netzausbau durch netzgesteuerte Speicher und Laststeuerung“ infrage, ob die infolge der Reduktion des Netzausbedarfs sich ergebenden vermiedenen Investitionen ihrer Höhe nach ausreichend sind, die Höhe der zusätzlichen Investitionen für die Erschließung bzw. Errichtung von Laststeuerung und Speichern zu decken. Das geplante Demonstrationsprojekt soll u.a. beweisen, dass es durch einen innovativen Lösungsansatz gelingen kann, zu sehr geringen Kosten Flexibilitäten im Netz zu nutzen und damit sowohl auf Netzausbau als auch auf den Einsatz innovativer Netzbetriebsmittel weitgehend verzichten zu können.

Mit dem Datenschutz im Zusammenhang mit der Einrichtung von Smart Grids und den entsprechenden IKT-Systemen beschäftigen sich ebenfalls diverse Studien. Hervorgehoben seien in diesem Zusammenhang die Studien¹⁰ der Hochschule für Telekommunikation, Leipzig, die sich insbesondere mit der Notwendigkeit der Anonymisierung von Energiedaten beschäftigen.

¹⁰ E. Buchmann, J. Wagner (2017): Energie-Allokation mit Schwarmalgorithmen ohne Datenschutzprobleme, SEAM: Swarm Algorithms for Energy Allocation in Microgrids. To appear in: Proceedings of the 7th International Conference on Smart Grids, Green Communications and IT Energy-aware Technologies (ENERGY'17), 2017

E. Buchmann, S. Kessler, P. Jochem, K. Böhm (2013): Wie sinkt die Effizienz von Energiemärkten, wenn die Teilnehmer ihre Wertschätzung für Energie anonymisieren: The Costs of Privacy in Local Energy Markets. In: Proceedings of the 15th IEEE Conference on Business Informatics (CBI'13), 2013

E. Buchmann, K. Böhm, T. Burghardt, S. Kessler (2013): Lässt sich aus dem Energieverbrauch eines Haushalts ein individueller elektronischer Fingerabdruck bestimmen? Re-Identification of Smart Meter Data. In: International Journal on Personal and Ubiquitous Computing (PUC), 17(4), 2013

5. Zwischenzeitliche Fortschritte auf dem Gebiet Smart Grids bei anderen Stellen

Kern des Projektes SoLAR ist die Etablierung eines lokalen Strommarktes auf Basis von Echtzeitpreissignalen aus Netzzustandsgrößen zur Steuerung von Flexibilitäten.

Strommärkte sind nach wie vor zentralisierte Strukturen, die auf nationaler oder sogar auf transnationaler Ebene verwaltet werden. Die grenzüberschreitende Marktkopplung ist ein wichtiger fortlaufender Prozess, um den transnationalen Energieaustausch effizienter zu gestalten. In diesem Fall sind die nationalen Märkte besser miteinander verbunden, sodass nur auf einer zentralen Plattform Energie geboten werden kann, während grenzüberschreitende Kapazitäten optimal genutzt werden, um Preisunterschiede zwischen den Zonen zu reduzieren. Aber auch auf regionaler und lokaler Ebene könnten neue Strukturen, die auf einem Marktansatz basieren, Anreize für die Nutzerbeteiligung schaffen und die Effizienz der lokalen Energiebörsen steigern, ohne über weite Distanzen handeln zu müssen, wenn lokale oder regionale Energieressourcen zur Verfügung stehen, welche direkt vor Ort verwertet werden können. Darüber hinaus erscheint eine direkte Beteiligung von Individuen (Endverbraucher und Prosumenten) an bestehenden zentralen Märkten zu komplex, da diese Märkte nicht für potenzielle Millionen von Teilnehmern gedacht sind.

Die Einführung lokaler Märkte führt zu verschiedenen Herausforderungen, die von der angemessenen Gestaltung des Marktrahmens (Kosteneffizienz, diskriminierungsfreier Zugang der Teilnehmer) über die Verteilung der Einnahmen zwischen (lokalen) Stakeholdern bis hin zu technischen Sicherheitsfragen sowie Handels- und Rechnungslegungssystemen reichen.

Gegenwärtig werden unterschiedliche Ansätze für sog. Energy Communities diskutiert, in von der Europäischen Kommission gefördert werden sollen¹¹. Seit dem Beginn des SoLAR Projekts hat sich der Trend im Kontext von Microgrids und lokalen Energiegemeinschaften verstärkt: dieses Jahr können neun Projekte aufgezählt werden, welche die Idee eines lokalen Energiemarktes verfolgen und umsetzen wollen. Diese wurden im Rahmen eines Workshops am KIT am 05.03.2019 mit dem Titel „ForDigital Workshop on Local Energy Markets“ vorgestellt und diskutiert. Hier wurde auch das Projekt SoLAR vorgestellt.

Bei allen Projekten wird vorzugsweise Strom in einem lokal begrenzten Bereich gehandelt, wobei die meisten eine Teil-Autarkie statt eines kompletten Inselbetriebs verfolgen.

Die meisten Vorhaben (bis auf SoLAR und VPP) sind durch die Entwicklung rund um Blockchain und Distributed Ledger Technologien motiviert. Diese Technologien haben einen starken Fokus auf verteilte Transaktionen und Peer-to-Peer-Handel. Allerdings sind sie ein Mittel zum Zweck, und ein lokaler Energiemarkt kann unabhängig davon konzipiert und umgesetzt werden. Viele dieser Projekte erhoffen sich durch Verwendung von Blockchain-basierten kryptographischen Transaktionen eine erhöhte (Daten-)Sicherheit im Handel zwischen einer großen Anzahl an Teilnehmern. Allerdings haben die Ansätze deutliche Skalierungsprobleme¹², zudem ist das Problem des zusätzlichen Energieaufwands zur Verifizierung der Transaktionen noch nicht gelöst (Mining, andauernde Schwierigkeiten bei der Ersetzung der Proof-Of-Work Methoden durch weniger rechenaufwändige Methoden wie Proof-of-Stake).

¹¹ Renewable Energy Directive 2018/2001/EU der Europäischen Kommission, Teil des Clean Energy Packages

¹² Ein weiteres Projekt am EIFER hat gezeigt, dass die Implementierung eines lokalen Energiemarktmodells mit 100 Prosumern in Simulation ohne Einschränkungen möglich ist. Allerdings hat die analoge Umsetzung in eine Blockchain (Ethereum, Smart Contract System) desselben Modells bereits ab 10 Prosumern Rechenaufwände, welche mit demselben, marktüblichen Rechner nur mit sehr langen Rechenzeiten zu bewältigen sind.

Die meisten Projekte befinden sich in frühen Entwicklungs- bzw. Forschungsphasen und in der Findungsphase von geeigneten Marktmechanismen. Generell wurde eine allgemeine rechtliche und regulatorische Unsicherheit festgestellt, welche die Einführung von neuen Geschäftsmodellen auf diesem Feld erschwert. Nur wenige Projekte können die Vorteile / Ersparnisse welche man sich von einem lokalen Stromhandel erhofft direkt an die Endkunden weitergeben. Bei den Projekten, wo dies der Fall ist, erfolgt eine parallele Abrechnung, und teilweise werden die Ersparnisse den Kunden von den Betreibern als Boni gutgeschrieben.

Projektname	Standort	Ansprechpartner
Decentralized Autonomous Area Agent (D3A)	Deutschland	Grid Singularity / Energy Web Foundation
Energy Collective	Dänemark	DTU
Landau Microgrid Project (LAMP)	Deutschland	KIT, Energie Südwest AG
pebbles	Deutschland	Allgäu Netz, Allgäu Überlandwerk
Peer2Peer im Quartier	Österreich	Wien Energie
Quartierstrom	Schweiz	ETH Zürich
SoLAR	Deutschland	Stadtwerke Radolfzell, ISC Konstanz, EIFER Karlsruhe
"Local Trade and Labelling of Electricity from Renewable Sources on a Blockchain Platform" (RegHEE)	Deutschland	TU München / Thüga
VPP	Deutschland	Univ. Wuppertal

Tabelle 1: Identifizierte Projekte mit dem Schwerpunkt „Lokale Energiemärkte“

6. Planung und Ablauf des Vorhabens

Im Projekt „SoLAR“ soll ein Konzept für ein neuartiges Smart Grid anhand der technischen Umsetzung in einer realen Liegenschaft als Pilotanlage im Wirkungszusammenhang mit dem zu diesem Zweck speziell ausgerüsteten Ortsnetztrafo, an den die Anlage angeschlossen ist, und anhand eines virtuellen Demonstrators, der das Verhalten der Anlage und des örtlichen Stromnetzes bis hin zum Anschluss an das Übertragungsnetz im Zusammenspiel darstellbar und untersuchbar machen soll, in seiner Umsetzbarkeit und Wirtschaftlichkeit demonstriert werden.

Die Projektdurchführung wird entsprechend der Anforderung des PTKA vom 24.01.2018 in zwei Teilprojekten durchgeführt. Im Teilprojekt 1 wurde zunächst eine rein virtuelle Implementation des Ansatzes anhand von Simulationen überprüft. Dabei wird bereits die reale Demonstrationsanlage in Form eines „Digital Twins“ als Untersuchungsobjekt genutzt. Nach nun erfolgter erfolgreicher Simulation soll im Teilprojekt 2 das Konzept in der Demonstrationsanlage umgesetzt und evaluiert werden. Die Anlage wird dabei in ihrer Reaktion auf tatsächliche Netzgrößen untersucht und zusätzlich als „Hardware-in-the-Loop“ in eine virtuelle Umgebung eingebunden, mit der verschiedene Netzszenarien simuliert werden können. Detaillierte Untersuchungen zu Preis- und Entgeltfindung und Wirtschaftlichkeit sind ebenfalls Teil des Teilprojektes 2. Sie bauen auf den Ergebnissen zur prinzipiellen Machbarkeit und grundsätzlichen Wirtschaftlichkeit aus dem Teilprojekt 1 auf. Untersuchungen zu technischen Spezifikationen sowie zur Bilanzkreisbildung und zu notwendigen Vertragsunterlagen runden das Gesamtprojekt ab.

Im Folgenden werden die Arbeitsschritte der ersten Phase des Projektes in Form von Arbeitspaketen mit den Schnittstellen zwischen den Paketen beschrieben. Die Arbeitspakete wurden jeweils von allen Partnern gemeinschaftlich bearbeitet, wobei jeweils der leitende Partner eines Arbeitspaketes die Hauptarbeit übernimmt und die Partner koordiniert. Der leitende Partner ist jeweils mit Kürzel in der Überschrift genannt:

SWR: Stadtwerke Radolfzell GmbH (Gesamtprojektleitung)

ISC: ISC International Solar Energy Research Center Konstanz e.V.

EIF: EIFER Europäisches Institut für Energieforschung EDF-KIT EWIV, Karlsruhe

Im Folgenden werden die Arbeitspakete im Einzelnen beschrieben

6.1. AP 1: Virtueller Demonstrator I (EIF)

Inhalt des Arbeitspaketes war die Realisierung eines virtuellen Demonstrators zur Darstellung von Erzeugern, Verbrauchern und Flexibilitäten der Pilotanlage, inklusive eines einfachen Modells zur Netz-anbindung.

In einem ersten Schritt wurde ein in einer Vorstudie entwickeltes Auslegungsprogramm in eine Anylogic Umgebung umgesetzt und als Tool für den virtuellen Demonstrator eingesetzt. In Anlehnung an den Aufbau des realen Demonstrators wurde eine Liegenschaft mit 22 Wohneinheiten in 8 Häusern in Allensbach im Modell abgebildet. Dies umfasst die relevanten Wärmetechnologien (BHKW, Wärmepumpen, Speicher) sowie Nahwärmenetz und Photovoltaik. Zur Optimierung der Wirtschaftlichkeit wurde für ein zweites Szenario noch ein Nachbargebäude modelliert, das im Wesentlichen die Wärmeabnahme für das BHKW erhöht.

In dem bei EIFER entwickelten Modell werden die technischen Geräte und Komponenten als Agenten abgebildet. Durch seinen modularen Aufbau können die zu betrachteten Energiesysteme flexibel konstruiert und verändert werden. Die Modellierung der Einzelgeräte im Netz wurde mit den technischen

Randbedingungen (Betriebsdaten, Modulationsfähigkeit, Mindestlaufzeit, Reaktionszeit, Auswirkungen auf die Wartung) umgesetzt.

6.2. AP 2: Umsetzung Regelkonzept I (ISC)

Inhalt war die Ausgestaltung, Programmierung und simulatorische Überprüfung des grundlegenden Regelkonzeptes zur Steuerung der Flexibilitäten auf Basis von Netzzustandparametern. Die simulatorische Überprüfung im dynamischen System erfolgte durch das EIFER in AP 3 mit dem virtuellen Demonstrator aus AP 1.

Um die Energieanlagen zu steuern, wurden spezifische Regelalgorithmen auf Basis der Balance-Indikator-Technologie der Easy Smart Grid GmbH entwickelt bzw. adaptiert.

Ein wichtiger Teil zur Umsetzung des Regelkonzeptes war die Definition und Vorbereitung der Kommunikationstechnologie. Hierin eingeschlossen war die Entwicklung eines Hardware-in-the-Loop-Systems zur Einbindung realer Gerätesteuerungen an die Simulation.

6.3. AP 3: dynamische Simulation / Stabilitätsnachweis I (EIF)

Im Virtuellen Demonstrator aus AP 1 wurde anschließend das Regelungsverfahren aus AP 2 implementiert. Als Vorstufe wurden die Regelalgorithmen in einer Vorsimulation ausgetestet, die in vereinfachter Weise ein Netzgebiet unterhalb eines Ortsnetztrafos modelliert.

Dabei wurde die Funktion der Algorithmen und die Stabilitätskriterien für die Regelung überprüft. Diese umfassten den Nachweis der Robustheit des Regelkonzeptes und die Resilienz des Systems, wobei interne und externe Einwirkungen exemplarisch untersucht wurden (gegenseitiges Aufschwingen von Regelungen, starke Änderungen von Stromangebot bzw. Nachfrage, Inselbetrieb etc.).

Auch im Virtuellen Demonstrator wurde eine Stabilität der Regelungsverfahren, bei Anwendung auf das Modell der Demonstrationsliegenschaft bestätigt. Insbesondere Überspringen und Oszillationsverhalten konnten erfolgreich vermieden werden. Zudem wurde ein Beitrag zur Netzstabilität, durch Reduzierung der Spitzenlasten ermittelt.

Im zweiten Teil des Projektes soll die Netzstabilität gesamthaft geprüft werden. Zur Untersuchung von Netzengpässen sowie Spannungsüberschreitungen wird ein Lastflussmodell (DC bzw. bei ausreichender Datenverfügbarkeit AC Load Flow) auf der Basis realer Netzdaten erstellt. Regulatorische Einschränkungen und Bedingungen am der Ortsnetztransformator sollen dabei berücksichtigt werden. Die erzielten Ergebnisse (Lastflüsse am Ortsnetztrafo, Spannungsveränderungen, Lastverschiebungen) werden in Bezug auf die Auswirkungen auf Flexibilität und Netzdienlichkeit für die interne und externe Kommunikation aufbereitet. Es soll aufgezeigt werden, inwiefern das vorgeschlagene Regelkonzept z.B. in der Lage ist, einen relevanten Beitrag z.B. zur Bereitstellung von Regelleistung und anderer Systemdienstleistungen zu erbringen.

6.4. AP 4: Bilanzierung, Preise und Entgelte I (SWR)

Ziel ist des Arbeitspaketes war, aufzuzeigen, dass und wie das SoLAR-Konzept in wirtschaftliche Vorteile für die Bereitstellung von Flexibilitäten so umgesetzt werden kann, dass ein ausreichender Anreiz zur Umsetzung besteht. Dieses Arbeitspaket beschäftigt sich dabei hauptsächlich mit grundsätzlichen Möglichkeiten im regulatorischen Rahmen und möglichen regulatorischen Innovationen.

Dabei wurde zunächst einmal die Anwendbarkeit des Mieterstrommodells und die damit zusammenhängende Bilanzierung der Energieflüsse und die Preisgestaltung genauer betrachtet.

In einem weiteren Schritt wurden erste Ansätze für ein neuartiges Tarifsystem auf der Basis von dynamischen Netzentgelten, Energiepreisen und Umlagen skizziert. Ein entsprechendes Tarifsystem soll im zweiten Teil des Projektes genauer ausgearbeitet und in seiner Wirtschaftlichkeit geprüft werden.

6.5. AP 5: Sensitivität und Wirtschaftlichkeit I (EIF)

In diesem Arbeitspaket wurden die in AP 4 erarbeiteten Ansätze in die Simulation implementiert, um so erste Rückschlüsse auf die Wirtschaftlichkeit des Systems unter verschiedenen Randbedingungen zu erhalten. Dabei wurde insbesondere der Einfluss unterschiedlicher Parameter für Regelung und Preisfindung auf das wirtschaftliche Gesamtergebnis und die Erträge einzelner Komponenten untersucht. Untersucht wurde hauptsächlich der Effekt der Erhöhung der Eigenverbrauchsrate auf die erzielbare Marge.

6.6. AP 6: Projektdokumentation I (SWR)

Die Projektdokumentation liegt mit diesem Dokument vor. Die wissenschaftlichen Arbeitspakete wurden durch ISC und EIF aufgearbeitet und dokumentiert. Hier entsteht der meiste Arbeitsaufwand. Die Koordination erfolgte durch SWR als Gesamtprojektleiter. Dabei wurde im Wesentlichen darauf geachtet, dass durch die Dokumentation die Weiterführung im Teilprojekt 2 gerechtfertigt werden kann und dass die Realimplementation aufgrund der gewonnenen Erkenntnisse möglichst einfach umgesetzt werden kann.

6.7. Ablaufplan und Meilensteine

Der ursprüngliche Ablaufplan, siehe Abbildung 2, konnte insgesamt eingehalten werden. Aufgrund von Verzögerungen bei der Beschaffung von Daten für das Mieterstrommodell haben sich die Startzeitpunkte von AP 4 und AP 5 verschoben. Die Arbeitspakete konnten aber noch rechtzeitig abgearbeitet werden. Alle Meilensteine wurden erfolgreich passiert. Kritisch für die Fortführung des Projektes war das Erreichen von Meilenstein 3: die erfolgreich durchgeführte dynamische Simulation.

Nr. Arbeitspaket	2018				2019				2020				2021	
	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2
Teilprojekt 1: Virtuelle Verifizierung														
1 Virtueller Demonstrator I			M1											
2 Umsetzung Regelkonzept I				M2										
3 dyn. Simulation / Stabilitätsnachweis I													M3	
4 Bilanzierung, Preise und Entgelte I														
5 Sensitivität und Wirtschaftlichkeit I														
6 Projektdokumentation I													M4	

M1: Virtueller Demonstrator verfügbar
 M2: Regelalgorithmen vollständig
M3: Dynamische Simulation erfolgreich
 M4: Teilprojektdokumentation 1 komplett

Abbildung 2: Ablaufplan und Meilensteine von Phase 1 des Projekts SoLAR

7. Partner und Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Im Folgenden werden die geförderten Projektpartner bzw. Partner des Konsortialvertrages sowie assoziierte und unterstützende Partner aufgeführt.

Im Laufe des Projektes hat sich der Kreis der Unterstützer deutlich erweitert. Mit dem Stadtwerk Haßfurt und der Energiedienst AG haben zwei weitere engagierte Energieversorger und Netzbetreiber mit hoher Kompetenz im Bereich der Erneuerbaren Energien und ihrer Integration in das Stromnetz das Partnerteam verstärkt. Mit den Firmen Weider, Buderus, E3/DC, BSH und Miele konnten renommierte Hersteller für Geräte aus allen Sektoren zur Unterstützung des Projektes gefunden werden. In die Steuerung der Weider Wärmepumpen wurde bereits sogar eine erste Version des Kontrollalgorithmus direkt implementiert. Die Integration der Haushaltsgeräte wird unterstützt durch das Küchenzentrum Marchtal. Im Bereich der Forschungsinstitute entstand ein zusätzlicher reger Austausch mit der Hochschule Reutlingen, die in der Kommunikationstechnik unterstützt und den dezentralen Ansatz von SoLAR innovativ mit dem Virtuellen Kraftwerk Neckar-Alb verknüpfen möchte.

7.1. Vertragspartner

Stadtwerke Radolfzell GmbH

<https://www.stadtwerke-radolfzell.de/>

Untertorstraße 7-9
78315 Radolfzell am Bodensee

Andreas Reinhardt
Geschäftsführer
Tel.: +49(0)7732 / 8008 - 100
reinhardt.a@stadtwerke-radolfzell.de

Lars Kießling
Leiter Netze und Anlagen
Tel.: +49(0)7732 / 8008 - 101
lars.kiessling@stadtwerke-radolfzell.de



Die Stadtwerke Radolfzell versorgen mit 88 Mitarbeitern rund 32.000 Kunden in Radolfzell mit Strom, Gas, Wasser, Wärme, Internet und bedienen den Stadtbus. In Radolfzell betreiben sie eigene Strom- und Gasnetze. Für die Gemeinde Allensbach sind die Stadtwerke Radolfzell zudem Betriebsführer für die örtlichen Trinkwasserversorgungsanlagen. Die zugehörigen Pumpen zur Befüllung der Hochbehälter haben ein sehr hohes Flexibilitätspotential, das im Anschluss an das Demonstrationsprojekt für die Gemeinde zur Integration erneuerbarer Energien in die Stromversorgung genutzt werden soll.

Ein wichtiges Anliegen der Stadtwerke ist es, die dezentrale Energieerzeugung auf Basis von regenerativen Quellen voranzutreiben. Im Bioenergiedorf Möggingen werden 140 Häuser mit Wärme aus Holzhackschnitzeln und vor Ort erzeugtem Biogas beheizt. Für das geplante Solarenergiedorf Liggeringen werden auf einer freien Fläche Solarthermie-Kollektoren installiert, die Sonnenwärme für die Heizung und zur Warmwasserbereitung in den Haushalten erzeugen. Um den höheren Wärmebedarf im Winter zu decken, wird zusätzlich Biomasse zur Wärmeerzeugung eingesetzt und in einem Pufferspeicher gespeichert. Seit 2016 bieten die Stadtwerke zudem Mieterstrom auf der Basis von effizienten BHKW-Anlagen an. Im Bereich der Photovoltaik betreiben die Stadtwerke Bürgerdachprojekte und bieten mit „Daheim Solar“ ein Angebot, bei dem Photovoltaikstrom über ein Batteriesystem ganztägig für die Kunden nutzbar gemacht wird. Seit Sommer 2012 engagieren sich die Stadtwerke Radolfzell in der Interessensgemeinschaft „HEGAUWIND“ gemeinsam mit Partnerunternehmen für den Aufbau von Windkraftanlagen im Landkreis Konstanz. Ende April 2017 geht in Wiechs am Randen die erste Windkraftanlage in Betrieb.

Die Stadtwerke Radolfzell bieten zudem eine Breitbandversorgung mittels Glasfaser an und sind gemeinsam mit dem Partner Thüga Smart Service GmbH Smart Meter Gateway Administrator (SMGA).

Sie sind bei der Bundesnetz-Agentur als grundzuständiger intelligenter Messstellen-Betreiber angezeigt und nehmen die Rolle als wettbewerblicher Betreiber für intelligente Messstellen (iMSB) ein.

Die Stadtwerke besitzen damit Anlagen und Know-How zu allen relevanten Themen der Energiewende und der Umsetzung von Smart Grids vor Ort. Sie haben in Phase 1 das Konsortium geführt und ihr Know-How in die Arbeiten eingebracht.

International Solar Energy Research Center Konstanz e.V.

<http://isc-konstanz.de/>

Rudolf-Diesel-Straße 15
78467 Konstanz



Kristian Peter, Dr.-Ing.
1. Vorstandsvorsitzender
Tel.: +49 (0)7531 / 36 18 3 - 65
kristian.peter@isc-konstanz.de

Stefan Werner, Dipl.-Ing.
Teilprojektleiter (über ESG)
Tel.: +49 (0)721 / 451 956 13
stefan.werner@easysg.de

Das International Solar Energy Research Center Konstanz e.V., kurz ISC Konstanz, erforscht und entwickelt kristalline Silizium-Solarzellen. Dabei arbeitet man mit führenden Unternehmen und Forschungsinstituten der Branche zusammen. Das finanzielle Volumen der Forschungsprojekte belief sich im Jahr 2015 auf rund 3 Millionen Euro. Das ISC Konstanz beschäftigt derzeit 50 Mitarbeiter. Neben der Forschung zu Solarzellen beschäftigt sich das Institut intensiv mit Regelkonzepten im Rahmen von Smart Grids zur Einbindung von Solarstrom in die Stromnetze.

Im CoSSMic-Projekt, gefördert von der Europäischen Union, entwickelten die beteiligten Forscher des ISC ein innovatives System, das auf Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) basiert und das die Energieerzeugung, den Energieverbrauch und die Speichernutzung in Mikronetzen autonom steuert. Mit dem von SOWIEnergie (Jürgen Gaugel) und der Kommunalberatung Konstanz (Volker Fouquet) entwickelten Nutzungskonzept »Ehoch4« entsteht auf dem Gelände der ehemaligen Oberschwaberkaserne der europaweit einmalige Erlebnis- und Gewerbepark für Erneuerbare Energien Hohentengen. Die wissenschaftliche Begleitung hat das ISC Konstanz zusammen mit dem Fachbereich Energieeffizientes Bauen der HTWG Konstanz übernommen. Das Projekt Ehoch4 Quartier 4.0 wird vom Landesumweltministerium im Rahmen der Ausschreibung „Smart Grids und Speicher Baden-Württemberg“ gefördert und von der Ehoch4 GmbH und der Erdgas Südwest unterstützt. Es endet nach zwei Jahren Laufzeit im Mai 2018.

Das ISC Konstanz kann im Rahmen des Projektes in Allensbach seine umfangreichen Erfahrungen bei der Implementation erneuerbarer Energien und der zugehörigen Regelung von Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen in einem Smart Grid wirkungsvoll einbringen. Dazu erweitert es vorhandene Regelkonzepte, und wird sie in Phase 2 des Projektes in den Pilotanlagen implementieren und den Betrieb der Anlagen überwachen und auswerten.

Europäisches Institut für Energieforschung (EIFER)

<https://www.eifer.kit.edu/>

Emmy-Noether-Str. 11
76131 Karlsruhe



Dr. Enrique Kremers
Team Coordinator Intelligent Energy Systems
Tel.: +49 (0)721 / 6105 - 1451
enrique.kremers@eifer.org

Das EIFER (Europäisches Institut für Energieforschung EDF-KIT EWIV) mit Sitz in Karlsruhe wurde 2001 als europäische wirtschaftliche Interessenvereinigung (EWIV) durch EDF und KIT (damals Universität Karlsruhe (TH)) gegründet. EIFER beschäftigt heute ein interdisziplinäres und internationales Team von mehr als 100 Wissenschaftlern und Wissenschaftlerinnen. Forschungsschwerpunkte sind Technologien zur dezentralen Energieversorgung, Planungsmethoden für energieeffiziente Stadtentwicklung und die Energiesystemanalyse. Das EIFER bündelt seine Kompetenzen im Bereich von Modellierung und Simulation komplexer Systeme für Anwendungen im Energiebereich und hat u.a. dezentrale Laststeuerungsmechanismen analysiert und getestet. Der hier vorgeschlagene agentenbasierte Ansatz wurde auch für Energienetze mit multiplen Energieträgern (Strom-Wärme-Gas-Kopplung) erweitert.

Im Jahr 2014 hat das EIFER im Forschungsvorhaben „Räumliche Energiesimulation für den Standort Tegel RES TXL“ zur Bewertung von Wechselwirkungen unterschiedlicher Technologien, Nutzungen und räumlichen Anordnungen in Zusammenarbeit mit u.a. der TU Berlin und der Tegel Projekt GmbH mitgewirkt. Im Rahmen der Ausschreibung „Reallabore, BaWü-Labs, für eine Forschung für Nachhaltigkeit in Baden-Württemberg“ ist EIFER im Reallabor 131 „KIT findet Stadt“ für die Leitung des Teilprojektes „Energiekonzept Oststadt“ zuständig. Auf europäischer Ebene trägt das EIFER aktuell zu den Forschungsprojekten Horizon2020 - „Sim4Blocks“ (innovative Geschäftsmodelle für Demand Response in Gebäudekomplexen) und ERA-NET Smart Grid Plus - „Reflex“ (Simulation zur Replizierbar- und Vergleichbarkeit von Smart Grid Demonstratoren) bei.

Im Projekt führt das EIFER wichtige Arbeitspakete im Bereich virtuelle Demonstration und Machbarkeitsanalyse durch und unterstützt bei der Umsetzung des Konzeptes in konkreten Anlagen und Steuerungen.

**ALET-Immobilien-Besitz GmbH
Kaufmann GmbH**

<https://www.kaufmannbau.com>

Max-Eyth-Straße 25-27
89613 Oberstadion

Peter Kaufmann
Geschäftsführer
Tel.: +49 (0)7357 / 92 19 99 - 4
p.kaufmann@kaufmannbau.com



Die Firma Kaufmann ist bekannt für ihre langjährige und zuverlässige Entwicklung von Massivholz-Häusern. Das Unternehmen hat über viele Jahre hinweg mit größter Sorgfalt und viel Know-How ein ganzheitliches und ökologisches Bausystem entwickelt, bei dem sich die Eigenschaften aller Materialien und Bauteile, vom Keller bis zum Dach, ausgezeichnet ergänzen und eine Einheit bilden. Durch die massiven Bauelemente aus massivem Dübelholz schafft Kaufmann Bau im Massivholzhaus ein einzigartiges und unübertrefflich gutes Raumklima sowie niedrigste Energiewerte, welche so mit keinem anderen Baustoff erreicht werden können.

K-Plus Häuser von Kaufmann Bau bieten ohne Mehrkosten KfW-Effizienzhaus 40 oder KfW-40 Plus Standard durch die optimierte Gebäudehülle und zahlreichen Kaufmann-Details. Die effiziente Haustechnik im K-Plus Haus erhöht den Wohnkomfort und die Energieeffizienz um ein weiteres im Vergleich zur herkömmlichen Pelletheizung, Gasheizung oder Ölheizung. So besteht das innovative System aus Erdwärmekörpern, die gleich beim Bau des Kellers oder Bodenplatte mit eingegraben werden und mit einer energieeffizienten Wärmepumpe und Photovoltaikanlage sehr sinnvoll kombiniert wird. Das Gesamtsystem erzeugt über das Jahr mehr Energie als es zum Heizen verbraucht!

Als Eigentümer der Liegenschaft, in der SoLAR realisiert wird, ist die ALET-Immobilien-Besitz GmbH dem Kooperationsvertrag zum Projekt beigetreten, die - wie die Kaufmann GmbH - im Besitz der Familie Kaufmann ist. Dadurch ist sichergestellt, dass die Projektumsetzung eng mit dem Bauvorhaben koordiniert wird, Projektpartner und Bauträger stets alle notwendigen Informationen austauschen können und die Kunden als zukünftige Eigentümer und Nutzer der Gebäude von Anfang an in das Projekt einbezogen werden.

7.2. Assoziierte Partner

Easy Smart Grid GmbH

Haid-und-Neu-Straße 7
76131 Karlsruhe

Thomas Walter, Dr.-Ing.
Geschäftsführer
Tel.: +49 (0)721 / 451 956 11
thomas.walter@easysg.de

Stefan Werner
Solution Manager
Tel.: +49 (0)721 / 451 956 13
stefan.werner@easysg.de

<http://www.easysg.de/de>



Die Easy Smart Grid GmbH wurde im April 2014 gegründet, um ein Verfahren zur besseren Integration erneuerbarer Energien in den Strommarkt umzusetzen. Im Oktober 2014 wurde Easy Smart Grid als eines der drei besten Europäischen Start-ups bei EIT Digital ausgezeichnet. Das Verfahren ermöglicht die kostengünstige Nutzung von Verbraucherflexibilität zum Ausgleich der Schwankung regenerativer Erzeugung und beschleunigt damit die Energiewende. Forschungsk Kooperationen mit der Max-Planck-Gesellschaft, KIT, EIFER und DFKI unterstützen die Anwendungsaktivitäten.

Easy Smart Grid hat im Auftrag der Stadtwerke Radolfzell bei der Projektleitung unterstützt und die Anpassung der Regelkonzepte und der zugehörigen Preis- und Entgeltsysteme im Projekt begleitet und gemeinsam mit den Partnern weiterentwickelt. Der Solution Manager, Herr Werner, wird dem ISC Konstanz im Rahmen des von SoLAR als Teilprojektleiter zur Verfügung gestellt. Darüber hinaus beteiligt sich Easy Smart Grid an der Implementation in den Pilotanlagen, begleitet die Datenauswertung und unterstützt bei der Suche nach Optimierungspotential und beim Wissenstransfer.

Weider Wärmepumpen GmbH

Oberer Achdamm 4
A - 6971 Hard (Österreich)

Lucas Rupp
Geschäftsführer
Tel.: +43 (0)5574 / 73200
lucas.rupp@weider.co.at

<http://www.weider.co.at/de/>



Weider bietet maßgeschneiderte Wärmepumpen-Lösungen zum Heizen, passiven Kühlen und zur Warmwasserbereitung. Von 4 kW bis 120 kW deckt Weider dabei alle Leistungsbereiche ab.

Im Portfolio sind Erdwärmepumpen, Luftwärmepumpen, Grundwasserwärmepumpen und Warmwasserwärmepumpen. Hohe Qualitätsstandards in der hauseigenen Produktion und Entwicklung sowie eine fachgerechte Montage durch Handwerkspartner garantieren langlebige Wärmepumpen von höchster Effizienz – individuell angepasst an die Bedürfnisse der Kunden, für Ein- oder Mehrfamilienhäuser, Wohnanlagen und Gewerbegebäude.

Die unerschöpfliche Kraft der Natur effizient und komfortabel zu nutzen, ist oberstes Ziel. Die Weider Wärmepumpen bestechen deshalb durch ausgezeichnete Effizienzwerte – mit einem COP (Coefficient of Performance) von 6,2 für Grundwasserwärmepumpen ist Weider derzeit führend auf dem Markt. Die Wärmepumpen fügen sich dabei mit schlichtem, minimalistischem Design und platzsparenden Maßen unaufdringlich in jede Räumlichkeit. Die weltweit einzigartige modulare Bauweise ermöglicht überdies den schnellen und kinderleichten Austausch einzelner Komponenten.

Weider ist ein enger Partner von Kaufmann Bau und wird die 12 Doppelhaushälften des Projektes mit Wärmepumpen mit einer thermischen Leistung von 5 kW ausstatten. Die Wärmepumpen werden aus einem Solepuffer mit kaltem Nahwärmenetz gespeist. Die Sole wird über Grundwasser gekühlt.

Weider wird in SoLAR die Algorithmen für das Energiemanagement über Echtzeitpreise aus Netzzustandsgrößen direkt in die Controller der Wärmepumpen einprogrammieren. Entsprechende Schnittstellen für die Kommunikation und eine erste Implementation sind bereits vorhanden. Dadurch wird demonstriert, wie die Technologie zukünftig sicher und preiswert durch serienmäßige Implementation in Geräte umgesetzt werden kann.

Stadtwerk Haßfurt GmbH

Augsfelder Straße 6
97437 Haßfurt

Norbert Zösch
Geschäftsführer
Tel.: +49 (0)9521 / 9494 - 35
norbert.zoesch@stwhas.de

Christopher Schneider
Projektmanagement, Geschäftsfeldentwicklung
Tel.: +49 (0)9521 / 9494 - 396
christopher.schneider@stwhas.de

<https://www.stwhas.de/>

stadtwerk
haßfurt

Das Stadtwerk Haßfurt stellt sich der Energiewende als einem tiefgreifender gesellschaftlicher Veränderungsprozess. In enger Abstimmung mit der Kommunalpolitik stellt es sich dieser großen Zukunftsaufgabe und initiiert beherzt die ersten Projekte, um langfristig eine bezahlbare und nachhaltig erzeugte Energieversorgung zu sichern. Die Haßfurter Bürger wollen mitbestimmen, wie die Energieversorgung mit Strom und Wärme künftig organisiert wird, und sie engagieren sich – auch finanziell – indem sie in ihren Eigenheimen Klein-BHKW- oder Photovoltaikanlagen installieren, Energiegenossenschaften gründen oder in den Bau von Windkraftwerken investieren. Sinkende Margen und rückläufiger Energieabsatz zwingen Stadtwerke, sich auf einen fundamentalen Wandel ihres Geschäftsmodells einzustellen. Gleichwohl sieht sich das Stadtwerk Haßfurt als Grundversorger in der Pflicht, die Versorgungssicherheit zu gewährleisten und für Preisstabilität zu sorgen. Sie suchen intensiv nach neuen Märkten und Dienstleistungen für Ihre Bürger. Das Ziel, die Erzeugung, Verteilung, Speicherung und den Verbrauch von erneuerbarer Energie in Form von moderner („smarter“) Strom-, Gas-, Wasser- aber insbesondere auch von Wärmeinfrastruktur zu gewährleisten, lässt sich nur zusammen bewerkstelligen – oder gar nicht. Gerade vor Ort sind die notwendigen Kompetenzen vorhanden und genau dort bietet die Nähe zu den Kunden beste Voraussetzungen für grundlegende, tiefgreifende und konsensfähige Entscheidungen, die dazu beitragen, Städte oder Regionen zu Vorreitern der Energiewende zu machen. Die Auszeichnung der Stadtwerk Haßfurt GmbH durch die Deutsche Umwelthilfe zeigt, dass man auf dem richtigen Weg ist. Es gibt aber nach wie vor viel zu tun. Das Stadtwerk Haßfurt möchte gemeinsam mit Bürgern und Politik die Energiezukunft gestalten.

Das Stadtwerk ist zu 82,1% im Besitz der Gemeinde Haßfurt. 17,9% der Anteile gehören dem Bayernwerk (e.on). Es hat in seinem Netzgebiet regenerative Erzeugungsanlagen, die bilanziell 200% des Strombedarfs decken, davon 10 MW PV, 30 MW Wind sowie Biogasanlagen mit Wärmekopplung. Au-

ßerdem betreiben die Stadtwerke mit Greenpeace Energy eine Power-to-Gas-Anlage, in der Wasserstoff ins Erdgasnetz gespeist werden. Dafür hat Haßfurt den Bayrischen Energiepreis erhalten. Aktuell beträgt der H₂-Anteil am Erdgasnetz des Stadtwerks 5% und soll sukzessive auf 9,99% gesteigert werden. Vor Ort nutzt eine Mälzerei das Gas über ein BHKW. Greenpeace Energy vertreibt das restliche Gas über den Tarif „Pro-Windgas“, der mit einem Aufschlag von 0,4 Cent/kWh zwei solche Anlagen in Deutschland fördert.

Das Stadtwerk Haßfurt hat bereits alle seine 10.000 Netzanschlussstellen mit intelligenten Messsystemen ausgerüstet, die aufgrund der frühen Implementation Bestandsschutz haben. Die Smart Meter kommunizieren aktuell im Stundentakt. Dadurch kann den Kunden ein Börsenstrommodell angeboten werden (Stundenpreis möglich). Die Stromverläufe werden über 2 bis 3 Jahre ausgewertet und für Optimierungen genutzt.

In Zusammenarbeit mit Viessmann installiert das Stadtwerk Systeme bestehend aus Brennstoffzellenheizung, PV-Anlage und Batterie in Einfamilienhäusern, die dadurch zu „Nullenergie“-Häusern werden. Zumindest im Strombereich ist kein Netzbezug notwendig.

In einem Neubaugebiet mit 60 Häusern wurde ein Nahwärmenetz mit einem zentralen BHKW und „gleitender Nahwärme“ errichtet. Die Temperaturen im Netz variieren von 25°C im Sommer bis 45°C im Winter. Die Übergabestationen an den Häusern sind mit Wärmepumpen zur Temperaturerhöhung ausgestattet. Zusätzlich sind 100 m² Solarthermieranlagen installiert. Die Einwohner zahlen ca. 6000 Euro pro Haus für die Heizungsinstallation.

Das Stadtwerk Haßfurt ist sehr interessiert an der in SoLAR demonstrierten Technologie und unterstützt das Projekt gerne als assoziierter Partner mit seinen vielfältigen praktischen Erfahrungen, um die Technologie später evtl. ebenfalls nutzen zu können.

Energiedienst AG

Schönenbergerstraße 10
79618 Rheinfelden

Klaus Nerz
Leiter Wärme- und Energielösungen
Tel.: +49 (0)7623 / 92 – 3383
klaus.nerz@energiedienst.de

<https://www.energiedienst.de/>



Die Energiedienst AG aus Rheinfelden schöpft aus über 100 Jahren Erfahrung in der Produktion, Verteilung und dem Vertrieb von Ökostrom aus Wasserkraft. Das südbadisch-schweizerische Profil zeichnet Energiedienst als regionalverbundenen Energieversorger aus.

Als Arbeitgeber und einer der größten Ausbildungspartner in Südbaden übernimmt Energiedienst Verantwortung für die Menschen in der Region und die Natur. Regelmäßig investiert Energiedienst in ökologische Aufwertungsarbeiten rund um die Wasserkraftwerke.

Die Energiewende ist mit Ökostrom aus Wasserkraft vom Hochrhein, klimaneutralem Gas und intelligenten Wärmelösungen längst keine Vision mehr, sondern bereits mitten in der Umsetzung.

Energiedienst begleitet Kommunen in der Region bei der Energiewende und zeigt, wie Gemeinden und ihre Bürger davon profitieren können. Die Energiethemen für Gemeinden und Städte nehmen zu und werden immer komplexer. Energiedienst geht mit Kommunen diese Themen an und erarbeitet im Di-

alog maßgeschneiderte Lösungen, z.B. Wärme- und Energielösungen (z.B. Quartierskonzepte), Elektromobilität, dezentrale Erzeugung von Wärme und Strom, intelligente Straßenbeleuchtung und Breitbandausbau.

Energiedienst unterstützt kommunale Veranstaltungen und bietet durch Kommunalbetreuer persönliche Ansprechpartner vor Ort. In kommunalen Beiratssitzungen informiert Energiedienst die Partnergemeinden 2 x pro Jahr zu aktuellen Themen aus dem Energie- und Infrastrukturbereich.

Energiedienst übernimmt von den Stadtwerken Radolfzell das Contracting der Anlagen und das Angebot des Mieterstroms zusammen mit dem Messstellenbetrieb. Energiedienst ist Stromlieferant für die Stadtwerke Radolfzell und verfügt über weitreichende Kapazitäten und langjährige Erfahrung im Bereich Mieterstrom und Sektorkopplung. Für die Umsetzung des anspruchsvollen Konzeptes für SoLAR steht damit in Phase 2 ein versierter Partner zur Verfügung, der auch in speziellen Situationen sicher unterstützen kann. Nach Projektfreigabe wird die Energiedienst AG als assoziierter Partner in den Kooperationsvertrag aufgenommen.

7.3. Unterstützende Projektpartner

Gemeinde Allensbach mit Lokaler Agenda 21

<http://www.allensbach.de>

Rathausplatz 1
78476 Allensbach

Stefan Friedrich
Bürgermeister
Tel. +49(0)7533 / 801 - 21
bm.friedrich@allensbach.de

Stefan Werner
Lokale Agenda 21, Arbeitskreis Klimaschutz
Telefon +49 (0)162 / 59 66 748
stefan.w.j.werner@t-online.de



Allensbach ist als Kommune und mit seinen Bürgern stark im Klimaschutz engagiert. Als maßgeblichen Schritt hat die 2001 gegründete Lokale Agenda 21 grundlegende Untersuchungen zum Energieverbrauch in Allensbach initiiert und aus den Ergebnissen eine Vorlage erarbeitet, die letztlich zur klimapolitischen Selbstverpflichtung der Gemeinde im Rahmen einer Klimaschutzrichtlinie geführt hat. 2010 wurde Allensbach mit seiner Lokalen Agenda 21 als „Energie-Musterkommune“ und „Klimaneutrale Kommune“ ausgezeichnet. Mit den Preisen verbunden war die Förderung weiterer Untersuchungen und diverser Maßnahmen im Klimaschutz, die sukzessive umgesetzt werden und eine wichtige Datengrundlage für das Projekt bilden. Das geplante Projekt geht aus einer Initiative der Lokalen Agenda 21 in Allensbach hervor und wird von der Verwaltung und vom Gemeinderat unterstützt.

Gemeindewerke Bodanrück GmbH & Co. KG

<http://www.gemeindewerke-bodanrueck.de/>

Hafenstraße 5
78351 Bodman-Ludwigshafen

Bettina Keller
Geschäftsführerin kaufm. Bereich
Tel.: +49 (0)7773 / 93 00 - 24
kgf@gemeindewerke-bodanrueck.de

Walfried Schrott (Netze BW)
Geschäftsführer techn. Bereich
Tel.: +49 (0)162 / 2 50 29 33
tgf@gemeindewerke-bodanrueck.de

Matthias Weckbach
Vorsitzender des Aufsichtsrates
Tel.: +49 (0)7773 / 93 00 - 10
vorsitzender@gemeindewerke-bodanrueck.de



Die Gemeindewerke Bodanrück wurden mit Gesellschaftsvertrag vom 24.04.2014 gegründet. Die Gesellschafter sind die Gemeinden Allensbach, Bodman-Ludwigshafen und Reichenau sowie die Netze

BW GmbH. Gegenstand des Unternehmens ist unter anderem die Errichtung, die Instandhaltung, der Betrieb und die Verpachtung von Versorgungsnetzen für Strom auf den Gemarkungen Allensbach, Bodman-Ludwigshafen und Reichenau sowie Gas auf den Gemarkungen Allensbach und Reichenau. Beide Netze sind komplett an die Netze BW verpachtet.

Als Eigentümerin des Stromnetzes in Allensbach werden die Gemeindewerke das vorhandene Versorgungsnetz, in Absprache mit dem Netzpächter, für das Projekt gegen ein Netznutzungsentgelt zur Verfügung stellen und den kontrollierten Zugang zu relevanten Ortsnetztransformatoren ermöglichen. Eine erste Begehung der Ortsnetzstation für das Projekt ist bereits erfolgt und weitere Schritte abgesprochen.

Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg e.V.

c/o Karlsruher Institut für Technologie

Hermann-von-Helmholtz-Platz 1
76344 Eggenstein-Leopoldshafen

Arno Ritzenthaler
Geschäftsführer
Tel.: +49 (0)721 / 60 82 62 87
geschaeftsfuehrung@smartgrids-bw.net

<http://www.smartgrids-bw.net/>



Der Verein Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg e.V. wurde am 25.11.2013 in Stuttgart gegründet. Vorausgegangen war eine über ein Jahr gehende, intensiv geführte öffentliche Diskussion mit über 150 Akteuren aus der Energiewirtschaft, Anlagenhersteller, Netzbetreibern, der IT-Branche, der Politik und interessierten Bürgern, die in der Veröffentlichung der Smart Grids Roadmap Baden-Württemberg mündete. Der Verein hat das übergeordnete Ziel, diese Roadmap umfassend und flächendeckend in Baden-Württemberg umzusetzen. Zweck des Vereins ist die Förderung intelligenter Energienetze (Smart Grids Infrastruktur) und damit zusammenhängender innovativer Smart Grids Produkte und Dienstleistungen in Forschung, Entwicklung und Umsetzung mit dem langfristigen Ziel einer weitgehend CO₂-freien Energieerzeugung.

Im Juli 2016 wurde auch die Gemeinde Allensbach als Mitglied bei Smart Grids BW begrüßt. Der Verein steht für das Projekt mit seinen Mitgliedern aus allen mit dem Thema Smart Grids in Beziehung stehenden Bereichen für kompetente, beratende Begleitung des Projektes zur Verfügung. Insbesondere unterstützt die Plattform dabei, die erarbeiteten Erkenntnisse wirkungsvoll zu publizieren, zu diskutieren und in die konkrete Anwendung zu bringen. Im Projekt C/sells treibt die Smart Grids-Plattform eine effektive Partizipationsarbeit im Bereich der intelligenten Energiezukunft voran. Im Rahmen dieser Arbeit wurde Allensbach als C/sells-City ausgewählt, weshalb die Smart Grids-Plattform auch in diesem Rahmen intensiv zur Kommunikation des Projektes beiträgt.

Strategic Professorship & Chair for Network Dynamics

Center for Advancing Electronics Dresden (cfaed)
Technische Universität Dresden

Helmholtzstraße 18
01069 Dresden

Marc Timme, Prof. Dr. rer. nat., MA
Chair for Network Dynamics, cfaed

<http://networkdynamics.info>



Tel.: +49 (0)351 / 463 - 43972
marc.timme@tu-dresden.de

Wie beeinflusst die Struktur die Dynamik und Funktion komplexer Netzwerke wechselwirkender Einheiten? Am Lehrstuhl für Netzwerk-Dynamik arbeitet die TU Dresden auf ein vereinheitlichendes Verständnis der Mechanismen und Prinzipien hin, die der Dynamik nichtlinearer vernetzter Systeme zugrunde liegen. Es untersucht mit theoretischen Methoden aktuelle Fragen aus einem weiten Bereich von Phänomenen in Physik, Biologie, sozio-ökonomischen und ingenieurwissenschaftlichen Problemstellungen bis hin zu selbstorganisierten intelligenten und biomimetischen Systemen. Weiterhin beschreiben die Forscher neu auftretende mathematische Objekte und entwickeln neue mathematische und algorithmische Methoden, um die kollektiven Phänomene in vernetzten dynamischen Systemen zu verstehen.

Das Forschungsteam steht dem Projekt „SoLAR“ beratend und als Know-how-Geber zu Themen der Stabilität, der dezentralen Kontrolle und Effekten der Selbstorganisation in verteilt organisierten Versorgungsnetzwerken und Energiesystemen zur Verfügung.

Hochschule für Telekommunikation Leipzig

<http://www.erikbuchmann.de>

Gustav-Freytag-Str. 43-45
04277 Leipzig



Erik Buchmann, Prof. Dr.-Ing. habil.
Tel.: +49 (0)341 / 3062 - 239
buchmann@hft-leipzig.de

Professor Buchmann forscht und lehrt im Fachgebiet "Datenschutz und Sicherheit in Informationssystemen" an der Hochschule für Telekommunikation. Ein prominentes Anwendungsfeld in diesem Bereich ist das Smart Grid. Hier ist insbesondere die Frage relevant, wie viele und welche Informationen nötig sind, um Energieangebot und -nachfrage auszugleichen, mit welchen Algorithmen dies geschehen kann, wie die entsprechenden Informationssysteme beschaffen sein müssen und auf welche Weise dabei Datenschutzprobleme durch die Weitergabe persönlicher Informationen vermieden werden können.

Herr Buchmann steht dem Projekt „SoLAR“ mit seiner Expertise zum Thema Datenschutz und Sicherheit in Informationssystemen beratend zur Verfügung.

Hochschule Reutlingen, Fakultät Technik (TEC)

<https://www.tec.reutlingen-university.de/>

Alteburgstraße 150
72762 Reutlingen



Prof. Dr. rer. nat. Thorsten Zenner
Labor für technische Kommunikation
Tel.: +49 (0)7121 / 271 7030
thorsten.zenner@reutlingen-university.de

Dr. Bernhard Nold
Projektmanager „Virtuelles Kraftwerk Neckar-Alb“
Tel.: +49 (0)7121 / 271 7135
bernhard.nold@reutlingen-university.de

Prof. Zenner leitet das Labor für technische Kommunikation an der Hochschule Reutlingen und forscht insbesondere an Niedrigenergie- und batteriebetriebenen Funksystemen. Als ausgewiesener Fachmann im Bereich Kommunikationstechnik lehrt er in den Themengebieten Allgemeine Kommunikationstechnik, Vernetzte Steuerungssysteme, Feldbusse, Funknetze und Datensicherheit.

Im Teilprojekt 2 von SoLAR wird er das ISC und die anderen Partner bei der Implementation eines möglichst einfachen aber robusten Kommunikationssystems beraten.

Dr. Nold ist Projektmanager für das Demonstrationsprojekt „Virtuelles Kraftwerk Neckar-Alb“ (VKNA), das aus zentralen sowie dezentralen Informationsmanagementsystemen besteht und zahlreiche Energiegeräte, wie ein leistungsfähiges BHKW, innovative PVT-Kollektoren, einen Batteriespeicher, die ersten Ladesäulen am Hochschulcampus Reutlingen und weitere Geräte einschließt. Das zentrale Element stellt ein ausgeklügeltes Steuerungssystem dar, mit dem die produzierte und benötigte Energie optimiert eingesetzt und gehandelt werden kann.

In Kooperation mit SoLAR will man den Ansatz des dezentralen Energiemanagements auf zweierlei Weise im VKNA untersuchen: In einem ersten Schritt soll die Liegenschaft von SoLAR in Form des Virtuellen Demonstrators als steuerbare Prosumereinheit an das VKNA angeschlossen werden. Der BI zur Steuerung der Geräte wird dann nicht aus der Residuallast gebildet, sondern auf Basis verschiedener Use Cases vom VKNA vorgegeben. In einem zweiten Schritt möchte man den dezentralen Ansatz von SoLAR auch direkt innerhalb der VKNA-Architektur als alternativen Ansatz austesten, um damit ggf. die Steuerung einer Vielzahl von Anlagen deutlich zu vereinfachen.

devolo AG

Charlottenburger Allee 67
52068 Aachen

Dr.-Ing. Anil Mengi
Director Strategic Positioning
Tel.: +49 (0)241 / 182 79 - 162
anil.mengi@devolo.de

<http://www.devolo.de>

The logo for devolo AG, featuring the word "devolo" in a stylized, lowercase, italicized sans-serif font.

devolo wurde 2002 gegründet. Am Hauptsitz in Aachen arbeiten Mitarbeiter aus über zehn Nationen in international aufgestellten Teams. Insgesamt beschäftigt devolo derzeit rund 300 Mitarbeiter und ist mit eigenen Niederlassungen sowie über Partner in 19 Ländern vertreten.

Die devolo dLAN-Powerline-Technologie wurde als „Internet aus der Steckdose“ international bekannt. Seine Powerline- und Smart-Home-Produkte passt devolo individuell an die Bedürfnisse internationaler Telekommunikationsunternehmen und Internet Service Provider an, denen man als OEM-Partner zur Seite steht. Im professionellen Bereich gestaltet devolo den Aufbau intelligenter Stromnetze intensiv mit: Mit devolo-Technik lassen sich die neuen Smart Grids in Echtzeit überwachen und steuern sowie völlig neue Services realisieren.

Für das Projekt ist die Ausrüstung des ONT, des Netzanschlusses und der Steuerungen der Pilotanlage auf Basis der Kommunikationstechnologie von devolo vorgesehen. Das Projekt „Solar“ passt nach Aussage von Dr. Mengi sehr gut zum aktuellen Produktportfolio und den Vorstellungen von devolo. Deshalb möchte man in Phase 2 gerne das Vorhaben als assoziierter Partner unterstützen.

Bosch Thermotechnik GmbH - Buderus Deutschland

<http://www.buderus.de/>

Wolf-Hirth-Str. 8
73730 Esslingen

Martin Baur
Sales Operations, Sales Region South West
Tel.: +49 (0)7457 / 9492891
martin.baur@buderus.de



Der Name Buderus steht in Deutschland seit fast 300 Jahren für hochwertige Heiztechnik. 1731 übernahm der Gründungsvater Johann Wilhelm Buderus das Eisenwerk Friedrichshütte in Oberhessen, welches bereits seit 24 Jahren Herd- und Ofenplatten herstellte. Weltwirtschaftskrise sowie zwei Weltkriege konnten dem Unternehmen nichts anhaben, obwohl sich die Struktur, Organisation und Produkte im stetigen Wandel befanden. Anfang des 21. Jahrhunderts kaufte die Robert Bosch AG Aktien des Unternehmens auf und übernahm den Konzern. Heute wird die Marke Buderus von der Bosch Thermotechnik GmbH geführt, die in gewohnter Qualität Heizkessel, Kaminöfen, Wärmepumpen, Solartechnik, Warmwasser-Speicher sowie Regeltechnik, Heizkörper und Lüftungssysteme produziert.

Buderus ist ein Anlagenpartner der Stadtwerke Radolfzell für Mieterstromanlagen mit BHKW. Dabei kommen BHKW der Marke EC-Power zum Einsatz. Buderus hat sich bereit erklärt, eine BHKW-Anlage für das Projekt zu Sonderkonditionen zur Verfügung zu stellen. Außerdem werden die Algorithmen für das dezentrale Energiemanagement direkt in die Steuerung der Heizanlage übernommen, die für Buderus durch die Firma Schäfer Anlagentechnik GmbH realisiert wird.

E3/DC GmbH

<http://www.e3dc.com/>

Karlstraße 5
49074 Osnabrück

Alexander Völker
Vertriebsaußendienst DE Süd – West / CH West
Tel.: +49 (0)541 / 760268 - 657
alexander.voelker@e3dc.com



Die E3/DC GmbH hat sich 2010 als Ausgründung der Wilhelm Karmann GmbH Osnabrück zu einem Wechselrichterhersteller entwickelt. Das Ziel von E3/DC ist, nachhaltig neue Standards für die Hausversorgung mit maximaler Leistung und Qualität zu erreichen. Die ausgereiften Technologien automotiven Ursprungs werden genutzt, um erneuerbare Energie nicht nur im Kontext der Mobilität, sondern auch für andere Bereiche des täglichen Lebens zur Verfügung zu stellen. E3/DC blickt nach den ersten Produktionsjahren mit über 1.000 speziell zertifizierten S10 Installateuren und über 11.000 installierten Speichersystemen auf eine stolze Leistungsbilanz zurück. An drei Standorten (Osnabrück, Wetter an der Ruhr, Göttingen) arbeiten mehr als 90 Mitarbeiter daran, die Vision autarker Häuser und rückspeisefähiger E-Autos Wirklichkeit werden zu lassen. Pro Jahr stellt E3/DC über 4.000 Hauskraftwerke her, die ausschließlich in Deutschland gefertigt werden und strengsten Qualitätskontrollen gemäß der Norm ISO 9001 unterliegen.

E3/DC ist Partner der Stadtwerke Radolfzell und von Kaufmann Bau für Stromspeicher. Das Unternehmen der Hager-Gruppe bietet zudem Ladestationen für Elektrofahrzeuge an. Hager und E3/DC werden Batteriespeicher und Ladestationen für das Projekt SoLAR zu einem Sonderpreis zur Verfügung stellen.

Die Implementation der Software in die internen Steuerungen ist aktuell aus Kapazitätsgründen nicht möglich, wird aber prinzipiell in Aussicht gestellt. Für die Demonstration stellt E3/DC die notwendigen Schnittstellen und Informationen zur Verfügung, um die Geräte durch einen externen Controller des ISC Konstanz ansteuern zu können.

BSH Hausgeräte GmbH

<https://www.bsh-group.com/de/>

Robert-Bosch-Straße 100
89537 Giengen



Dr. Andreas Kleiner
Produktbereich Kälte global
Tel.: +49 (0)7322 / 92 - 3746
andreas.kleiner@bshg.com

Die BSH Hausgeräte GmbH ist eines der weltweit führenden Unternehmen der Branche und der größte Hausgerätehersteller in Europa. Weltweit die erste Wahl für Konsumenten zu sein treibt die BSH und ihre Mitarbeiter an. Ziel der BSH ist es, mit ihren herausragenden Marken, hochwertigen Produkten und erstklassigen Lösungen die Lebensqualität der Menschen weltweit zu verbessern. Neben den Globalmarken Bosch und Siemens sowie Gaggenau und Neff umfasst das BSH-Markenportfolio die lokalen Marken Thermador, Balay, Profilo, Constructa, Pitsos, Coldex, und Zelmer. Durch die fortschreitende Digitalisierung steigen die Anforderungen an Hausgeräte. Um sich an die stetig wandelnden Konsumentenbedürfnisse anpassen zu können, entwickelt sich die BSH von einem Hausgerätehersteller hin zu einem Unternehmen, das zusätzlich personalisierte digitale Funktionen, Services und Inhalte anbieten wird. Mit Home Connect bietet die BSH eine markenübergreifende Plattform als Basis für ein stark wachsendes Ökosystem aus vernetzten Hausgeräten und konsumentenorientierten Dienstleistungen, die digitale Erlebnisse in der Küche ermöglichen.

Die Gesprächspartner von BSH halten das Projekt SoLAR für sehr interessant und würden gerne BSH-Geräte dort sehen. BSH kann für alle Wohneinheiten Geschirrspüler, Waschmaschinen, Trockner und Kühlgeräte mit Smart-Grid-Schnittstelle zur Verfügung stellen.

Miele & Cie. KG

<https://www.miele.com>

Carl-Miele-Straße 29
33332 Gütersloh



Christoph Wendker
Leiter Technisches Produktmanagement und Umweltreferat
Tel.: +49 (0)5241 / 89 - 4211
christoph.wendker@miele.com

Miele ist seit seiner Gründung im Jahr 1899 ein unabhängiges Familienunternehmen, das sich seinen Eigentümern, Beschäftigten, Kunden, Lieferanten, der Umwelt und der Gesellschaft in gleicher Weise verpflichtet fühlt. Das Unternehmen konzentriert sich auf die Herstellung von Hausgeräten für die Küche, Wäsche- und Bodenpflege sowie Geräte für den Einsatz in Gewerbebetrieben oder medizinischen

Einrichtungen („Miele Professional“). Die vertrauenswürdigste und begehrteste Premiummarke der Welt zu sein, lautet die strategische Vision. Seinen Kunden bietet Miele Produkte, die Maßstäbe setzen bei Langlebigkeit, Leistung, Bedienkomfort, Energieeffizienz, Design und Service. Dies entspricht dem Leitmotiv „Immer besser“, das bereits die Gründer Carl Miele und Reinhard Zinkann auf ihre ersten Maschinen druckten – und das Miele bis heute prägt. Das Unternehmen konzentriert sich auf die alleinige Marke Miele und deren durchgängige Positionierung im Premiumsegment. Miele steht für langfristiges Denken und Handeln, Kontinuität in den Werten und Zielen, partnerschaftliches Verhalten gegenüber Kunden und Lieferanten sowie eine mitarbeiterorientierte Unternehmens- und Führungskultur.

Miele eröffnet dem Projekt SoLAR einen Zugang zur Miele-API, um damit Smart-Grid-Anwendungen in der Praxis zu unterstützen.

Küchenzentrum Marchtal GmbH

<https://kuechenzentrum-marchtal.de>

Riedlinger Str. 41
89611 Obermarchtal

Thomas Schrode
Geschäftsführer
Tel.: +49 (0)7375 / 950800
m.schrode@kuechenzentrum-marchtal.de



Das Küchenzentrum Marchtal bietet seinen Kunden Einbauküchen als langlebige, unvergleichbare Unikate aus hochwertigen Materialien, die speziell auf persönliche Wünsche und Bedürfnisse zugeschnitten sind. Die Vereinbarkeit von Ökonomie und Ökologie ist eine weitere Leitmaxime des Unternehmens. Die Arbeitsabläufe sind vom Materialeinkauf bis zur Entsorgung von Altmaterialien auf Umweltschutz und Nachhaltigkeit ausgelegt. So heizt das Unternehmen seinen Firmenstammsitz mit Verschnitt-/ und Abfallholz. Papier, Kartonagen und Folien werden mit einer Ballenpresse kompaktiert, dies spart LKW Transporte und erhöht den Anteil der recycelbaren Wertstoffe. Das tägliche Handeln ist ressourcenschonend und zukunftsorientiert ausgerichtet.

Der Geschäftsführer des Küchenzentrum Marchtal, das eng mit Kaufmann Bau kooperiert und die BSH-Marken sowie Miele-Geräte führt, hat bereits Unterstützung bei der Installation und Inbetriebnahme flexibler Haushaltsgeräte zugesagt.

8. Beitrag der Ergebnisse zu den Zielen des Förderprogramms des Zuwendungsgebers

Das Projekt SoLAR zeigt exemplarisch im Bereich von Wohnliegenschaften, wie die energiepolitischen Ziele des Landes Baden-Württemberg bis zum Jahr 2050 erreicht oder sogar übertroffen werden können:

- 50 Prozent Energieeinsparung gegenüber 2010
- 80 Prozent Befriedigung des verbleibenden Bedarfs über erneuerbare Energien
- 90 Prozent Einsparung an Treibhausgas-Emissionen gegenüber 1990

Die Energieeinsparungen werden im Wesentlichen im Wärmebereich und perspektivisch durch Einsatz von Elektroantrieben im Verkehrssektor erreicht. Bereits die Bauweise der Gebäude nach dem KfW 40 Standard bedeutet eine Reduktion von 60% gegenüber den aktuellen Vorschriften der EnEV und deutlich mehr im Vergleich zum Gebäudebestand. In Verbindung mit einer Jahresarbeitszahl der eingesetzten Wärmepumpen von über 4 verringert sich der Wärmebedarf um Größenordnungen im Vergleich zu typischen Bestandsgebäuden, unabhängig vom eigentlichen Forschungsprojekt.

Wesentlich für SoLAR und Demonstrationsobjekt der ersten Phase ist aber die Kombination von Wärmepumpen und BHKW und ihre intelligente Steuerung als Ergänzung von dezentralen PV-Anlagen und später auch Windenergieanlagen. Der Umbau der Energieversorgungssysteme und die strukturellen Veränderungen - im Wesentlichen im Strombereich - werden hier greifbar. In der Sektorkopplung Wärme-Strom erfüllt die Kombination BHKW-Wärmepumpe zusammen mit dezentralen Erzeugungsanlagen 3 wichtige Aufgaben:

1. Erhöhung der Energieeffizienz durch Nutzung von Umwelt- und Abwärme,
2. Ausgleich der Schwankungen regenerativen Stroms als „virtuelle“ Stromspeicher und
3. Schutz der lokalen Stromnetze vor Überlastung durch Reaktion auf lokale Engpässe.

Insbesondere Punkt 3 kann durch zentrale Systeme wie PV-Großanlagen und Gas-Spitzenlastkraftwerke nicht geleistet werden. Hier sind enorme Aufwendungen für Speicher und Netzausbau notwendig, die durch ein möglichst dezentrales System weitgehend vermieden werden können.

Die Simulationen zur ersten Demonstration dieser Wirkung waren erfolgreich. Die ersten Wirtschaftlichkeitsberechnungen und Abschätzungen lassen vermuten, dass der gewählte dezentrale Ansatz wirtschaftlich ist und perspektivisch sogar zu deutlich sinkenden Energiekosten führen kann. Der in Phase 2 zu demonstrierende Einbezug flexibler Haushaltsgeräte und intelligent gesteuerter Ladestationen für Elektrofahrzeuge wird den Effekt der Punkte 2 und 3 noch einmal deutlich verstärken.

Wie in der Ausschreibung zum Förderprogramm dargestellt, treten so an die Stelle einer zentralen Erzeugung und Top-down-Verteilung von Energie eine weitgehende Dezentralisierung der Erzeugung und ein bidirektionales Management von Energieströmen, das durch eine entsprechende bidirektionale Kommunikation ermöglicht werden muss. Ziel des Programms ist es, innovative Ansätze insbesondere zur Kommunikation zu fördern.

Diese bidirektionale Kommunikation wird in SoLAR auf besonders elegante Weise gelöst. An die Stelle einer aufwändigen Kommunikationsinfrastruktur tritt die Nutzung des Netzzustandes als allen Netzteilnehmern zugängliche Information, auf die adäquat reagiert werden kann. Entscheidungen von Steuerungen flexibler Geräte werden so unmittelbar und unverzögert durch die Veränderung des Netzzustandes allen anderen Netzteilnehmern übermittelt. Die Simulationen der ersten Projektphase zeigen, dass keine weitere Kommunikation zwischen den Netzteilnehmern notwendig ist und trotzdem ein effizienter und stabiler, netzentlastender Betrieb erreicht werden kann.

In Hinsicht auf die Ziele zur Gestaltung von Märkten ermöglicht die Technologie von SoLAR die Einführung zeitvariabler Tarife mit ausreichenden Preisspannen, die es erlauben, bisher passive Energiekonsumenten zunehmend in aktive Marktteilnehmer (Prosumer) zu wandeln. Dabei können weiterhin die Bilanzkreise der MaBis genutzt werden, nun aber mit vereinfachten Anforderungen und mit einem sehr hohen Anteil von oder ausschließlich mit Prosumern, die sich gegenseitig versorgen. Lokale Märkte aber auch überregionale Energiegemeinschaften entstehen so ohne weiteren kommunikativen Aufwand. In der ersten Phase wurde demonstriert, dass das System im Rahmen des bekannten Mieterstrommodells zuverlässig funktioniert. Der Einsatz der Technologie führt zu einer erhöhten Eigenverbrauchsrate und damit zu verbesserten Margen und Entlastung des übergeordneten Netzes. In der zweiten Phase soll der Einsatz im Rahmen eines allgemeinen Tarifmodells mit Echtzeitpreisen und dynamischen Netzentgelten demonstriert werden.

Aufgabe der ersten Phase des Projektes war es, in der Simulation und anhand von Wirtschaftlichkeitsberechnungen zu zeigen, dass der Ansatz im Prinzip funktioniert und dem energiepolitischen Zieldreieck

- Versorgungssicherheit,
- Wirtschaftlichkeit und
- Umweltverträglichkeit

durch seine besonderen Vorteile

- Minimierung von Netzausbau- und Speicherkosten durch die Aktivierung vorhandener Flexibilitäten im Netz,
- Minimierung der Transaktionskosten beim Einsatz der Flexibilitäten durch den Wegfall eines zentralisierten Kommunikationsnetzwerks und die automatische, temporäre Bepreisung von Netzengpässen,
- erhöhte Blackout-Sicherheit durch automatisches netzstützendes Verhalten einer Vielzahl flexibler Netzteilnehmer,
- erhöhte Cybersicherheit durch Entfall von Internetkommunikation und Nutzung physikalischer Messgrößen als Informationsträger,
- maximaler Datenschutz durch Entfall der Kommunikation von Kundendaten an höhere Ebenen und
- Kundenfreundlichkeit durch einfache Installation und automatischen Betrieb

in besonders vorteilhafter Weise genügt. Die ersten Simulationen und Berechnungen stützen diese These.

In der zweiten Projektphase soll die Technologie nun real demonstriert und reale Betriebserfahrungen gewonnen werden, um die Unsicherheiten im Einsatz innovativer Technologien und Verfahren zu beseitigen und perspektivisch konventionelle Erzeugungsinfrastruktur auch kostenwirksam abschalten zu können.

Die Projektpartner freuen sich, dass im Laufe der ersten Phase viele weitere interessierte und begleitende Partner für die spätere Umsetzung gefunden werden konnten. Mit Ihnen sollen weitere Innovationen angestoßen und durch Skaleneffekte die Investitions- und Betriebskosten neuer Technologien weiter gesenkt und die regulatorischen Bedingungen dafür geschaffen werden, neue, an die veränderten Strukturen angepasste Geschäftsmodelle zu gestalten.

SoLAR unterstützt dadurch das Ziel der Landesregierung, Baden-Württemberg zu einem Vorreiter bei der Entwicklung und Nutzung von Smart Grids zu machen. Unterstützt werden die Projektpartner dabei von der Smart Grids Plattform Baden-Württemberg e.V.

9. Ergebnisse

9.1. Arbeitspaket 1: Virtueller Demonstrator I

Die Erstellung des Virtuellen Demonstrators (VD) als agentenbasiertes Simulationsmodell der Pilotliegenschaft wurde abgeschlossen und als Arbeitsgrundlage für die weiteren Arbeitspakete (Simulationen, Auswertungen, Wirtschaftlichkeitsberechnungen) zur Verfügung gestellt.

Folgende Anlagenmodelle wurden im VD als Agenten erstellt und verschaltet:

- Thermisches Gebäudemodell zur Simulation des Heizwärmebedarfs
- Heizungsanlage mit thermischem Speicher
- Wärmepumpenmodell (generisch und für das Modell der Fa. Weider in Zusammenarbeit mit dieser angepasst)
- PV Anlagen in verschiedenen Orientierungen (Süd, Ost, West)
- BHKW zur Wärme- und Stromerzeugung
- Minutenscharfe Lastprofilmodellierung für Strombedarf sowie Warmwassernutzung für unterschiedliche Nutzertypen
- Elektrische Batterie
- Unterschiedliche Regler in Zusammenarbeit mit ESG (s. nächsten Abschnitt)

Es wurden bestehende Modelle angepasst (PV, BHKW, Batterie) sowie neu entwickelt (thermisches Gebäudemodell, Heizungsanlage mit Speichern, Wärmepumpenmodell für Weider, Lastprofile) um den Anforderungen einer dezentralen Regelung zu entsprechen.

Die Agenten wurden flexibel verschaltet und die notwendigen Interfaces zwischen den Agenten erstellt

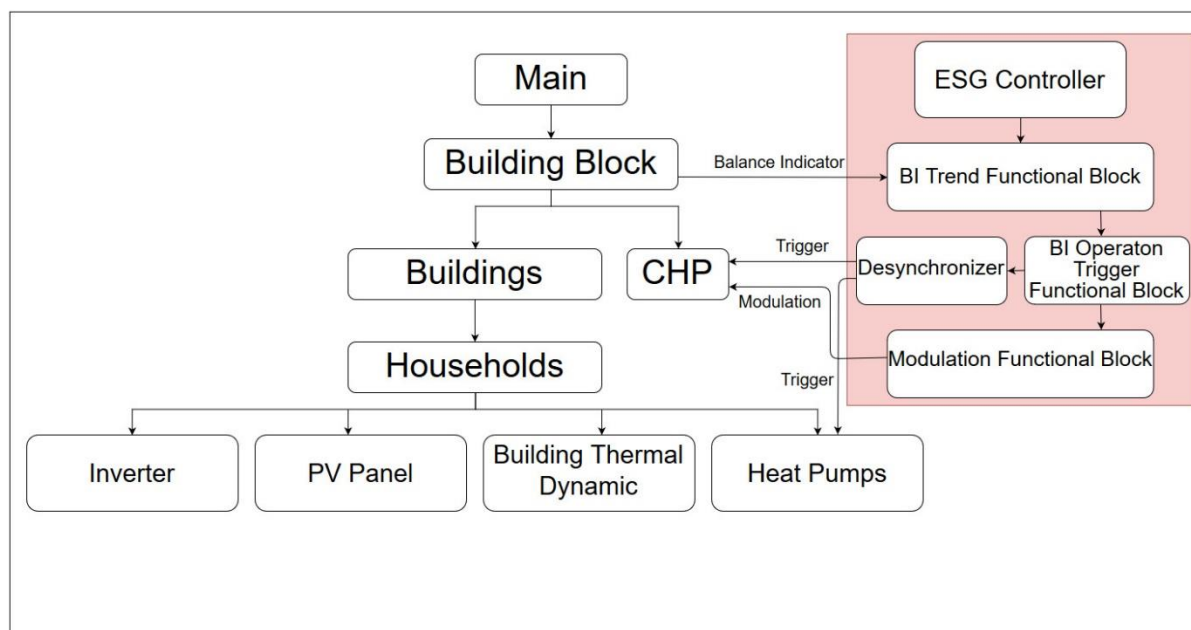


Abbildung 3: Aufbau des Virtuellen Demonstrators für SoLAR

Ein agentenorientierter Ansatz mit den Grundebenen: „Wohneinheit“ – „Gebäude“ – „Liegenschaft“ wurde als modulare Struktur erstellt, um die unterschiedlichen Agenten dort einbetten zu können.

Die Parametrierung des Modells lässt sich auf Datenbank-Ebene gestalten, so dass ohne den Modellcode zu modifizieren neue Gebäude hinzugeschaltet werden bzw. deren Parameter geändert werden

können. Zudem ist auch eine dynamische Zuschaltung (in Laufzeit) von Technologien auf Wohneinheitsebene (Wärmepumpe, Zentralheizung, Regler (Controller); zukünftig: einzelne Haushaltsgeräte wie Kühlschränke oder Waschmaschine) gebäudescharf möglich.

household_id	building_owner	house_reference_number	household_name	household_type	internal_vol	carpet_area	window_area	heating_area	chp_connection_enabled
1	0	0 1.1	SingleDwelling1	CHR02	585.78	234.31	33.36	167.85	<input type="checkbox"/>
2	1	0 1.2	SingleDwelling2	CHR60	604.71	241.88	32.02	169.84	<input type="checkbox"/>
3	2	1 2.1	SingleDwelling3	CHR04	585.78	234.31	33.36	167.85	<input type="checkbox"/>
4	3	1 2.2	SingleDwelling4	CHR61	604.71	241.88	32.02	169.84	<input type="checkbox"/>
5	4	2 3.1	SingleDwelling5	CHR02	585.78	234.31	33.36	167.85	<input type="checkbox"/>
6	5	2 3.2	SingleDwelling6	CHR56	604.71	241.88	32.02	169.84	<input type="checkbox"/>
7	6	3 4.1	SingleDwelling7	CHR54	585.78	234.31	33.36	167.85	<input type="checkbox"/>
8	7	3 4.2	SingleDwelling8	CHS01	604.71	241.88	32.02	169.84	<input type="checkbox"/>
9	8	4 5.1	SingleDwelling9	CHR44	585.78	234.31	33.36	167.85	<input type="checkbox"/>
10	9	4 5.2	SingleDwelling10	CHR01	604.71	241.88	32.02	169.84	<input type="checkbox"/>
11	10	5 6.1	SingleDwelling11	CHR27	585.78	234.31	33.36	167.85	<input type="checkbox"/>
12	11	5 6.2	SingleDwelling12	CHR41	604.71	241.88	32.02	169.84	<input type="checkbox"/>
13	12	6 7,1,1	AptDwelling1	CHR02	301.84	127.091	10.19	72.04	<input checked="" type="checkbox"/>
14	13	6 7,1,2	AptDwelling2	CHR04	467.466	196.829	48.54	111.57	<input checked="" type="checkbox"/>
15	14	6 7,2,1	AptDwelling3	CHR16	301.211	126.826	12.04	71.89	<input checked="" type="checkbox"/>
16	15	6 7,2,2	AptDwelling4	CHR09	466.712	196.511	51.79	111.39	<input checked="" type="checkbox"/>
17	16	6 7,3,1	AptDwelling5	CHR33	339.842	143.092	25.94	81.11	<input checked="" type="checkbox"/>
18	17	6 7,3,2	AptDwelling6	CHR43	384.799	162.021	26.38	91.84	<input checked="" type="checkbox"/>
19	18	7 8,1,1	AptDwelling7	CHR14	412.732	173.783	34.41	93.38	<input checked="" type="checkbox"/>
20	19	7 8,2,1	AptDwelling8	CHR23	198.012	83.374	16	44.8	<input checked="" type="checkbox"/>
21	20	7 8,2,2	AptDwelling9	CHR55	194.653	81.96	29.01	44.04	<input checked="" type="checkbox"/>
22	21	7 8,3,1	AptDwelling10	CHR01	387.583	163.194	22.83	87.69	<input checked="" type="checkbox"/>
23	22	8 9.0	AptDwelling11	CHR15	1,100	430	60	430	<input checked="" type="checkbox"/>
24									

Abbildung 4: Ausschnitt der Datenbank „Households“ zur Parametrierung der Wohneinheiten im VD

Der VD wurde als sekundlich aufgelöstes Modell gestaltet so dass in dieser zeitlichen Auflösung die Prosumer geregelt werden können. Der VD stellt Sekunden-, Minuten- oder Stundenscharfe Profile für alle Erzeuger und Verbraucher zur Verfügung, die Eigenverbrauchsraten (EVR) variieren leicht abhängig von der Auflösung (eine „gröbere“ Auflösung führt zu einer höheren EVR, da die aggregierte Bilanz über jeden Zeitschritt berechnet wird).

Eine Visualisierungsoberfläche erlaubt die Einsicht in unterschiedliche Indikatoren (Erzeugung, Verbrauch, etc.) auf den drei Grundebenen.

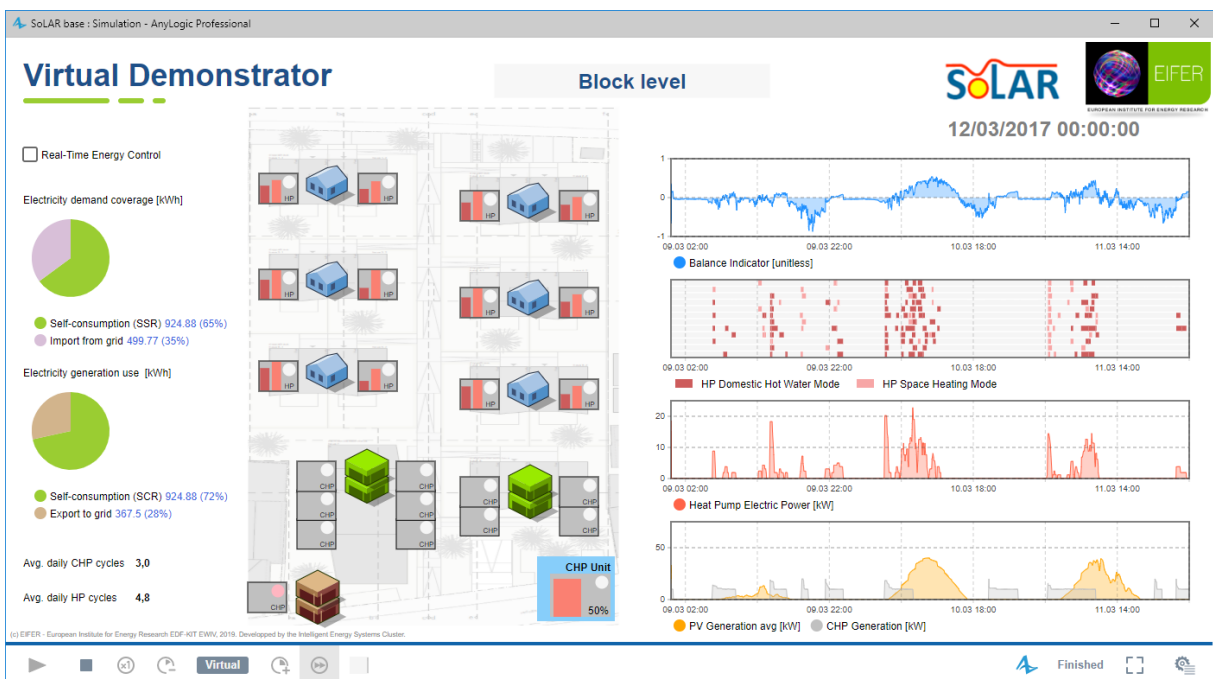


Abbildung 5: Screenshot vom VD auf Liegenschaftsebene –Übersicht und Darstellung der intelligenten Regelung

In Abbildung 5 bis Abbildung 8 sind die unterschiedlichen Ebenen des virtuellen Demonstrators dargestellt, sowie die dazugehörigen Last- und Erzeugungskurven in unterschiedlicher Auflösung. Zudem werden relevante Indikatoren wie der Netzbezug und Eigenverbrauch auf den unterschiedlichen Ebenen gezeigt. Die Liegenschaft besteht aus 12 Doppelhaushälften (blau), die mit je einer Wärmepumpe ausgestattet sind, und zwei Mehrfamilienhäusern (grün), die über ein BHKW mit Wärme versorgt werden. In einem zweiten Szenario wird noch ein Nachbargebäude (braun) vom BHKW mit Wärme versorgt. Jede Doppelhaushälfte hat eine eigene PV-Anlage. Die Mehrfamilienhäuser haben eine Gemeinschaftsanlage des Contractors.

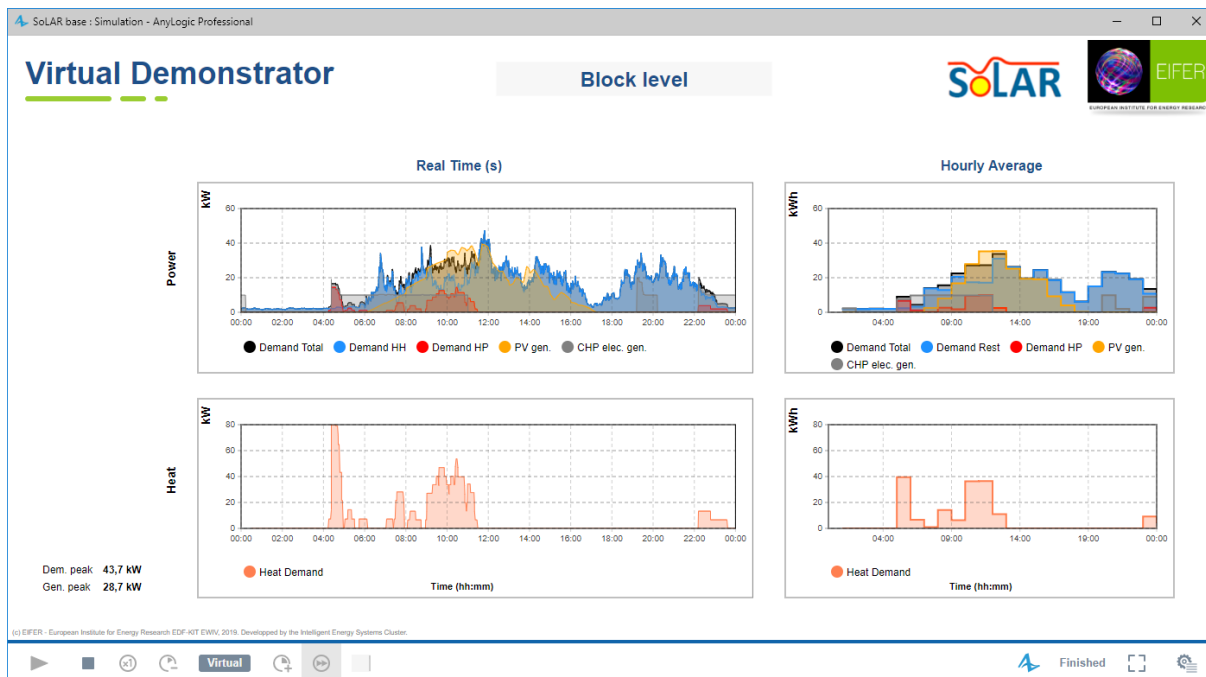


Abbildung 6: Screenshot vom VD auf Liegenschaftsebene – Lastkurven

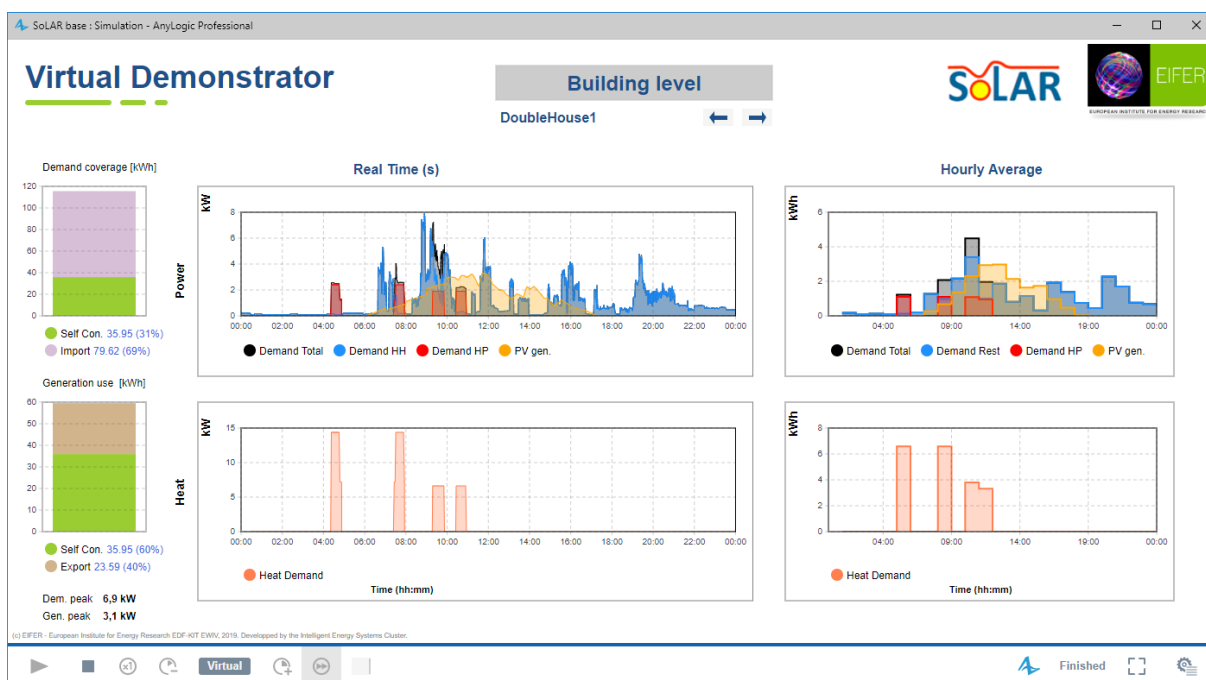


Abbildung 7: Screenshot vom VD auf Gebäudeebene

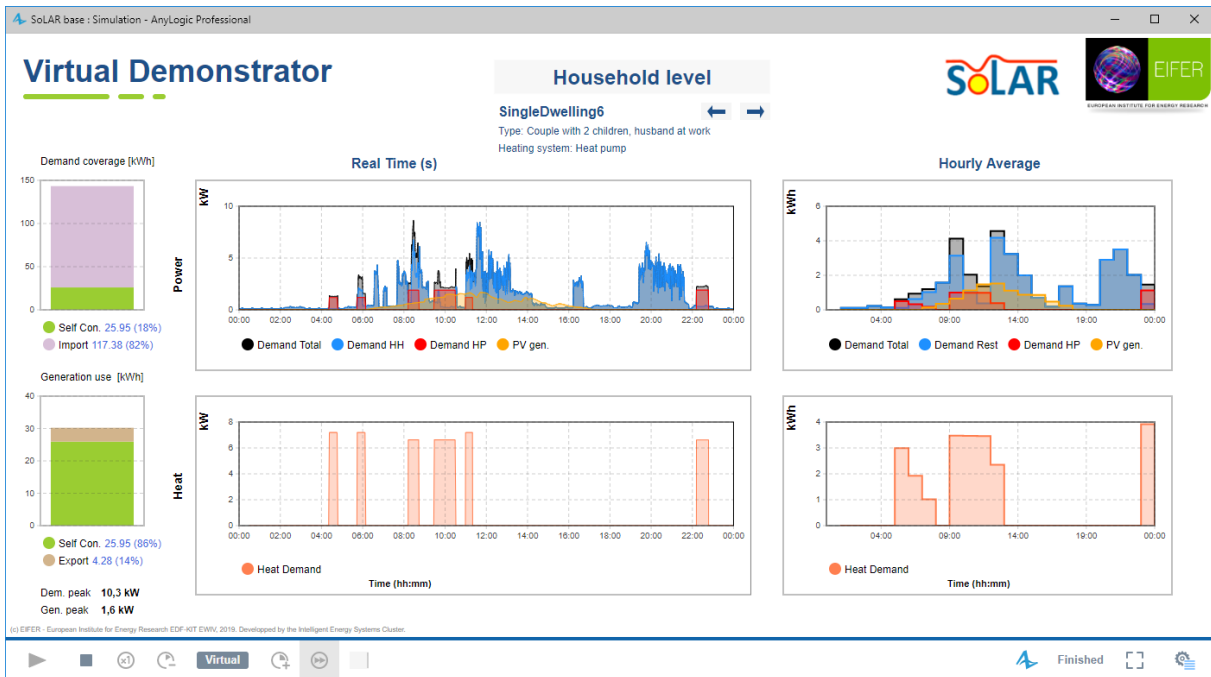


Abbildung 8: Screenshot vom VD auf Haushaltsebene

Eine detaillierte Beschreibung und Dokumentation des VD ist im Anhang „SoLAR Virtual Demonstrator Documentation“ dargestellt.

9.1.1. Auswirkungen der zeitlichen Auflösung des VD

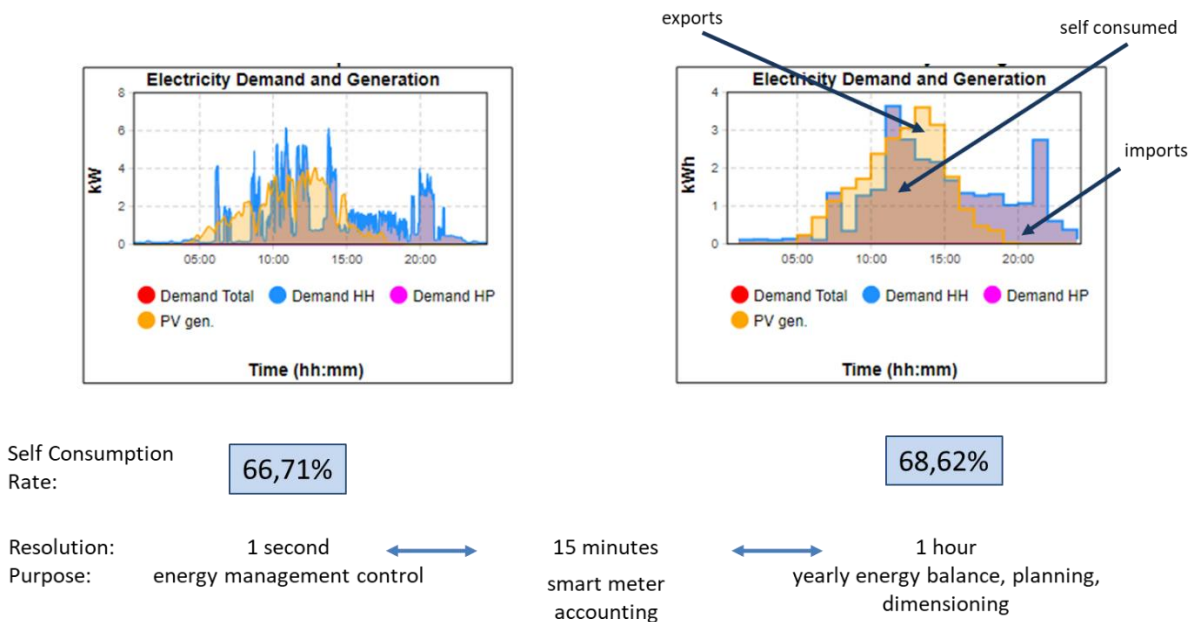


Abbildung 9: Vergleich sekundliche und stündliche Auflösung und Berechnung der Eigenverbrauchsrate für beide Fälle

In der sekundlichen Auflösung sind punktuelle Lastspitzen zu erkennen, welche zu deutlich höheren Spitzenlasten führen als bei der stündlichen Mittelung. Die Eigenverbrauchsrate (in diesem Fall Überlappung der PV und Lastkurve, im Verhältnis zum PV-Ertrag) wird durch eine stündliche Bilanz positiv

beeinflusst, da bei gemittelten Werten die Spitzen entfallen und eine größere Überlappung stattfindet. Zudem ist die Betrachtung der Spitzen relevant für folgende Punkte:

- Netzauswirkungen: Auslegung der Anschlussleistung, rückgespeiste Leistung ins Netz
- Steuerung: eine Steuerung, welche ein tatsächliches Gleichgewicht / Ausregelung in Echtzeit sicherstellen soll, kann nur sehr bedingt mit stündlichen Werten dargestellt werden
- Für die Bilanzierung auf Smart Meter Ebene ist die derzeitige Auflösung von 15 Minuten relevant

9.1.2. Kalibrierung des VD

Nach Austausch mit der Fa. Kaufmann Bau konnten keine endgültigen Gebäudedaten erhalten werden. Unter Vorbehalt der Korrektheit der Daten wurden zur Kalibrierung des Modells bisher der EnEV-Berechnungsnachweis nach DIN 4108-6 und DIN 4701-10 (Stand 18.01.2018) für die Doppelhaushälften verwendet. Eine Nachjustierung mit endgültigen Daten ist aus diesem Grund nicht ausgeschlossen.

Für die Simulation der Stromlastprofile, welche mit einem stochastischen Modell erzeugt werden und 60 typische deutsche Haushalte beinhaltet, wurden erwartete Haushaltstypologien ausgewählt (definiert durch die Anzahl und Typ der Bewohner, welche einen wichtigen Einfluss auf die Energienutzung haben). Die Anzahl der Bewohner der Liegenschaft wurde auf 56 geschätzt, mit durchschnittlich jeweils 3,1 Bewohnern pro Doppelhaushälfte und 1,9 Bewohnern pro Wohnung.

Bei der derzeitigen Datenlage wurde ein Gesamtwärmebedarf von 72 MWh für die 12 Doppelhaushälften sowie 33 MWh für die 10 Wohnungen der 2 Mehrfamilienhäuser ermittelt (Szenario 1). Für den benachbarten Bestandsbau (Szenario 2) wurde ein Wärmebedarf von ca. 51MWh berechnet. Der Wärmebedarf dieses Einfamilienhauses entspricht somit ca. 118 kWh/m²/Jahr. Auch dieser Wert ist in Phase 2 des Projektes ggf. nachzujustieren.

Die Jahresarbeitszahl der Wärmepumpen (nach Simulation mit den Herstellerdaten der Fa. Weider) ergibt 4,5.

Die PV Anlagen wurden im Vergleich zu den Simulationen im Zwischenbericht mit ihren tatsächlichen Orientierungen, basierend auf der Gebäudegeometrie- und Lage ausgerichtet. Hierbei wurden die ermittelten Parameter und Winkel im PV Modell eingepflegt. Dies hat einen nicht zu vernachlässigenden Einfluss auf die Ergebnisse, da der PV Ertrag im Vergleich zu den Ergebnissen im Zwischenbericht deutlich geringer ausfällt. Ein zweites Szenario mit einer erhöhten PV Auslegung wurde demnach zusätzlich betrachtet.

9.2. Arbeitspaket 2: Regelkonzept I

In Zusammenarbeit mit Easy Smart Grid (ESG) wurde vom ISC Konstanz ein Kommunikations- und Regelkonzept zur Steuerung der flexiblen Verbraucher und Erzeuger erstellt. Die Regelalgorithmen für die Phase 1 von SoLAR (Wärmepumpe, BHKW, Heizstab, „virtuelle Batterie“ zur Simulation von Haushaltsgeräten und Batterie) stehen zur Verfügung.

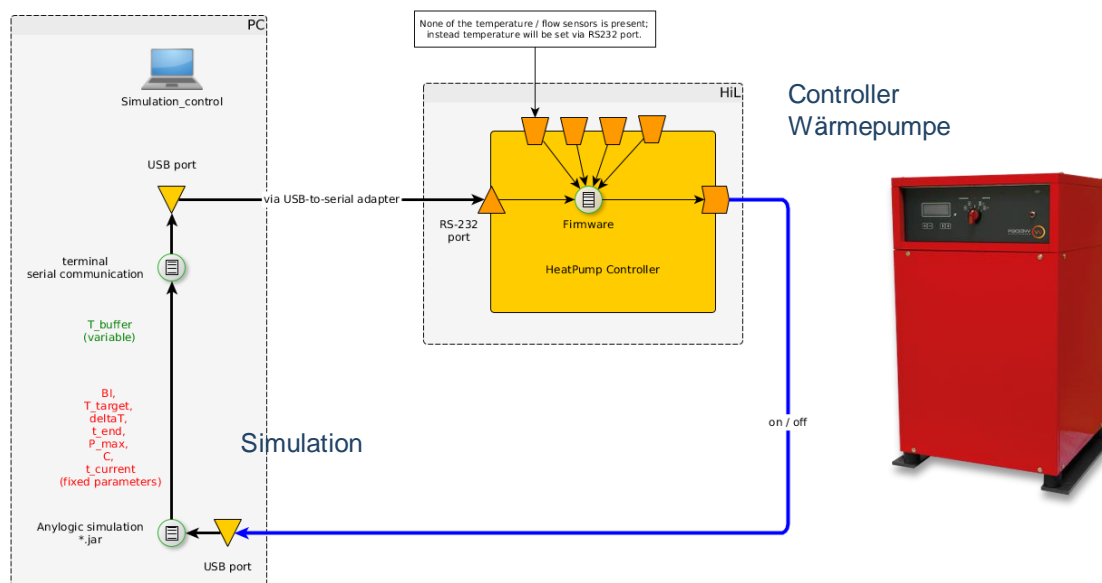


Abbildung 10: Kommunikationsschema für den Hardware-in-the-Loop-Test mit einer Weider Wärmepumpe

Für die Kommunikation der Preissignale aus Messgrößen im Netz an die zu steuernden Geräte wurden ein Konzept und eine Spezifikation für die reale Implementierung entwickelt. Die am Institut entwickelte, auf Linux und dem Open-Source Projekt OpenMUC basierende Plattform „seal“ dient hierbei als zuverlässige Grundlage, die sich in bisherigen Smart Grid Projekten am ISC Konstanz bewährt hat. Für die Einbindung und Weiterentwicklung des Regelkonzeptes in die Plattform wurde derzeit ein Student eingestellt und zur Bearbeitung einer Masterthesis im Rahmen des Projektes eingearbeitet.

9.2.1. Kommunikation

Ein Konzept zur Erfassung, Verarbeitung und Kommunikation von Preissignalen zu den Verbrauchern und Haushalten wurde am ISC Konstanz entworfen und wird fortlaufend an projekt- und partnerspezifische Gegebenheiten weiterentwickelt. Hierzu wird auf bisherigen Erfahrungen früherer Smart Grid-Projekte angeknüpft. Siehe Anhang „Umsetzung Regelkonzept“.

Im Rahmen des Projektes ist darauf hinzuweisen, dass die verwendeten Kommunikationstechnologien nur einem Demonstrationsszenario entsprechen. Mittelfristiges Ziel sollte sein, ein Kommunikationskonzept zu entwickeln, das optimal an die sehr geringen Anforderungen durch die reine Übermittlung weniger Daten über Broadcast entspricht und eine zuverlässige und sichere Kommunikation mit einfachsten Mitteln ermöglicht.

Alle Messungen werden vorzugsweise mittels MID-zertifizierter Basiszähler durchgeführt, die vom Verteilnetzbetreiber bereitgestellt werden. Die Werte werden mit den verfügbaren Protokollen IEC62056-21, SML (Smart Meter Language) oder DLMS/COSEM von einer lokal installierten Steuereinheit gelesen und verarbeitet.

Tests und weitere Untersuchungen sind notwendig, um zu bestätigen, ob der geplante Mieterstromtarif und seine erforderlichen Übertragungskonfigurationen für Abrechnungszwecke durch die ständige Kommunikation zwischen Steuerung und Zähler nicht gestört oder gar blockiert werden. In diesem Fall ist die Installation zusätzlicher Modbus-RTU Messgeräte als Zwischenlösung erforderlich.

Derzeit gibt es keine einzige gut etablierte Schnittstelle, über die eine Verbindung zu einem Smart Meter hergestellt werden kann. Aktuelle Smart Meter verbinden sich mit dem Netzbetreiber über Techniken wie Breitband-PLC oder mobile Kommunikation (z.B. LTE). Um berechnete Preissignale oder andere Befehle an Haushalte oder Geräte zu kommunizieren, sollten G3-PLC-Modems oder SMGWs (Smart Meter Gateways) von devolo oder discovergy eingesetzt werden, um moderne Kommunikationsstandards über TCP/IP zu ermöglichen, während sich die Kommunikation in einem geschlossenen Netzwerk abspielt, ohne von z.B. den Hausbesitzern gestört zu werden.

Um die Betriebssicherheit und den Datenschutz zu gewährleisten, sollte sowohl die gesamte Kommunikation verschlüsselt und signiert, als auch ausschließlich moderne Kommunikationsstandards genutzt werden. Für SoLAR wird MQTT oder ein einfacher REST Server die bevorzugte Art der Kommunikation innerhalb des Liegenschaftsnetzwerkes sein. MQTT ist ein häufig verwendetes Messaging-Protokoll nach ISO-Standard, das eine einfache Nutzlastverschlüsselung ermöglicht und ursprünglich für Systeme entwickelt wurde, bei denen geringe Energieverbräuche, ein "kleiner Code-Footprint" erforderlich, oder die Netzwerkbandbreite für das Internet der Dinge begrenzt ist. Um die Kommunikation mit einer Vielzahl von Geräten zu ermöglichen, müssen mehrere Protokolle im Liegenschaftsnetzwerk gesprochen oder lokal konvertiert werden. Derzeit sind, zusätzlich zu den oben bereits genannten Basiszähler-Protokollen, Protokolle wie Modbus RTU und TCP/IP, MQTT, REST oder herstellerspezifische Protokolle relevant, um mit potenziellen Geräten verwendet zu werden, die in der Testphase verwendet werden sollen.

Mit dem Open-Source OSGi Java-Projekt OpenMUC hat das ISC Konstanz langjährige Erfahrung mit einer modularen und anwendungsorientierten Entwicklung aller dieser Protokolle gesammelt. Das ursprünglich vom ISE Fraunhofer entwickelte Projekt bietet einen Rahmen für die mühelose Vereinheitlichung mehrerer Kommunikationsprotokolle und wird zur Realisierung des relativ komplexen Vorhabens genutzt.

9.2.2. Hardware-in-the-Loop (HiL) mit Weider-Wärmepumpen-Controller

Hardware-in-the-Loop (HiL) ist eine Simulationstechnik, die es ermöglicht, eine Steuerung durch Nachahmung der realen Betriebsbedingungen zu testen. Die simulierte Soft- und Hardware interagiert mit den Ein- und Ausgängen (I/O) des zu testenden Geräts und täuscht ihm vor, dass es tatsächlich das physikalische System steuert, in das es integriert werden soll.

Zusammen mit dem ISC Konstanz wurde im Rahmen des Projektes eine HiL-Simulationsumgebung für die Steuerplatine einer von der Weider Wärmepumpen GmbH entwickelten Wärmepumpe vorbereitet. Basierend auf den Messwerten verschiedener Sensoren (z.B. Temperatur, Druck, Durchfluss) und unter Berücksichtigung anderer Parameter (z.B. Benutzereingaben) bedient die Firmware Relais, Schalter und Stellglieder, um die gewünschte Temperatur des Pufferspeichers oder Wärmekreislaufes zu erreichen.

Die Weider Wärmepumpen GmbH entwickelte hierzu eine erste, modifizierte Version ihrer Firmware, die Algorithmen zur Steuerung des Anlagenbetriebs unter Berücksichtigung des aus Stromnetzparametern berechneten Preissignales (BI) beinhaltet.

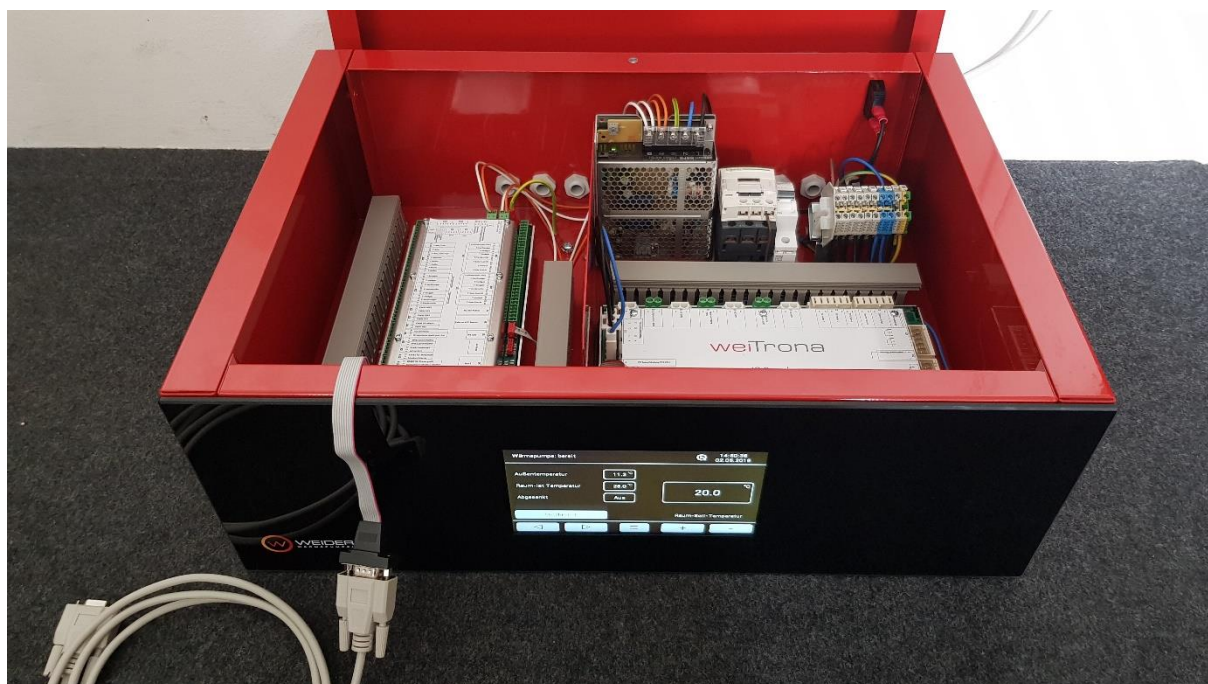


Abbildung 11: Steuerplatine einer Weider Wärmepumpe im Simulationsmodus

Um diese modifizierte Firmware im Sinne einer HiL-Simulation zu testen, wurde eine vorbereitete Steuerplatine von Weider bereitgestellt (Abbildung 11). Die Software von Weider lässt sich für diesen Zweck in den "Simulationsmodus" versetzen, wodurch alle intern genutzten Parameter, wie z.B. die Außen- oder Pufferspeichertemperatur, über eine serielle RS232 Schnittstelle gesetzt werden können und keine Sensoren an den analogen Eingängen mehr erwarten. Dies ermöglicht die komfortable Anbindung des realen Prüflings in den virtuellen Demonstrator des EIFER.

Die serielle Kommunikation und die Ansteuerung einzelner Parameter über ein von Weider bereitgestelltes Protokoll wurde vom ISC Konstanz implementiert und vorbereitet, um den auf der Platine einprogrammierten Regelalgorithmus mit Hilfe des virtuellen Demonstrators in Echtzeit in der Umgebung des Allensbacher Netzes zu simulieren und dadurch auch seine Funktionsweise für den real stattfindenden Feldtest demonstrativ zu verifizieren.

9.2.3. Algorithmen und Vorsimulation

9.2.3.1. Systemdarstellung Netzzelle mit dezentralem Energiemanagement

Abbildung 12 zeigt schematisch eine Netzzelle mit elektrischen Erzeugern und Verbrauchern, die über die ESG-Technologie, die im Projekt SoLAR auf eine Liegenschaft in Allensbach adaptiert wird, ausgeglet wird.

Die Zelle kann dabei entweder an ein äußeres Netz gekoppelt sein, z.B. eine Versorgungsnetz, dass über einen Transformator (A) an die Hochspannung des Übertragungsnetzes angebunden ist, oder eine isolierte Inselzelle, deren Netzfrequenz durch die Summe der realen oder virtuellen Schwungmassen der Energieerzeuger (B) und Verbraucher aufgeprägt wird.

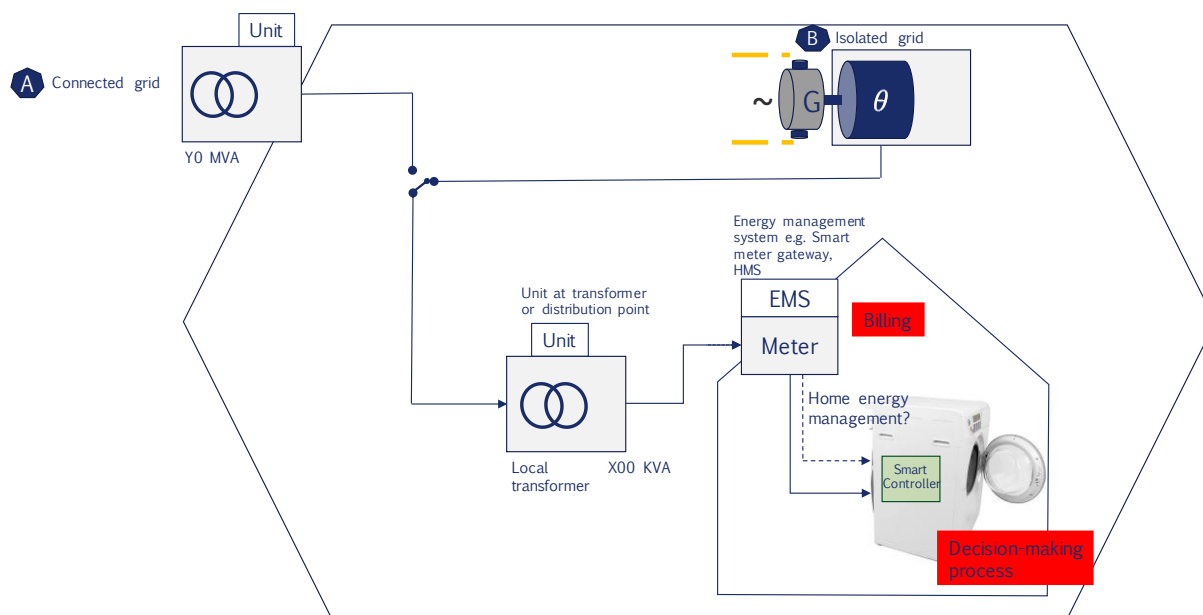


Abbildung 12: Schema einer Netzzelle mit flexiblem Verbraucher

Die ESG-Technologie verwendet zur Steuerung der Flexibilitäten im Netz ein allen Geräten zugänglich gemachtes Preissignal, den Balance Indicator (BI), der aus dem Netzzustand abgeleitet wird. Im Falle der gekoppelten Zelle wird der BI aus der Abweichung des Energieflusses (Leistung) an der Koppelstelle A gegenüber einer Vorgabe abgeleitet. Im Falle einer Inselzelle oder einer frequenzgekoppelten Zelle, wird der BI aus der Abweichung der Netzfrequenz von einem Vorgabewert gebildet.

Der BI wird dabei im Broadcast etwa sekundlich aktualisiert an alle Netzteilnehmer übermittelt. Die Netzfrequenz im Besonderen kann im Prinzip von jedem Gerät dezentral automatisch aus dem Netz ermittelt werden und bildet dadurch ein Preissignal, das weder gestört noch manipuliert werden kann.

Der BI kann als „virtuelle Währung“ zum Energiemanagement genutzt werden, aber auch direkt mit einem Tarifpreis oder Tarifentgelt für Strom verknüpft werden. Auf diese Weise entsteht ein Echtzeitmarkt, dessen Preise direkt an den Netzzustand gekoppelt sind. Eine Reaktion der Geräte auf das Preissignal führt unmittelbar zu einer Änderung des Netzzustandes und damit zur Änderung des Preisniveaus. Diese negative Rückkopplung stabilisiert das System automatisch. Je größer die Zahl der Flexibilitäten in der Netzzelle ist und je diverser sie sind, desto stabiler reagiert das System.

Im Projekt SoLAR wird der BI durch die Abweichung des Energieflusses (Leistung) am Anschluss zum Netz der öffentlichen Versorgung der Pilot-Liegenschaft gebildet. Die Liegenschaft bildet dadurch eine gekoppelte Netzzelle mit einer relativ geringen Teilnehmerzahl. Wenn es gelingt, durch geeignete Algorithmen die flexiblen Verbraucher und Erzeuger sowie Speicher innerhalb der relativ kleinen Liegenschaft stabil auszuregeln, kann man davon ausgehen, dass das Verhalten des Systems in größeren Netzzellen noch günstiger (stabiler und wirtschaftlicher) ist.

Eine weiteres Preissignal ist der Congestion Indicator (CI). Er kann zusätzlich zum BI aus Engpässen in der Netzzelle abgeleitet werden, z.B. der Strombelastung in dem in Abbildung 12 dargestellten Ortsnetztrafo. Der CI wird nur preiswirksam, wenn eine Engpassstelle im Netz eine kritische Belastung aufweist. Er sorgt dafür, dass der Engpass nicht z.B. durch simultanes Laden von Elektrofahrzeugen oder durch hohe Einspeisung von Solarstrom überlastet wird. In einer zweiten Demonstrationsphase soll im Projekt SoLAR die Netzfrequenz als BI genutzt werden (die Liegenschaft liefert dann quasi kostenlos Primärregelenergie). Zusätzlich sollen Engpässe, u.a. am zugehörigen Ortsnetztrafo, durch Einengung der normalen Bandbreiten der Netzstellen simuliert und bepreist werden. Ziel ist, aus diesen Preissignalen u.a. ein variables Netzentgelt in Echtzeit abzuleiten.

9.2.3.2. Typen von Flexibilitäten und Controller

Die flexiblen Geräte, die auf die Preissignale aus BI und CI reagieren, sind in der Lage, den Zeitbereich ihres Stromverbrauchs oder ihrer Stromerzeugung so zu verschieben, dass die Strompreise während ihres Betriebes für sie möglichst vorteilhaft sind. Flexible Verbraucher versuchen in Zeiten mit tendenziellem Stromüberschuss, und damit besonders günstiger Preise, zu arbeiten. Flexible Erzeuger, versuchen möglichst hohe Verkaufspreise für ihre Energie zu erzielen und arbeiten deshalb zu Zeiten mit tendenziellem Strommangel. So wird das Netz stabilisiert und gleichzeitig ein finanzieller Anreiz für die Steuerung der Geräte bereitgestellt.

Wieviel Geld die Geräte „verdienen“ und wie gut sie das Netz stabilisieren können, hängt davon ab, wie weit sie den Zeitpunkt ihres Betriebs verschieben können und wie kurzfristig sie günstige Zeitspannen nutzen können. Im Umkehrschluss werden immer zuerst die Geräte in Betrieb gehen, die für ihre Aufgabe (z.B. Wärme bereitstellen) die geringste Flexibilitätsreserve haben. So stellen immer die Geräte, die ihren Bedarf am dringendsten erfüllen müssen, als erstes dem Netz ihre Flexibilität zur Verfügung. Dadurch werden Aufwand und Nutzen optimiert.

Prinzipiell gibt es zwei Typen von Flexibilitäten, die getrennt oder auch kombiniert auftreten können, siehe Abbildung 13:

- Pufferspeicher stellen Geräten ein Energiereservoir zur Verfügung (z.B. Wärme, Druck, Füllmenge), das es ihnen ermöglicht, den Zeitpunkt der Erzeugung der Energieform von seiner Nutzung zu trennen.
- Prozesse, z.B. Ladevorgänge, für die mehr Zeit zur Verfügung steht als bei voller Leistung benötigt wird, erlauben es, den Zeitpunkt der Leistungsaufnahme – bzw. -abgabe – flexibel zu verschieben.

In beiden Fällen kann die zur Verfügung stehende Flexibilität durch die Flexibilitätsreserve FR dargestellt werden. In Abhängigkeit seiner Flexibilitätsreserve bildet das Gerät einen Grenzpreis, ab dem es aktiviert wird.

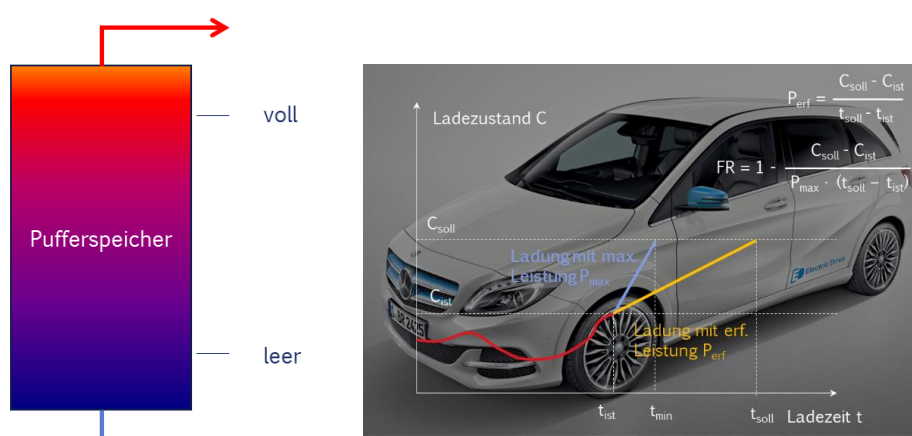


Abbildung 13: Typen von Flexibilitäten

Die für SoLAR zu entwickelnden Algorithmen verknüpfen die Preissignale mit der Flexibilitätsreserve und ermöglichen dadurch ein absolut dezentrales, gleichzeitig netzdienliches und wirtschaftlich optimiertes Energiemanagementsystem.

9.2.3.3. Algorithmen

Die genaue Funktionsweise der Algorithmen für die Steuerungen der verschiedenen Geräte ist ein Geschäftsgeheimnis der Easy Smart Grid GmbH und der Projektpartner und wird hier nicht im Detail dargestellt. Im Rahmen einer Masterthesis und darauf aufbauend, in Zusammenarbeit mit dem ISC Konstanz und dem EIFER, wurden durch ESG für SoLAR, Phase 1, Controlleralgorithmen für folgende Geräte entwickelt:

- Wärmepumpe
- Heizstab / Elektroerhitzer
- BHKW
- Batterie

Der Controller für die Batterie kann vom EIFER in besonderer Parametrierung auch zur Darstellung der „virtuellen Batterie“, die durch flexible Haushaltsgeräte zur Verfügung gestellt wird, genutzt werden. Ziel ist es, möglichst wenig teure chemische Stromspeicher zu nutzen, und möglichst viele quasi kostenlose „virtuelle“ Speicher.

Eine detaillierte Ausarbeitung von Algorithmen für Haushaltsgeräte sowie zum Laden von Elektrofahrzeugen folgt in Phase 2 von SoLAR.

Algorithmen für Wärmepumpe, Elektroerhitzer und BHKW wurden in einer Vorsimulation entwickelt und implementiert, die in Abschnitt 9.3.1 dargestellt wird.

9.3. Arbeitspaket 3: Dynamische Simulation I

9.3.1. Vorsimulation

In einer Masterthesis bei ESG wurde eine Simulationsumgebung erstellt, die eine einfache Vorsimulation erlaubt, bevor die Algorithmen auf den Virtuellen Demonstrator des EIFER übertragen und weiter optimiert werden. Modelliert wurde eine Netzzelle mit 30 unterschiedlichen Gebäuden und einer Spitzenlast von ca. 250 kW. Die Gebäude sind über einen Bereich von ca. 60 km verteilt und bilden dadurch eine repräsentative Auswahl aus einer größeren Netzzelle, die in etwa dem Netzgebiet eines Versorgungsnetzbetreibers entspricht und eine relativ hohe Korrelation der Wetterdaten über das Gebiet aufweist. Gleichzeitig repräsentieren die Gebäude in etwa den Energiebedarf unterhalb eines Ortsnetztrafos. Das Szenario ist deshalb etwas einfacher ausregelbar als die SoLAR-Liegenschaft und repräsentiert gleichzeitig eine Kleinzelle, die im Notfall als Inselzelle betrieben werden kann. Die Pilotliegenschaft soll in Phase 2 des Projektes als Teil eines solchen Netzes modelliert werden.

Die 30 Gebäude der Vorsimulation sind mit insgesamt 12 BHKW, 23 Wärmepumpen, 12 Heizstäben und je einem Pufferspeicher ausgestattet. Zusätzlich sind PV-Anlagen und eine skalierte Windenergieanlage zur Erzeugung regenerativen Stroms im Netz vorhanden. Der Dämmstandard der Gebäudehüllen wurde mit einem durchschnittlichen U-Wert von $0.8 \text{ W/m}^2\text{K}$ so gewählt, dass im Beispiel durch die Sektorkopplung Wärme-Strom die Abweichung des Erzeugungsprofils der regenerativen Energien vom Lastprofil der Haushalte komplett ausgeglichen werden kann. Abbildung 14 zeigt die räumliche Anordnung der Gebäude.

Abbildung 15 zeigt den Simulationsverlauf an einem Frühsommertag mit leichtem Wind und relativ niedrigen Temperaturen. Der BI wird aus der Leistungsbilanz der Zelle gebildet, die als gekoppelt gedacht ist. Die Leistung soll möglichst nahe 0 sein und schwankt nur um wenige Prozent der Volleistung um den Nullpunkt.

In der Simulation werden alle Geräte mit einer typischen Mindestlaufzeit betrieben. Während Wärmepumpen und Heizstäbe nur an- und ausgeschaltet werden können, können die BHKW bis auf 50% her-

untermoduliert werden. Modulierter Betrieb ist hilfreich, wenn das Netz relativ klein ist. Bei einer größeren Anzahl von Teilnehmern ist eine Modulation nicht notwendig und alle Geräte können im optimalen Betriebspunkt schaltend betrieben werden.

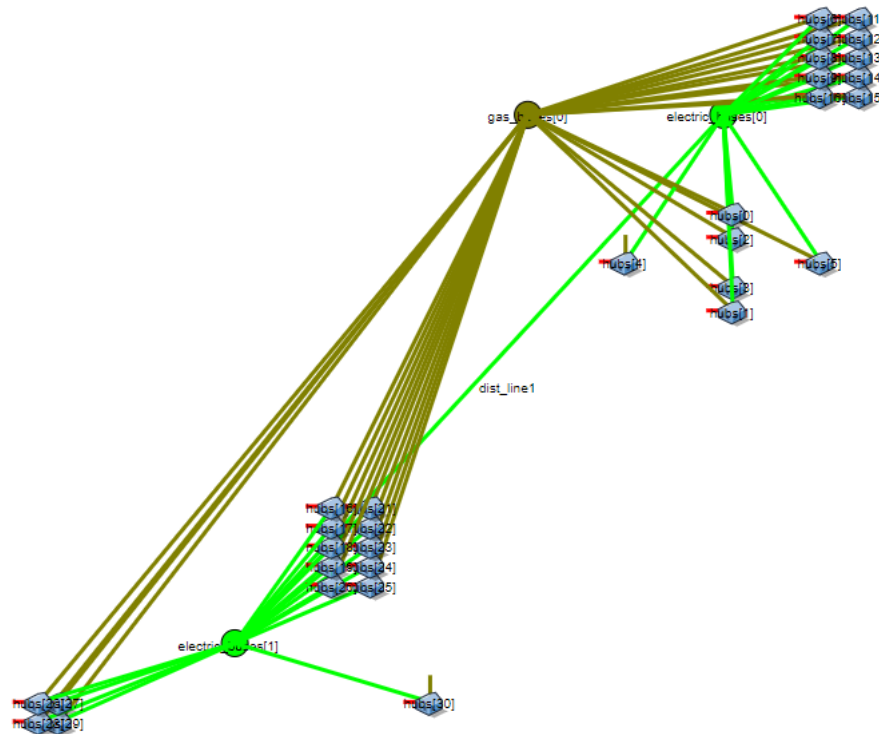


Abbildung 14: Gebäudeszenario mit räumlicher Verteilung der Vorsimulation

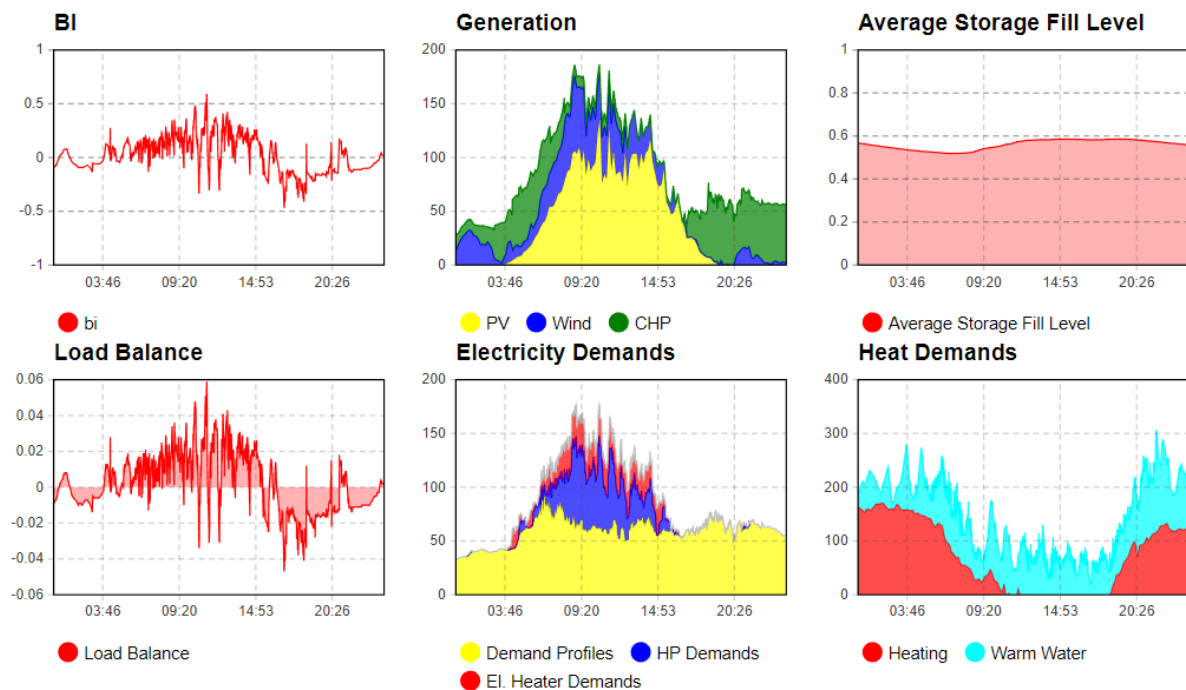


Abbildung 15: Ausschnitt aus der Vorsimulation, BI gebildet aus Leistungsbilanz der Netzelle

Der BI steigt bei Stromüberschuss über 0 und zeigt entsprechend fallende Preise an. Bei Strommangel sinkt er unter 0, die Preise sind hoch. Obwohl die Geräte nur ihre jeweilige Flexibilitätsreserve und den BI kennen, sind Stromerzeugung- und Verbrauch fast optimal ausgeglichen. Die verbleibende Abweichung wird für die Regelung benötigt. Die Residuallast wird verlässlich in einem Grenzbereich von max. 10% der Maximalleistung um Null gehalten. Ausgeprägt sind tendenzielle Stromüberschüsse am Mittag und tendenzieller Strommangel am Abend und in den frühen Morgenstunden zu erkennen.

Abbildung 16 zeigt, dass die simulierte Netzzelle auch vollkommen isoliert mit der Frequenz als BI bildende Netzzustandsgröße betrieben werden kann. Der zulässige Frequenzbereich von 49 bis 51 Hz wird hier nur zu etwa 30% ausgenutzt, entsprechend 49,7 Hz bis 50,3 Hz. Die notwendige „Schwungmasse“ kann als virtuell durch einen Umrichter und eine Hilfsbatterie erzeugt gedacht werden. An der „Load Balance“, also der momentanen Abweichung von Erzeugung und Verbrauch, ist zu erkennen, dass diese Batterie – oder ein anderer Speicher - lediglich eine Leistung von etwa 5% der Maximalleistung benötigt, sowie eine sehr geringe Speicherkapazität, da die Leistungsabweichung ständig in sehr kurzen Perioden um den Nullpunkt schwankt. Im Beispiel wird virtuelle Schwungmasse durch eine Batterie mit 30 kW und 5 kWh erzeugt. Die Batterie stellt lediglich Momentanreserve zur Verfügung, während die Primärregelleistung bereits vollständig über die flexiblen Wärmeerzeuger abgedeckt wird.

Daily Plots

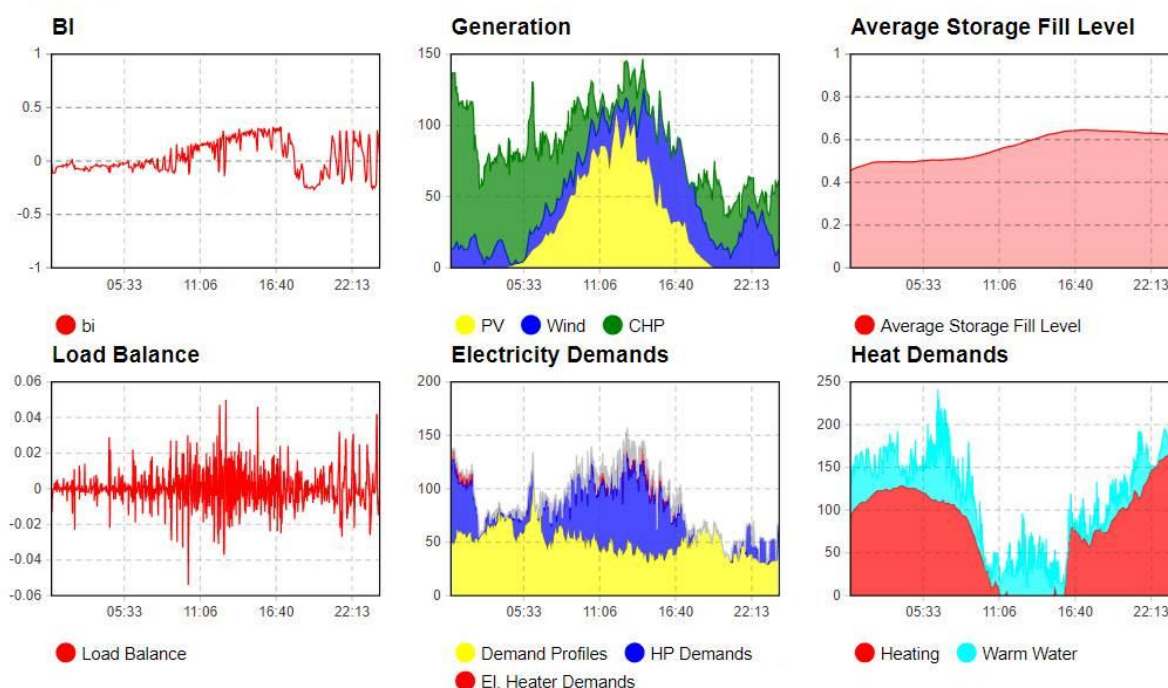


Abbildung 16: Ausschnitt aus der Vorsimulation, BI gebildet aus Frequenz in der isolierten Netzzelle

Eine Prognose für den BI bzw. den Preis wird in der Simulation noch nicht genutzt. Die Geräte ermitteln höchstens die Tendenz der Preisentwicklung, die sie berücksichtigen, wenn sie längere Ziellaufzeiten haben. Im Fall der Nutzung der Frequenz als Preissignal ist im Vergleich ersichtlich, dass durch die Nutzung von besseren Prognosen die Speicher der Geräte etwas besser genutzt werden könnten. Eine prinzipielle Notwendigkeit für Prognosen besteht aber nicht. Geräte mit längeren Betriebszeiten, wie BHKW, profitieren aber in ihren Schaltentscheidungen von guten Vorhersagen.

Abbildung 17 zeigt die Simulation eines windstillen Wintertages. In Ermangelung regenerativer Energie und durch die Notwendigkeit zur Heizung werden BHKW und Wärmepumpen automatisch dezentral gekoppelt als „virtuelle Gaswärmepumpen“ betrieben. Die BHKW decken den eigenen Wärmebedarf

und den Strombedarf. Stromüberschüsse werden von den Wärmepumpen zur Heizung verwendet. Dadurch werden die Strompreise fast vollständig nivelliert.

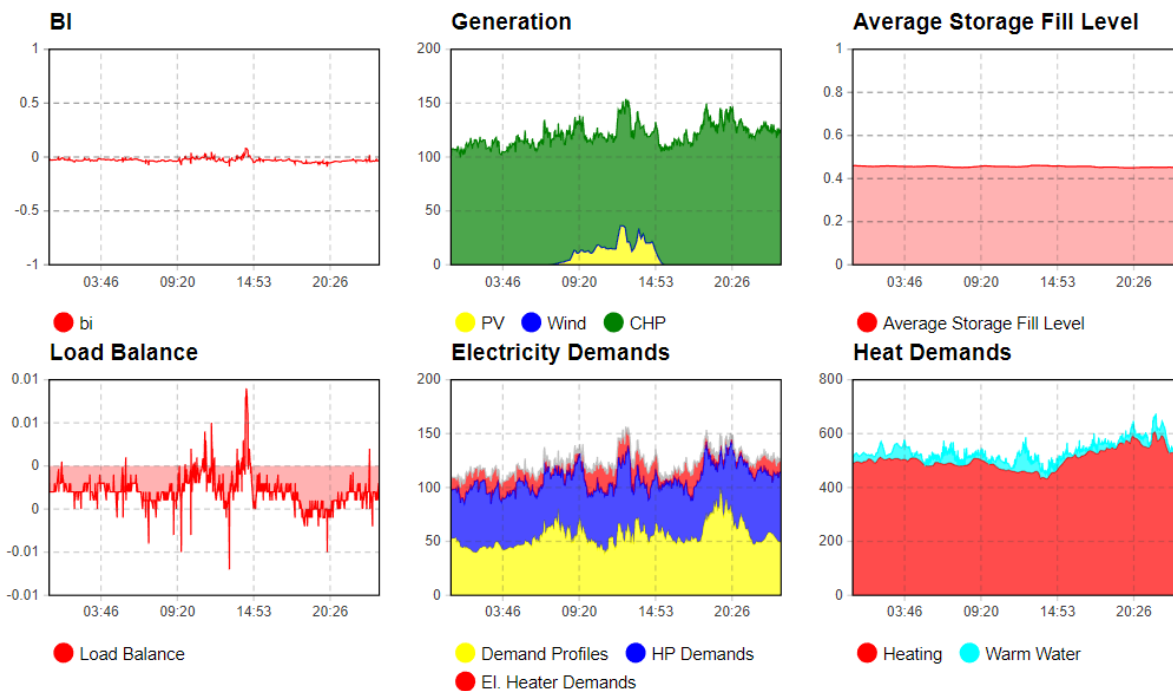


Abbildung 17: Ausschnitt aus der Vorsimulation, windstiller Wintertag

In Kontrast dazu zeigt Abbildung 18 einen Sommertag mit hohem Anteil an regenerativen Energien und wenig Wärmebedarf. Die Wärmespeicher sind hier relativ stark gefüllt, was die Geräte dazu bewegt, erst bei größeren Preisausschlägen aktiv zu werden.

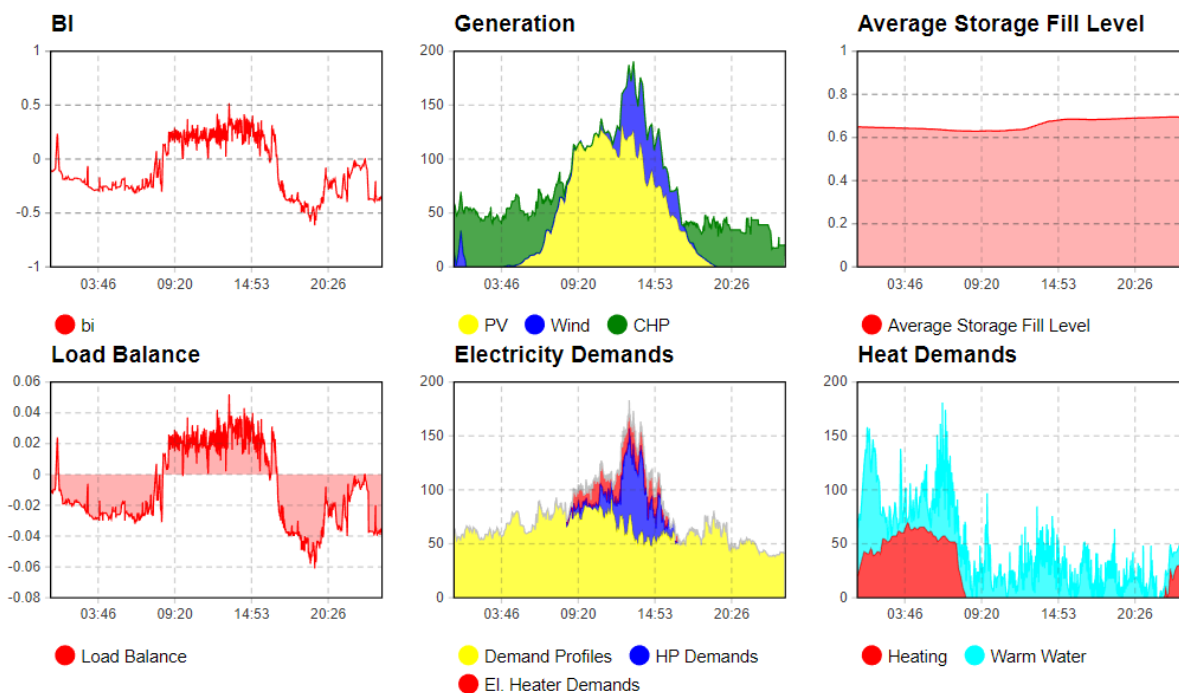


Abbildung 18: Ausschnitt aus der Vorsimulation, Sommertag mit hohem Anteil an regenerativen Energien

Bei richtig geplanter Topologie des Systems ist es also zu allen Jahreszeiten stabil. Die unterschiedlichen Lagen des BI, in denen die BHKW und Wärmepumpen betrieben werden, zeigen sehr gut, dass die Geräte in den „richtigen“ Preisbereichen arbeiten. BHKW bei tendenziellem Strommangel (hohe Preise) und Wärmepumpen bei tendenziellem Stromüberschuss (niedrige Preise).

9.3.1.1. Erster Stabilitätstest

Als weiterer vorläufiger Stabilitätsnachweis wurde ein „Elch-Test“ simuliert. Um dem System einem ersten Stabilitätstest zu unterwerfen, wurde während der Simulation das Datum mehrfach über einen großen Zeitraum gewechselt, während die Uhrzeit gleichblieb. Das Ergebnis ist in Abbildung 19 zu sehen:

0. Die Simulation beginnt normal an einem relativ kühlen Sommertag.
1. Die Simulationsdaten werden sprunghaft auf einen sonnigen und leicht windigen Frühherbsttag umgestellt. Das Angebot an erneuerbaren Energien nimmt sprunghaft stark zu, Elektrizitäts- und Wärmebedarf sind erhöht. Der Wärmebedarf ist aber weiterhin relativ niedrig und der zusätzliche Strombedarf deutlich geringer als der Sprung im Angebot. Der BI erreicht nicht den Grenzwert.
2. Umstellung auf einen kühlen Frühlingstag. Die Erneuerbaren werden in einem Schritt halbiert, Elektrizitätsbedarf lässt leicht nach, Wärmebedarf nimmt sprunghaft zu.
3. Weitere Halbierung der EE durch Umschalten auf einen Wintertag. Der Strombedarf nimmt schlagartig zu, der Wärmebedarf steigt im Verhältnis moderat.
4. Zurückstellung auf den ursprünglichen Sommertag. EE nehmen schlagartig zu, Strombedarf sinkt leicht, Wärmebedarf nimmt schlagartig ab.

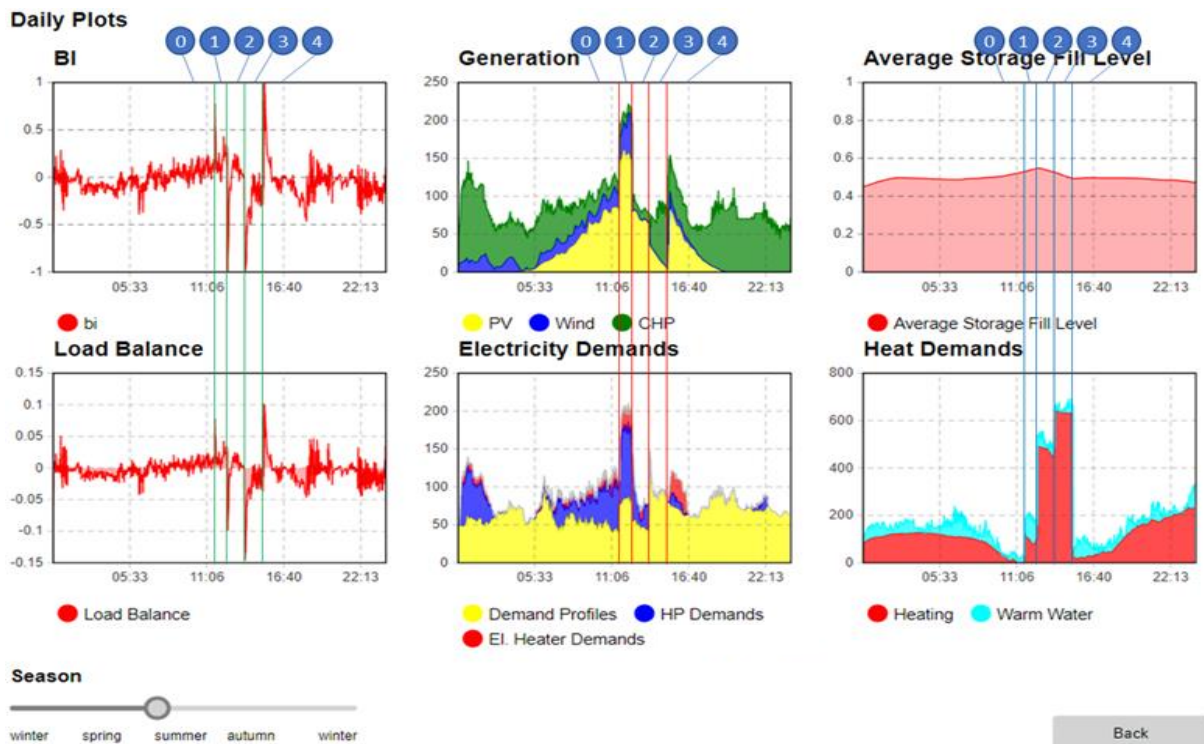


Abbildung 19: Provisorischer Stabilitätstest durch mehrfache Umstellung des Datums in einer Tagessimulation

Es ist gut zu erkennen, dass der BI bei sehr starken Veränderungen zwar seine Extremwerte erreicht. Das System bleibt aber immer voll beherrschbar. Ein eindeutiger Hinweis auf die Stabilität des dezentralen Energiemanagements. Die dezentrale Technologie auf der Basis eines Echtzeitmarktes regelt die Störungen sicher aus. Voraussetzung ist, dass ausreichend Flexibilität zur Verfügung steht, so dass die Geräte adäquat reagieren können. Eine genauere Untersuchung soll durch das EIFER, ggf. unterstützt vom Max-Planck-Institut für Systemdynamik, in Phase 2 von SoLAR durchgeführt werden.

Die Algorithmen wurden im Folgenden auf den Virtuellen Demonstrator für die Liegenschaft übertragen und optimiert. Da in der Demonstrationsliegenschaft aufgrund des geringen Wärmebedarfs die Flexibilität der Wärmeerzeuger nicht ausreicht, um die Zelle weitgehend autonom zu betreiben und stabil zu entkoppeln, ist die Hinzunahme der Flexibilitäten der Haushaltsgeräte und ggf. Batterien notwendig. Eine Simulation mit Batterien ist in Vorbereitung. Die Haushaltsgeräte und auch Ladestationen für Elektrofahrzeuge kommen in Phase 2 dazu. Generell kann die prinzipielle Stabilität des Systems durch die Vorsimulationen aber bereits jetzt nachgewiesen werden.

9.3.2. Pilot-Liegenschaft

Eine dynamische Simulation für unterschiedliche Szenarien wurde für ein Jahr bzw. 3 Testtage ausgeführt. Dabei werden die unterschiedlichen Verbraucher, Erzeuger und Speicher in sekundlicher Auflösung dargestellt und geregelt.

Es wurden insgesamt ca. 25 jährliche Simulationsläufe durchgeführt, sowie ca. 50 Simulationsläufe für Testtage. Hierbei sei anzumerken, dass eine jährliche Simulation einen Rechenaufwand von ca. 6h hat, was durch den Rechenaufwand in sekundlicher Auflösung im Modell erklärt wird.

Die erste Version des Reglers (siehe Zwischenbericht) wurde im Zuge der Simulationsläufe iterativ in Zusammenarbeit mit ESG und ISC angepasst und verbessert. Hierbei wurden sowohl die Regler als auch der VD weiterentwickelt. Abbildung 20 stellt die unterschiedlichen Simulationsläufe im Überblick dar.



Die Hauptschritte aus Abbildung 20 können wie folgt zusammengefasst werden:

1. *Einbau des Basis-Reglers in den VD*
2. *Anpassung des Wärmeflusses des BHKWs an die Wärmeabnehmer*
3. *Neue Definition der Flexibilitätsreserve anhand des SOC's*
4. *Parametrierung des Reglers (deltaFR_target u.a.)*
5. *Einführung des Desynchronisierungs-Moduls in den Regler*
6. *Änderung des Runtime-Parameters im Desynchronisierungs-Modul*
7. *Anpassung der Speichergröße und der zugehörigen Reglerparameter*
8. *Anpassung der Parameter BI_low, BI_high, BI_period für die Wärmepumpen (WP)*
9. *Debugging des PV-Modells und Ausrichtung der PV-Anlagen*
10. *Anpassung der Parameter BI_low, BI_high, BI_period für das BHKW*
11. *Weitere Anpassungen der Ausrichtung der PV-Module und Kalibrierung*
12. *WP-Steuerung: Wärmeflussaufteilung bei gemeinsamen Brauchwasser- und Heizungsbetrieb*
13. *Berücksichtigung einer erhöhten Mindestlaufzeit bei BHKW*
14. *Hinzufügung eines weiteren Gebäudes und erhöhtes PV Szenario*

Wärmenachfrage der Mehrfamilienhäuser decken muss. Bei Betrieb in Teilleast ist der elektrische Wirkungsgrad überproportional reduziert im Vergleich zum thermischen Wirkungsgrad. Dadurch wird bei gleicher Wärmemenge weniger Strom erzeugt.

Die Stabilität des Systems bei der Regelung der Wärmepumpen und des BHKW konnte dargestellt werden (siehe Abschnitt Stabilitätsnachweis 9.3.2.4).

In den Simulationen wurden zwei Szenarien betrachtet: Szenario 1 kann als worst case bezeichnet werden. Die PV-Anlagen weisen die geringstmögliche Leistung auf, um die KfW 40-Förderung zu erreichen. In Szenario 2 wurde die Leistung der PV-Anlagen deutlich erhöht und die Wärmeabnahme für das BHKW durch Versorgung eines Nachbargebäudes mit Wärme deutlich gesteigert. Für die Realisierung des Projektes wird Szenario 2 angestrebt, um eine maximale Eigenversorgung zu demonstrieren und eine ausreichende Marge beim Betrieb des BHKW gewährleisten zu können.

	Szenario 1	Szenario 2
		
Anzahl Gebäude	8	9
Anzahl Wohneinheiten	22	23
Installierte Peakleistung PV	52,8 kWp	79,2 kWp
Installierte BHKW Leistung (th/el)	38,7 kW _{th} / 20 kW _{el}	38,7 kW _{th} / 20 kW _{el}
Wärmebedarf*	105,4 MWh	164,8 MWh
Strombedarf (ohne Wärmepumpen)	87,0 MWh	96,1 MWh

*Simulationsergebnisse basierend auf der Summe der Ergebnisse der thermischen Simulation auf Grundlage der Gebäudedaten und statischer Profile für Warmwassernutzung

9.3.2.1. Flexibilitätspotentiale

Die sich aus der Auslegung und den Berechnungen ergebenden Gesamtflexibilitätspotentiale sind in Tabelle 1 und 2 zu sehen.

Szenario 1 - Referenzpotentiale	
Jährlicher Gesamtstromverbrauch	103,1 MWh
Flexibilitätspotentiale	
Wärmepumpen	16,1 MWh
BHKW	17,1 MWh
Haushaltsgeräte (Annahme 25% des Geräteverbrauchs)	25,8 MWh
Gesamt	59,0 MWh

Tabelle 2: Flexibilitätspotentiale der Liegenschaft für Szenario 1

Szenario 2 - Referenzpotentiale	
Jährlicher Gesamtstromverbrauch	112,3 MWh
Flexibilitätpotentiale	
Wärmepumpen	16,1 MWh
BHKW	47,7 MWh
Haushaltsgeräte (Annahme 25% des Geräteverbrauchs)	28,1 MWh
Gesamt	91,9 MWh

Tabelle 3: Flexibilitätpotentiale der Liegenschaft für Szenario 2

Zu beachten ist, dass das dargestellte Flexibilitätpotential von BHKW und Wärmepumpen nicht voll zusätzlich aktiviert werden kann, weil eine gewisse Gleichzeitigkeit von Erzeugung und Verbrauch bereits ohne Steuerung gegeben ist. Das Potential für die Haushaltsgeräte ist dagegen ein tatsächlich mögliches zusätzliches Flexibilitätpotential.

9.3.2.2. Bewertung der Reglerperformance im VD

Aufgabe der intelligenten Regelung ist es, die ermittelten Flexibilitätpotentiale so umzusetzen, dass diese zu einer ressourcenschonenden Energieerzeugung im Gesamtsystem beitragen. Die Regler wurden iterativ verbessert. Zum besseren Verständnis der Auswirkungen einer dezentralen Regelungsstrategie, wurden die Regler getrennt für Wärmepumpen und BHKW in Szenario 1 getestet.

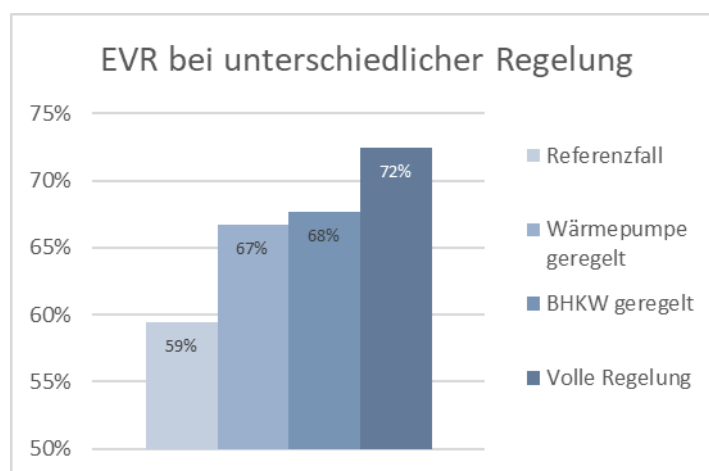


Abbildung 21: Performance ohne Regler, nur WP geregelt, nur BHKW geregelt sowie beide Regler gemeinsam

Es lässt sich beobachten, dass beide Regler einzeln bereits eine ähnlich große Erhöhung der EVR bewirken (+8 bzw. +9% für WP und BHKW).

Beide Regler gemeinsam bewirken nicht die Summe der einzelnen Verbesserungen, da im ersten Fall der Verbrauch der Wärmepumpen besser auf die Eigenerzeugung (PV und BHKW) abgestimmt wird, im zweiten Fall die Erzeugung des BHKWs auf den Verbrauch (Wärmepumpen + restlicher Strom) abgestimmt wird. Da beide Regler in die gleiche Richtung arbeiten, ergänzen sie sich nur teilweise. Für die Robustheit trägt diese Redundanz allerdings dazu bei, das System stabiler zu halten bei möglichen Fluktuationen.

An die theoretisch maximal mögliche Performance, welche mit 77% berechnet wurde (Annahme: perfekte Verschiebung aller verfügbaren Flexibilitäten innerhalb eines 24 Stunden Fensters, wobei hier keine Mindestlaufzeiten sowie andere technische Einschränkungen berücksichtigt sind) nähert sich die derzeitige Version des Reglers deutlich an. In Phase 2 des Projektes soll eine Selbstoptimierung des Controllers integriert werden, um die Performance weiter zu erhöhen.

9.3.2.3. Jährliche Simulationsergebnisse

In Tabelle 4 sind die Simulationsergebnisse für Szenario 1 und 2 über ein Jahr dargestellt. Eine Erhöhung der EVR um 12% bis 13% ist mit Regelung in beiden Fällen zu erkennen. Die Ausgangslage ist unterschiedlich, da in Szenario 1 deutlich weniger PV installiert ist. Aus diesem Grund ist der Anteil des Eigenverbrauchs am selbsterzeugten Strom bereits in der Ausgangslage höher (59% vs. 50%). Allerdings ist durch weniger Eigenerzeugung auch der Netzbezug in Szenario 1 deutlich höher. Eine größere PV-Anlage wirkt sich auch positiv auf die Autarkierate aus. Im Szenario 2 wird ein Autarkiegrad von 60% erreicht. In beiden Fällen wird der Autarkiegrad durch die intelligente Regelung erhöht. Es sei anzumerken, dass in Szenario 2 ein erhöhter Wärmebedarf besteht, da ein weiteres Gebäude zugeschaltet wurde. Aus diesem Grund erzeugt das BHKW auch insgesamt mehr Strom. Dies erhöht, zusammen mit der erhöhten PV-Erzeugung, die Netzzurückspeisungen im Referenzfall.

Eine graphische Auswertung in Form von überlappenden Kreisen, welche maßstabsgetreu zu den jeweiligen Energiemengen dargestellt sind, ist in Abbildung 22 dargestellt. Dort ist gut zu sehen wie die blaue Fläche (Gesamtstromverbrauch) durch PV und BHKW Erzeugung abgedeckt wird.

		Szenario 1	Szenario 2
Eigenverbrauchsrate (Eigenverbrauch bzgl. lokaler Erzeugung)	Referenz (ohne Regelung)	59,5%	50,6%
	Mit Regelung	72,5%	62,8%
Autarkierate (Eigenverbrauch bzgl. Gesamtverbrauch)	Referenz	36,9%	53,5%
	Mit Regelung	42,0%	60,2%
Netzbezug [kWh]	Referenz	65,062	52,160
	Mit Regelung	59,931	44,743
Netzeinspeisung [kWh]	Referenz	25,957	58,644
	Mit Regelung	16,491	40,077

Tabelle 4: Ergebnisse der Simulation im VD mit und ohne Regelung für die beiden ausgewählten Szenarien.

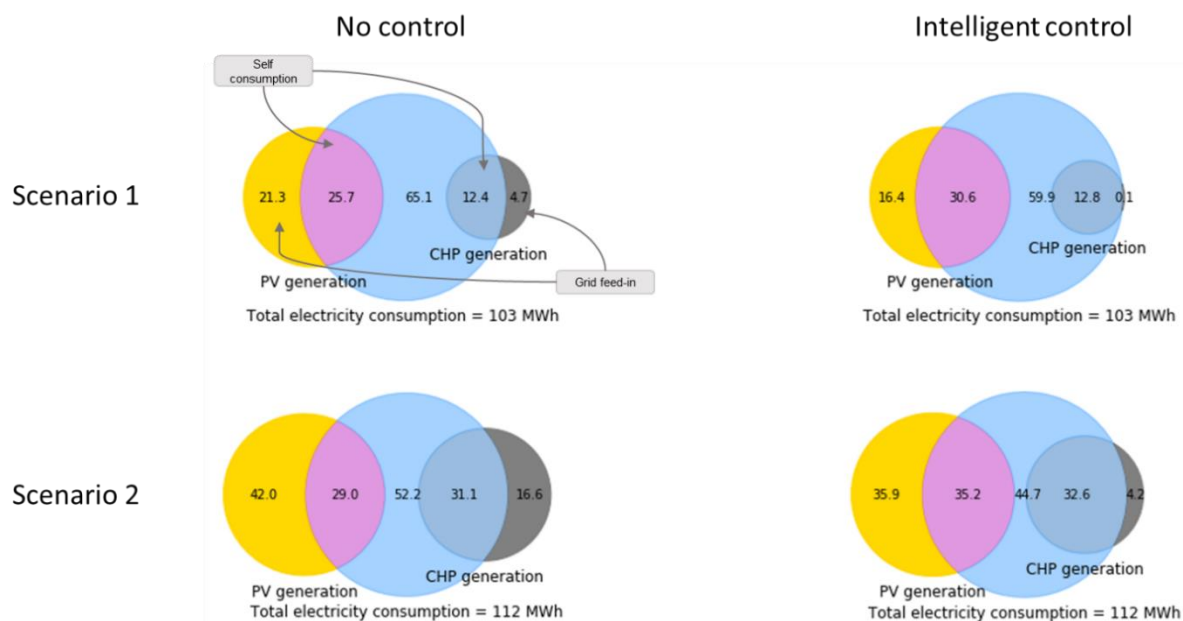


Abbildung 22: Gesamter Stromverbrauch (blau) im Verhältnis zu Eigenerzeugung (gelb: PV; grau BHKW) und deren Eigenverbrauch. Die Flächen der Kreise sind im Verhältnis zu den angegebenen Werten dargestellt

In Abbildung 22 ist die Auswirkung der intelligenten Regelung dadurch zu beobachten, dass die Anteile der eigengenutzten Erzeugung von BHKW und PV erhöht sind. Zudem ist zu beobachten, dass durch die Regelung die Menge an erzeugten BHKW-Strom schwankt. Die Regelung der WP hat keinen relevanten Einfluss auf deren Stromverbrauch und ist deswegen nicht gesondert gekennzeichnet.

In Phase 2 soll durch die Aktivierung des Potentials der Haushaltsgeräte und ggf. durch intelligentes Laden von Elektrofahrzeugen die EVR noch einmal deutlich erhöht werden. Es sollen mindestens 70% EVR im Szenario 2 erreicht werden, Zielwert ist 90%.

9.3.2.4. Stabilitätsnachweis & Netzdienlichkeit

Die Versorgungssicherheit in Deutschland (Schutz vor Blackout) ist im weltweiten Vergleich sehr hoch (< 12 Minuten pro Kunde und Jahr)¹³. Diese gilt es im Rahmen der Energiewende, und insbesondere bei der Umsetzung von dezentralen Regelungskonzepten zu erhalten.

Folgende Hauptkriterien für Netzstabilität im lokalen Netz (Niederspannung) wurden ermittelt:

1. Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch: Anschlussleistung bzw. Netzfrequenz (letztere nur bei Inselbetrieb relevant) Spannungsstabilität
2. Transiente Effekte (Harmonische, Schwingungsform)

In Phase 1 von SoLAR liegt der Fokus auf dem ersten Punkt, dem Erzeugungs- und Verbrauchs Gleichgewicht. Dieses wird durch den Balance-Indikator (BI) dargestellt. Hier sollen starke Schwankungen durch den Regel-Algorithmus zu vermeiden, sowie durch bessere Ausnutzung von lokaler Stromnutzung die Netzbelastung vermindert werden. Hierbei soll nicht nur eine Spitzenlast-Reduktion verfolgt werden, sondern auch hohe Rückeinspeisungsspitzen vermieden werden, welche z.B. durch PV erfolgen. Einher geht damit, dass die Nutzung der vorhandenen Netzkapazität effizienter gestaltet wird.

¹³ <https://www.vde.com/de/presse/pressemitteilungen/63-15>

Um die Stabilität nach diesem Kriterium zu gewährleisten, muss zunächst sichergestellt werden, dass die Regelschleife, welche aus einer größeren Anzahl (in diesem Fall mindestens 13 Einheiten, 12 Wärmepumpen und ein BHKW) Reglern besteht und nach den Prinzipien eines lokalen Echtzeitstrommarkts funktioniert, keine Überschwingungen und Oszillationen im System hervorruft. Außerdem wurden die Auswirkungen der intelligenten Regelung im Vergleich zum Referenzfall, bei dem herkömmliche Regler verwendet wurden, analysiert.

➔ Der Virtuelle Demonstrator wird als digitales Labor genutzt, um kritische Zustände zu identifizieren und zu vermeiden.

Es wurden 3 unterschiedliche Regelstrategien getestet: 1x für die Wärmepumpen (dualer Regler für Warmwasser- und Heizungsspeicher), 1x für das BHKW sowie alle Regler gemeinsam. Hierbei gilt es, dass die Regler sich nicht gegenseitig beeinflussen um z.B. ein ungewolltes Aufschwingen zu unterbinden.

Das System läuft für Wärmepumpen und BHKW stabil. Ein Überschwingen / Oszillieren konnte in keiner der 25 ausgeführten jährlichen Simulationen festgestellt werden.

Eine erhöhte **Taktungsrate** konnte beim geregelten BHKW sowie den Wärmepumpen beobachtet werden, welche sich durch den verwendeten Regelalgorithmus und der begrenzten Zahl an Geräten erklären lässt. Im Vergleich zu einer herkömmlichen 2-Punkt-Regelung von Wärmeerzeugern ist eine erhöhte Taktung zwingend, da nur so das erforderliche zusätzliche Flexibilisierungspotential im Betrieb gehoben werden kann. Eine Vergrößerung der Pufferspeicher reduziert die Taktung entsprechend.

Weitere Untersuchungen in Zusammenarbeit mit der Fa. Weider sollen sicherstellen, dass die Taktung innerhalb der zulässigen Betriebsbedingungen der Anlagen erfolgt. Erhöhte Taktungsraten müssen in den Wartungskosten berücksichtigt werden, sollten aber so gering wie möglich gehalten werden. Durch die iterativen Verbesserungsvorschläge für den Regler durch ESG konnte die durchschnittliche tägliche Zyklenzahl bei BHKWs von 6,7 auf 2 reduziert werden (vgl. wärmegeführter Referenzregler: 0,63). Bei Wärmepumpen lässt sich mit dem jetzigen Regler eine durchschnittliche Zyklenzahl von 3,99 erzielen (vgl. wärmegeführter Referenzregler 1,96). Diese Werte entstammen der jährlichen Simulation.

Eine weitere Simulation, die 30 allgemeine Gebäude umfasst, welche mit Unterstützung von EIFER als Masterarbeit bei ESG für das ISC ausgeführt wurde, hat bereits gute Ergebnisse hinsichtlich der Stabilität in einem vereinfachten Fall, der dennoch für die Regler-Entwicklung relevant ist, gezeigt (siehe 9.3.1). Die dort verwendeten Regelstrategien werden schrittweise in den Virtuellen Demonstrator überführt. Mit dem bei ESG entwickelten Simulationstool konnten bereits erfolgreich starke Schwankungen in der Energiebilanz ausgeglichen werden. Auch der Notbetrieb einer Netzzelle unterhalb eines Ortsnetztrafos als Inselzelle konnte erfolgreich simuliert werden.

Ein Stabilitätstest, bei dem 27 kW PV sprungartig abgeregelt werden, wurde als Robustheitstest gegenüber großen Schwankungen im Netz, sowohl bei Bedarf als auch Erzeugung dargestellt. Dieser entspricht einem plötzlichen Abfall von lokaler Erzeugung, bzw. einer plötzlichen Zuschaltung einer großen Last (z.B. unregelmäßige Schnellladesäule für Elektroautos). Hierbei wurde untersucht, inwiefern die Regler diese Sprungantwort im System „absorbieren“ können. In Abbildung 23 ist ein Einschalten des BHKWs zu erkennen, welches direkt an die PV Abregelung anschließt. Zudem ist eine Abstimmung zwischen BHKW und WP festzustellen. Der Vergleichsfall ohne Abregelung ist in Abbildung 30 zu sehen.

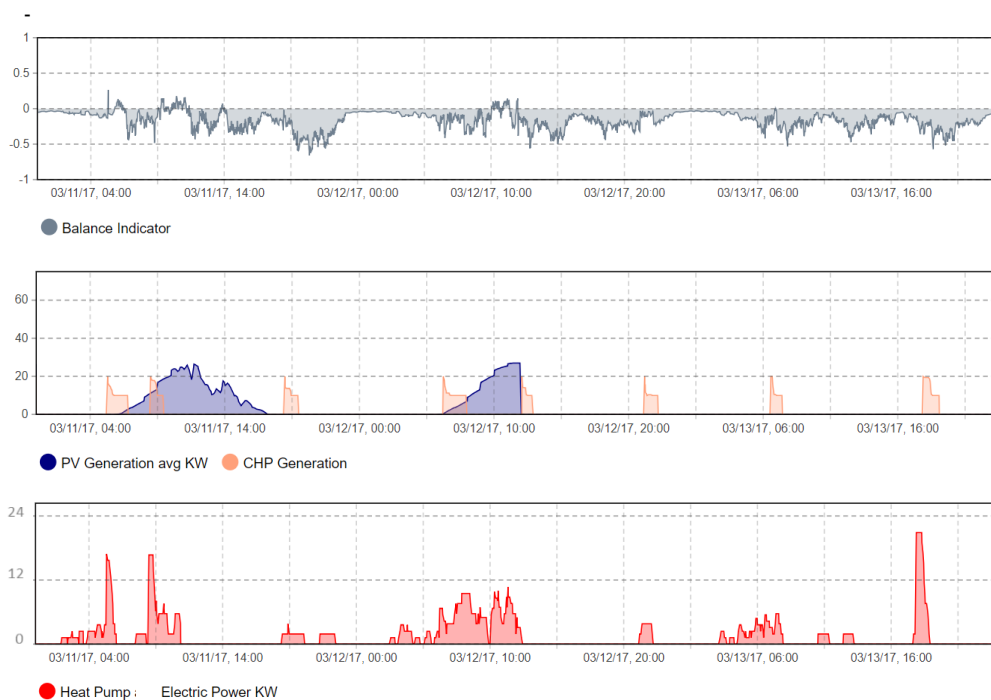


Abbildung 23: Stabilitätstest bei plötzlicher Abregelung von 27kW lokaler Erzeugung – die Controller bei Wärmepumpen und BHKW fangen den Abfall ab und reagieren, indem das System stabil weitergeregelt wird, auch ohne PV

Als Beitrag zur Netzstabilität wurden die maximalen Leistungen am Netzanschlusspunkt der Liegenschaft ausgewertet. Diese können in allen geregelten Fällen deutlich reduziert werden, und somit eine positive Entlastung des übergeordneten Verteilungsnetzes bewirken (siehe Abbildung 24). Hierbei wird die Spitzenlast um 17,9% bzw. 7,5% reduziert sowie die Spitzeneinspeisung um 36,4% bzw. 17,5%, entsprechend Szenario 1 bzw. Szenario 2.

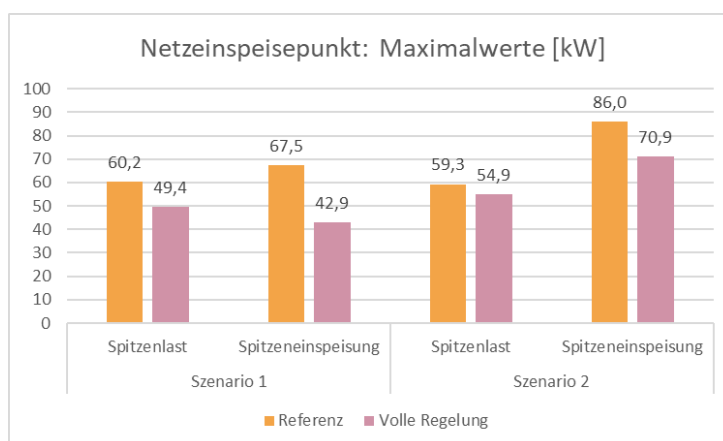


Abbildung 24: Reduktion der Spitzen am Netzanschlusspunkt der Liegenschaft

9.3.2.5. Eigenverbrauchsraten (EVR)

Der Eigenverbrauchsrate (EVR), d.h. der Eigenverbrauchsanteil am selbst erzeugten Strom mittels PV und BHKW, wurden auf den drei Grundebenen „Haushalt“-„Gebäude“-„Liegenschaft“ über ein Jahr mit sekundlicher Auflösung für jedes Objekt quantifiziert. Wie zu erwarten, sind bei Zusammenschaltung

mehrerer Verbraucher (Haushalte) die Eigenverbrauchsraten höher, da überschüssiger erzeugter Strom auch von anderen Haushalten verbraucht werden kann und durch den Effekt von unterschiedlichen Gleichzeitigkeitsfaktoren die EVR somit erhöht werden kann. Hierbei ist anzumerken, dass hierbei realitätsnahe Lastprofile in sekundlicher Auflösung verwendet werden, welche die Stromnutzung aufgrund von einem stochastischen Modell und unterschiedlichen Gerätenutzungen annimmt, und z.B. durch Kochen oder Waschen verursachte Stromspitzen dargestellt werden (welche ein Vielfaches der Spitze eines H0-Standardlastprofils betragen können). Zudem wurden die Lastkurven der Wärmepumpen, welche mit dem dynamischen Gebäudemodell zur Simulation des Heizbedarfs gekoppelt sind, bei der Berechnung berücksichtigt. Die gewählte Methode erlaubt es, eine deutlich realistischere Bewertung der EVR zu erzielen als die herkömmlichen Modelle mit Verwendung von Standardlastprofilen (bei denen alle Haushalten die gleiche Profilform hätten, und somit z.B. unterschiedliche Zeiten der Verbrauchspeaks nicht abgebildet werden können, was dazu führt, dass der kollektive Eigenverbrauch unterschätzt wird). Eine genaue Darstellung der verwendeten Lastprofile ist im Anhang „SoLAR Virtual Demonstrator Documentation“ ersichtlich.

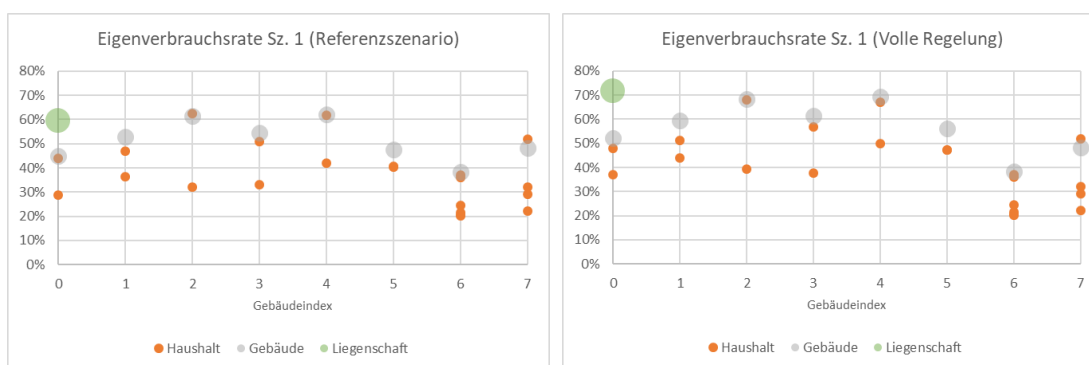


Abbildung 25: Eigenverbrauchsraten für Szenario 1 auf Haushalts-, Gebäude- und Liegenschaftsebene für das Referenzszenario ohne Regelung. Gebäudeindex 0-5 sind Doppelhäuser, Gebäude 6 und 7 sind Mehrfamilienhäuser.

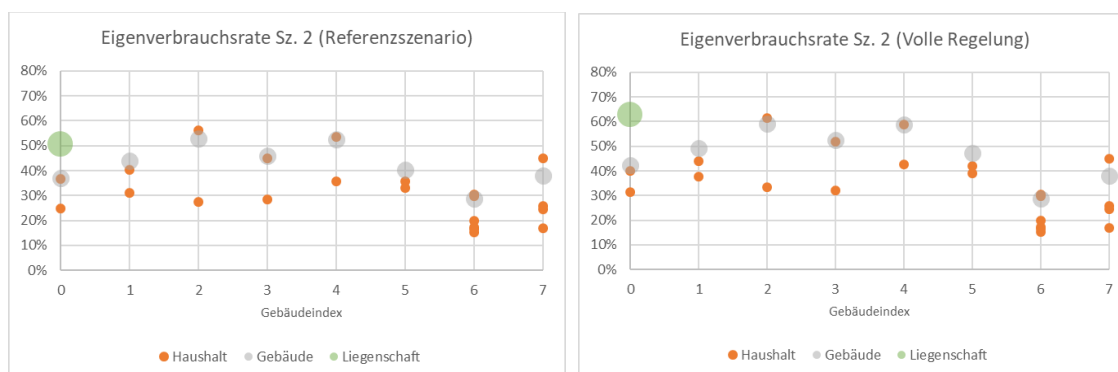


Abbildung 26: Eigenverbrauchsraten für Szenario 2 auf Haushalts-, Gebäude- und Liegenschaftsebene für das Referenzszenario ohne Regelung. Gebäudeindex 0-5 sind Doppelhäuser, Gebäude 6 und 7 sind Mehrfamilienhäuser.

9.3.2.6. Detaillierte Betrachtung der saisonalen Simulationsergebnisse

In Abbildung 27 bis Abbildung 32 sind jeweils drei simulierte Tage aus einer Saison, ohne und mit Regelung von BHKW und Wärmepumpen dargestellt.

Winter (Abbildung 27 und Abbildung 28)

Im Winter ist ein deutlicher lokaler Strommangel (nahezu durchgehend negativer BI, somit Netzbezug) durch sehr niedrige PV-Einspeisewerte und hohe Aktivität der Wärmepumpen zu beobachten. Einzig

das BHKW erzeugt zeitweise eine Rückspeisung (12 Januar um ca. 20 Uhr). Die 12 Wärmepumpen funktionieren wärmegeführt, laufen oft synchron und überlagern sich teilweise mit den sonstigen Stromspitzen, womit der BI deutlich negativ wird.

Im geregelten Falle ist der Betrieb der Wärmepumpen gleichmäßiger verteilt, zudem ist eine Abstimmung zwischen BHKW Betrieb und Strombezug der WP festzustellen. Die Taktungsrate der WP ist erhöht. Der BI ist gleichmäßiger und weist kleinere negative Spitzen auf als im ungeregelten Betrieb. Das Verteilnetz wird somit gleichmäßiger belastet. Die Regelung sorgt zudem, dass sämtlicher Strom, der in der Liegenschaft erzeugt wird, auch in der Liegenschaft verbraucht wird.

Frühjahr (Abbildung 29 und Abbildung 30)

Im Frühling zeigt der BI abwechselnde positive und negative Phasen auf, somit gibt es Momente mit lokalem Strommangel und –überschuss. Durch höhere PV-Einspeisewerte und weniger Aktivität der Wärmepumpen wird mehr Strom ins Netz rückgespeist. Die 12 Wärmepumpen funktionieren wärmegeführt, laufen oft synchron und überlagern sich teilweise mit den sonstigen Stromspitzen, womit der BI in negative Bereiche ausschert.

Im geregelten Falle ist der Betrieb der Wärmepumpen gleichmäßiger verteilt, zudem ist eine Abstimmung zwischen BHKW Betrieb und Strombezug der WP festzustellen. Die Taktungsrate der WP ist erhöht. Man kann beobachten, wie sich die WP hervorragend an das Profil der PV anpassen (insbesondere am 12 und 13 März). Das BHKW läuft vorwiegend abends und morgens, wenn kein oder wenig PV-Strom vorhanden ist und es sonstige Stromspitzen gibt. Da die Speicherkapazität der WP für den Heizbetrieb begrenzt ist, ergibt sich eine Häufung der Betriebszeiten zu Heizzwecken in den späten Nacht- und frühen Morgenstunden. Dadurch wird das Angebot an PV-Strom tagsüber durch die Wärmepumpen nicht optimal ausgenutzt. In Phase 2 des Projektes soll der Regler noch weiter optimiert werden, so dass die Wärmepumpen den regenerativen Strom noch besser ausnutzen.

Sommer (Abbildung 31 und Abbildung 32)

Der Sommer ist durch hohe PV-Einspeisewerte charakterisiert, sowie einen sehr geringen Wärmebedarf (nur Brauchwasser). Dadurch wird viel Strom ins Netz rückgespeist, erkennbar an deutlich positiven hohen BI-Werten. Im nicht geregelten Falle laufen die WP nur vereinzelt, und zufällig abwechselnd; auch nachts. Das BHKW erzeugt Strom und Wärme genau dann, wenn es bereits PV-Strom im Überfluss gibt, und erhöht somit die Rückspeisung ins Netz. Nachts, wenn kein PV-Strom erzeugt wird, läuft das BHKW nicht.

Im geregelten Falle laufen die Wärmepumpen nur tagsüber und können so gut den eigenerzeugten Strom verwerten. Das BHKW läuft vorwiegend dann, wenn es wenig PV aber eine hohe Stromnachfrage gibt. Auch hier werden die Spitzen beim BI deutlich reduziert und das Netz somit entlastet. Optimierungsbedarf ist insofern erkennbar, als dass die WP ihren Betrieb noch weiter in Zeiten von Spitzen-PV-Erzeugung verschieben könnten und das BHKW seinen Betrieb noch etwas weiter in Zeiten mit hoher Last verschiebt. Dies soll in Phase 2 durch Implementation einer Selbstoptimierung in den Regelalgorithmus erfolgen.

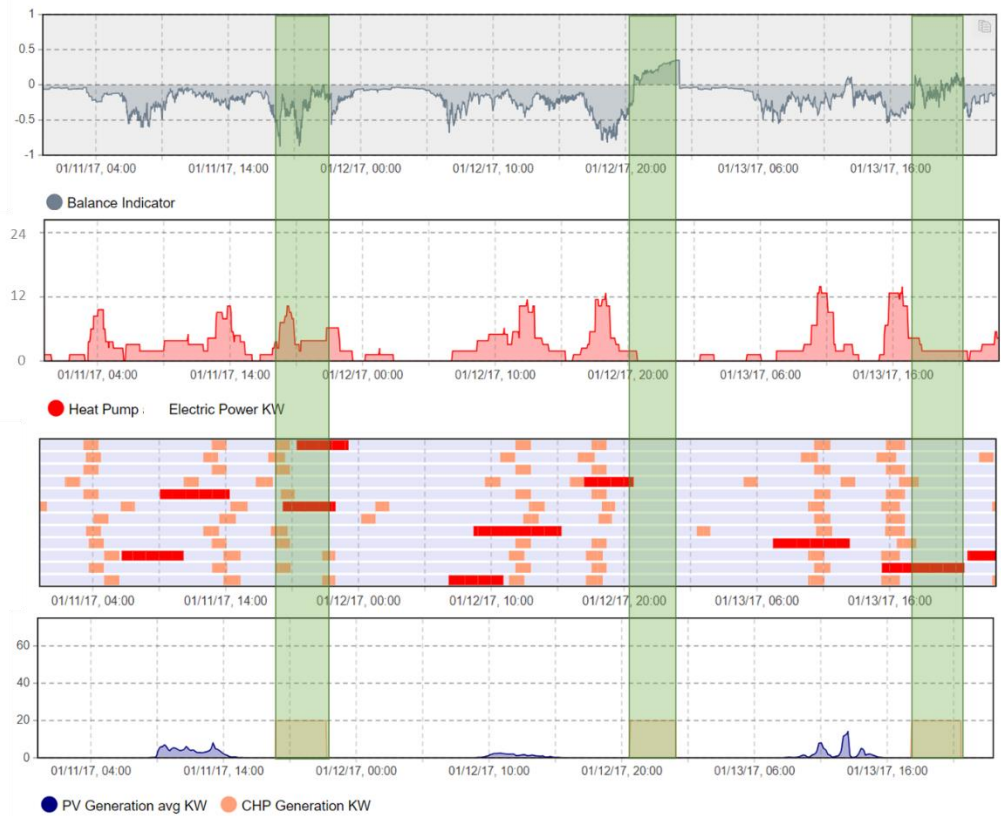


Abbildung 27: Szenario 1 Referenzfall Winter: 11-13 Januar

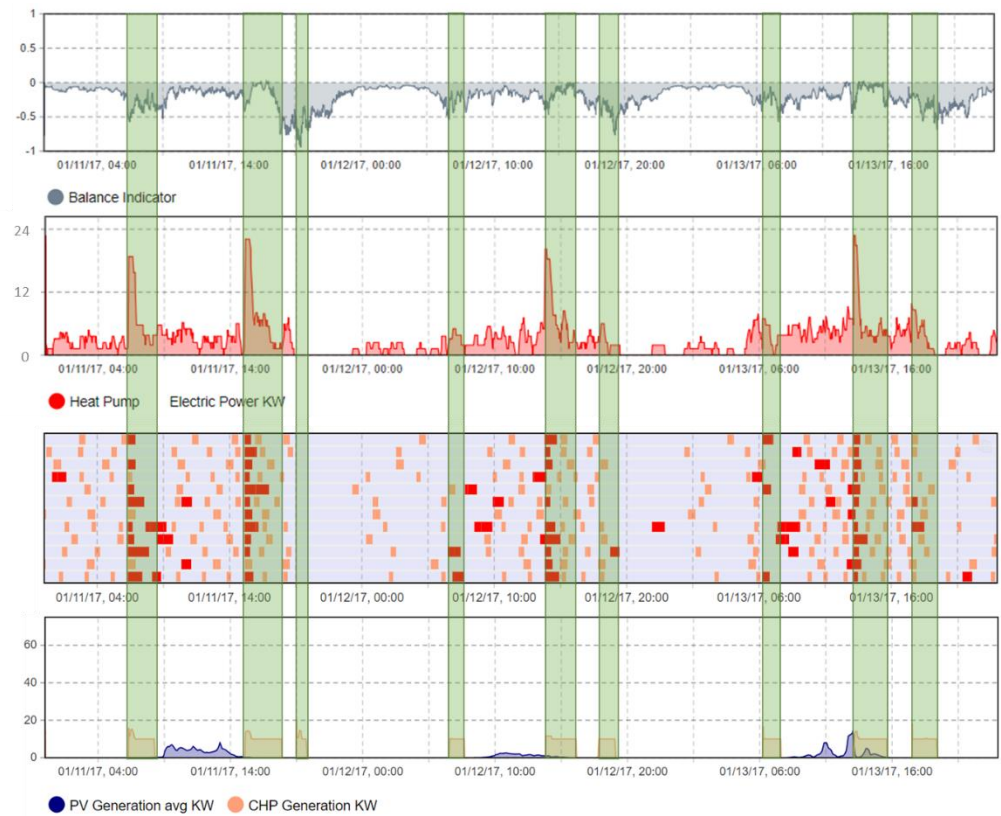


Abbildung 28: Szenario 1 Volle Regelung Winter: 11-13 Januar

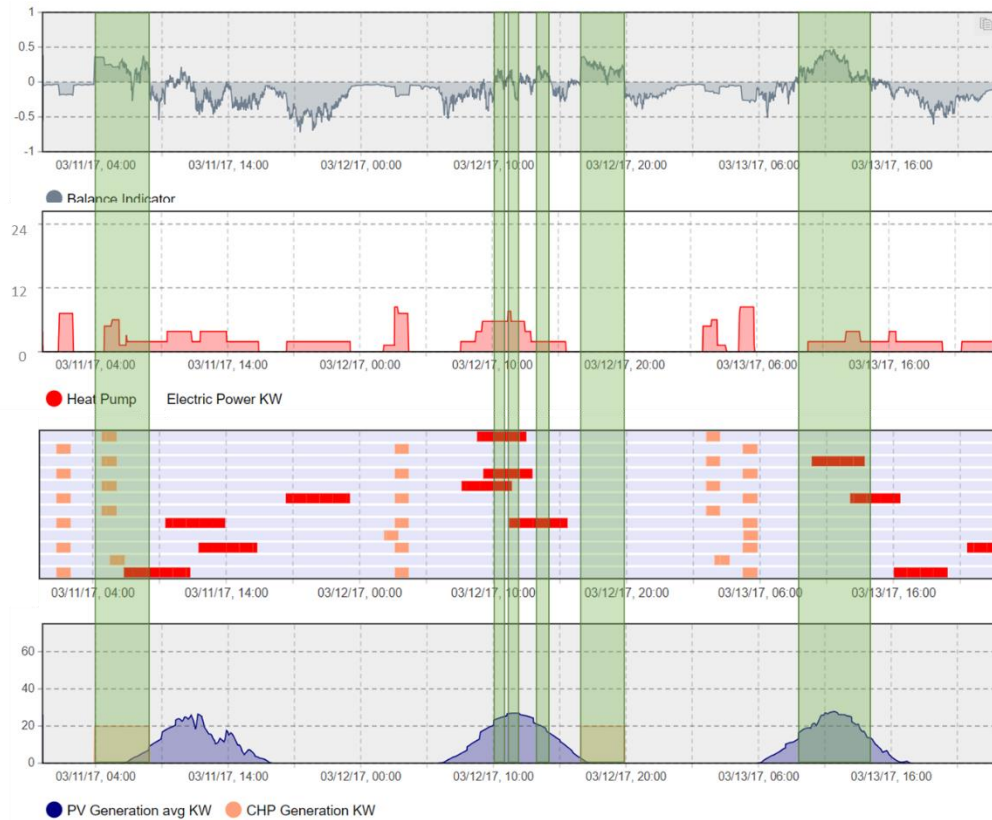


Abbildung 29: Szenario 1 Referenzfall Frühling: 11-13 März

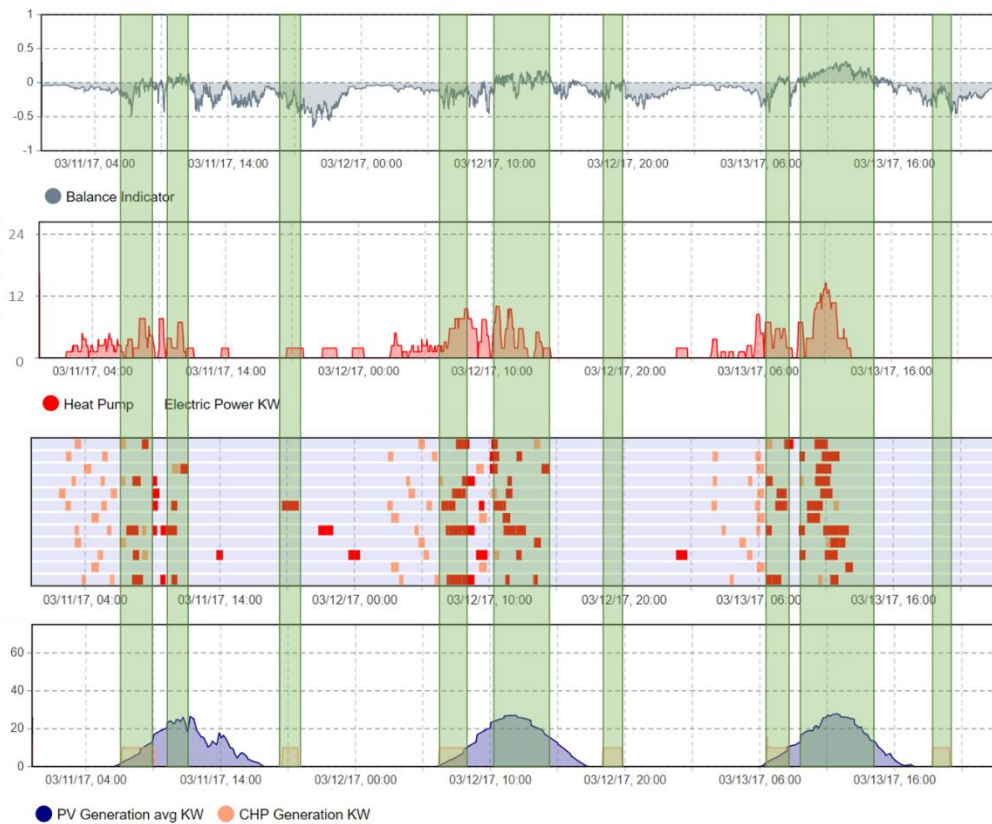


Abbildung 30: Szenario 1 Volle Regelung Frühling: 11-13 März

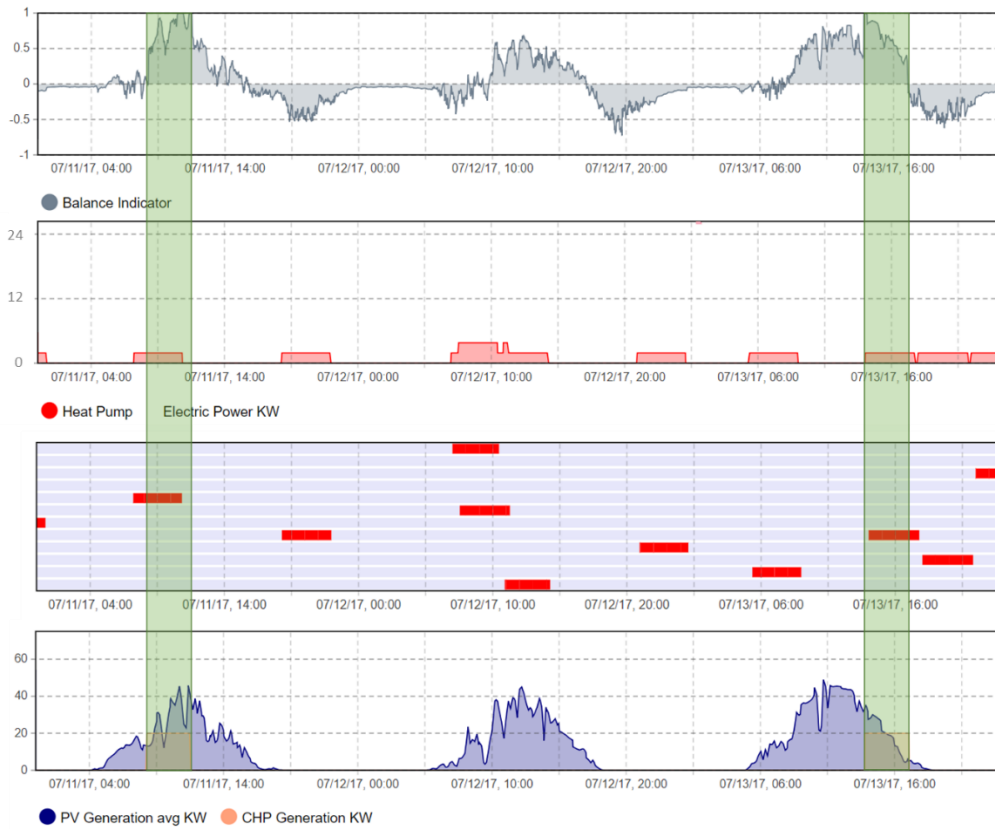


Abbildung 31: Szenario 1 Referenzfall Sommer: 11-13 Juli

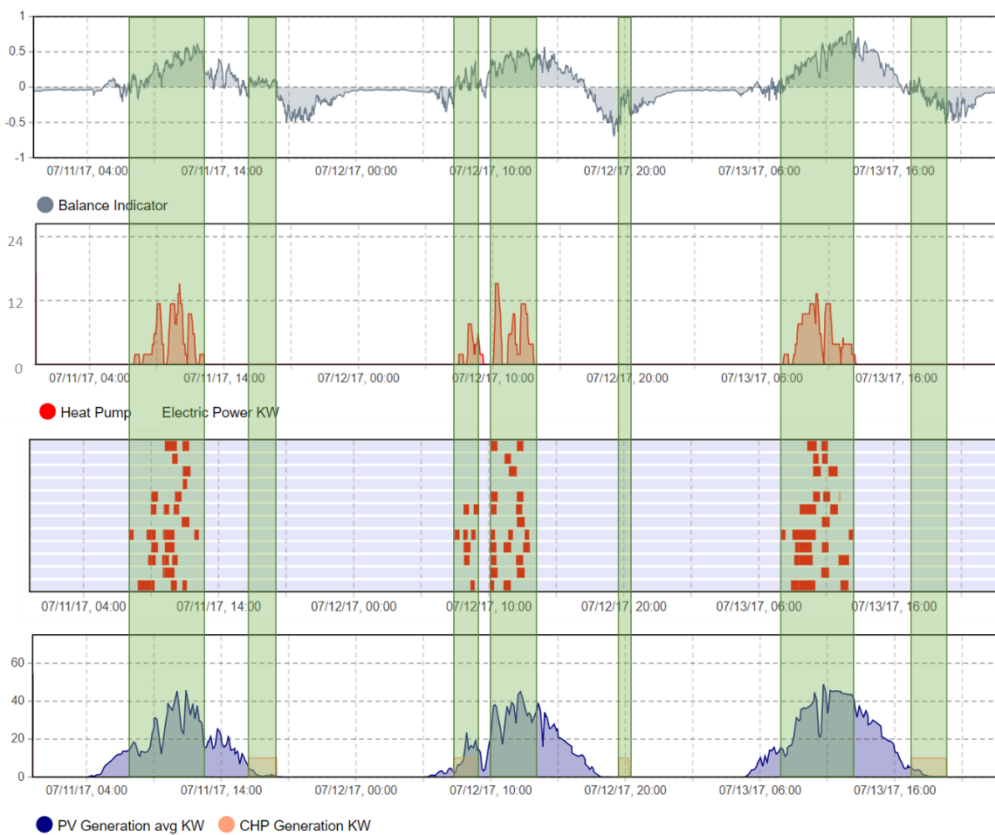


Abbildung 32: Szenario 1 Volle Regelung Sommer: 11-13 Juli

Hinsichtlich der Reglerperformance hat die Auswertung ergeben, dass zwischen den ersten von ESG zur Verfügung gestellten Prototypen und der jetzigen Version der Regler eine deutliche Verbesserung zu beobachten ist. Die Verbesserung hat sich durch eine bessere Überdeckung der lokalen Erzeugung und des Verbrauchs bemerkbar gemacht, sowie durch eine Reduzierung der Taktungsvorgänge der geregelten Geräte im Vergleich zum Prototyp.

Weiteres Verbesserungspotential liegt noch in der Parametrierung des BHKW und in unterschiedlicher Parametrierung der Wärmepumpen für Heißwassererzeugung und Gebäude-Heizbetrieb. Zudem ist der Regelalgorithmus aktuell noch „quasistatisch“, das heißt, die Entscheidungsfunktion ist im Parameterraum fixiert. In weiteren Schritten in Phase 2 sollen in den Regler Optimierungsfunktionen eingearbeitet werden, die die Parameter der Entscheidungsfunktion so anpassen, dass eine bestmögliche Performance unabhängig von den Randbedingungen erreicht wird. Damit wird die Regelung auch dem Ziel gerecht, dass keine aufwändige Parametrierung bei der Installation notwendig ist. Die Geräte werden mit gerätetypischen Default-Parametern installiert, die im laufenden Betrieb selbsttätig optimiert werden.

Durch diese Feinjustierung der Regler, und insbesondere deren Validierung in einem Hardware-In-The-Loop Verfahren, ist in Phase 2 ein weiteres Potential zu erschließen, welches den Eigenverbrauch weiter verbessern kann. Die geplante Flexibilisierung der Haushaltsgeräte wird die Eigenverbrauchsrate zudem noch einmal deutlich erhöhen.

9.4. Arbeitspaket 4: Bilanzierung, Preise und Entgelte I

9.4.1. Mieterstrom

Als Vermarktungsmodell für Strom wurde das *Mieterstrom-Modell* angenommen, welches unter den aktuellen regulativen Rahmenbedingungen grundsätzlich angewendet werden sollte, um eine techno-ökonomisch sinnvolle Lauffähigkeit des Systems zu erzielen. Hierdurch lassen sich die Synergien der erhöhten EVR auf Liegenschaftsebene über den kollektiven Eigenverbrauch am besten ausnutzen.

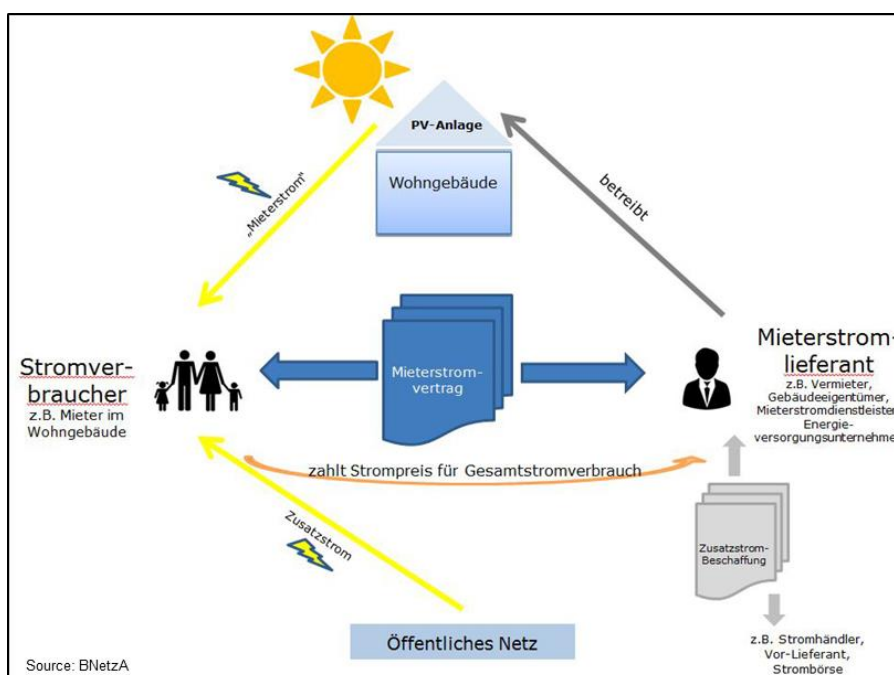


Abbildung 33: Mieterstrommodell (Quelle: Bundesnetzagentur)

Bei der Anwendung des Mieterstrommodells sind folgende Eckpunkte sind zu berücksichtigen:

9.4.1.1. KWK

Räumliche Nähe

Wird KWK-Strom in weiter räumlicher Entfernung vom Verbrauchsort produziert und über öffentliches Netz zum Betrieb geleitet, fallen Steuern/Umlagen an:

- Konzessionsabgabe, Netznutzungsentgelte
- KWKG, Offshore Haftungsumlage ...
- EEG-Umlage, selbst bei Eigenversorgung
- Stromsteuer, §9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG:
 - Befreiung für „Strom, der in Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu zwei Megawatt erzeugt wird und
 - a) vom Betreiber der Anlage als Eigenerzeuger im räumlichen Zusammenhang zu der Anlage zum Selbstverbrauch entnommen wird oder
 - b) von demjenigen, der die Anlage betreibt oder betreiben lässt, an Letztverbraucher geleistet wird, die den Strom im räumlichen Zusammenhang zu der Anlage entnehmen“

Der räumliche Zusammenhang ist in der Liegenschaft und auch in der Verbindung zum Nachbarhaus, das in Szenario 2 durch das BHKW mit Strom und Wärme versorgt werden soll, gegeben. Abgesehen von der EEG-Umlage entfallen somit alle weiteren angegebenen Steuern, Umlagen und Entgelte.

Personenidentität

KWK-Neuanlagen (Inbetriebnahme seit August 2014) mit einer Größe bis zu 1 MW_{el} sowie über 10 MW_{el} zahlen auch künftig nur 40 % der EEG-Umlage auf **eigenverbrauchte** Strommengen¹⁴. Im Rahmen des Mieterstroms ist allerdings keine Personenidentität von Betreiber der Anlage und Nutzer der Energie, und somit kein Eigenverbrauch, gegeben.

Vollbenutzungsstunden

KWK-Zuschläge bei Anlagen ≤ 50 kW_{el} (KWKG §8 I) sind begrenzt auf 60.000 Vollbenutzungsstunden. Aufgrund zeitpunktbezogener LCOE-Betrachtung (Stromgestehungskosten, englisch: Levelized Cost of Electricity) wurde dies nicht in der Analyse für die Wirtschaftlichkeit (siehe 9.5) berücksichtigt. 60.000 Vollbenutzungsstunden werden zudem innerhalb von 20 Jahren in keinem der betrachteten Szenarien erreicht und können deshalb als Fördergrenze vernachlässigt werden.

9.4.1.2. Photovoltaik

Unmittelbarer räumlicher Zusammenhang

Mieterstromzuschlag kommt ausschließlich für Strom aus Solaranlagen auf einem Wohngebäude in Betracht, der entweder in demselben Wohngebäude oder in einem benachbarten Wohngebäude, das im „unmittelbaren räumlichen Zusammenhang“ zu dem Wohngebäude mit der Solaranlage steht, verbraucht wird¹⁵.

¹⁴ ASUE – Kurzinformation: EEG-Umlage auf eigenerzeugte Strommengen in KWK-Anlagen 2018.
https://asue.de/sites/default/files/asue/themes/blockheizkraftwerke/2018/broschueren/ASUE_EEG-Umlage-auf-Eigenverbrauch-in-KWK_2018-05.pdf

¹⁵ https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Mieterstrom/Hinweis_Mieterstrom.pdf?__blob=publicationFile&v=3

Im Rahmen des Projektes wird die Stromversorgung der Bewohner über eine Kundenanlage gewährleistet, die vom Contractor betrieben wird. Dazu werden Dienstbarkeiten für den Betreiber in den Grundbüchern der Grundstücke eingetragen. Der „unmittelbare räumliche Zusammenhang“ der Einzelgrundstücke ist gewährleistet; das gilt auch für den Einbezug des Nachbargebäudes in Szenario 2.

Geplant ist, dass die Eigentümer der Doppelhaushälften den Strom aus Ihren PV-Anlagen zunächst selbst nutzen und überschüssigen Strom an den Contractor für den Mieterstrom zur Nutzung durch die anderen Teilnehmer weiterverkaufen. Die PV-Anlagen auf den Mehrfamilienhäusern werden vom Contractor finanziert und direkt für den Mieterstrom genutzt.

Eigenversorgung

Die Attraktivität von Eigenversorgung und Mieterstromkonzepten im Vergleich zur Einspeisung ins Netz der allgemeinen Versorgung steigt durch

- sinkende Einspeisevergütungen für Erneuerbare Energien und
- steigende Haushaltsstrompreise (insbesondere steigende Umlagen und Steuern).

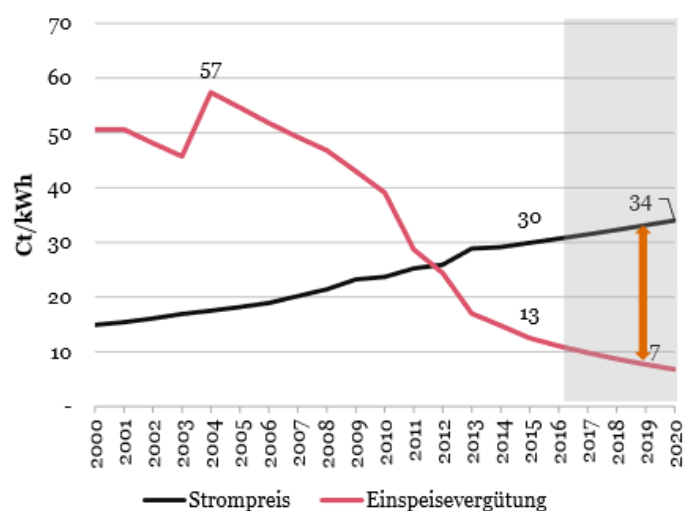


Abbildung 34: Vergleich von Haushaltsstrompreisen und PV FIT¹⁶

Eigenversorgung in der Kundenanlage i. S. v. §3 Absatz 24 EnWG führt zur Reduzierung¹⁷ der

- Netzentgelte
- Konzessionsabgabe
- sonstigen Umlagen
- Stromsteuer, §9 Abs. 1 Nr. 1 und 3 StromStG:
 - „(1) Von der Steuer ist befreit:
 1. Strom aus erneuerbaren Energieträgern, wenn dieser aus einem **ausschließlich** mit Strom aus erneuerbaren Energieträgern gespeisten Netz oder einer entsprechenden Leitung entnommen wird. ...“
- (EEG-Umlage)

¹⁶ PwC Studie 2017 http://www.icrollout.de/wp-content/uploads/2017/05/2.-Netzwerkveranstaltung_Vortrag-PwC_Schnellte-T%C3%B6llner-Kremer.pdf

¹⁷ PwC Studie 2017 http://www.icrollout.de/wp-content/uploads/2017/05/2.-Netzwerkveranstaltung_Vortrag-PwC_Schnellte-T%C3%B6llner-Kremer.pdf

Die EEG-Umlage entfällt in der Liegenschaft nur für PV-Strom, der in den Doppelhaushälften selbst erzeugt und genutzt wird. Für PV-Strom, der im Rahmen des Mieterstrom-Modells an die anderen Bewohner verkauft wird, wird keine Befreiung von der EEG-Umlage gewährt.

9.4.1.3. Preise

Die Regulierung zum Mieterstrom verlangt, dass der zu zahlende Preis 90 Prozent des in dem jeweiligen Netzgebiet geltenden Grundversorgungstarifs (hier: EnBW: 33,62 €ct), auf Basis des Grund- und Arbeitspreises, nicht übersteigt. Aus diesem gesetzlich definierten maximalen Mieterstromtarif und der Stromgestehungskosten der Lieferung ergibt sich eine freie Marge als Differenz. Diese ist nachfolgend zu verwenden für:

- Zusätzliche Overhead-Kosten (Rechnungslegung, Abrechnung, Organisation)
- Preis- und Kostenrisiken
- Eigenkapitalverzinsung

Die gesetzliche 90 Prozent-Regelung ist eine Minimalforderung. Grundsätzlich sind die örtlichen Grundversorgungstarife hoch. Ein wettbewerbliches Mieterstromangebot erfordert daher Tarife unterhalb der 90 Prozent-Grenze, hier: 30,26 €ct (Stand 2019).

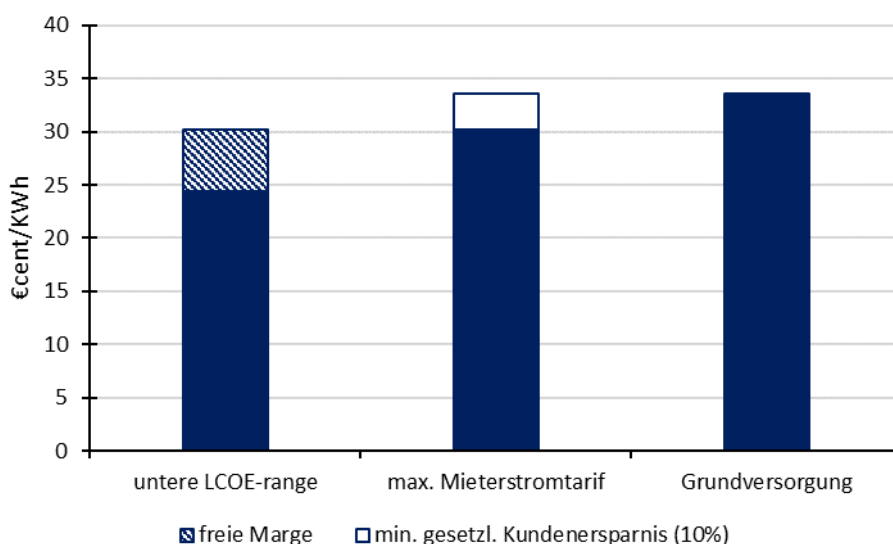


Abbildung 35: Beispielhafte Darstellung des Mieterstrompreises (hier als unterer LCOE-range dargestellt).

9.4.2. Zukünftiges Tarifszenario

Über das Demonstrationsvorhaben hinaus kann die Technologie von SoLAR einen wertvollen Beitrag zur aktuellen Debatte über die Ausgestaltung der Netzentgelte leisten.

Die Möglichkeit der Echtzeit-Preisgestaltung auf Basis von Netzzustandsgrößen erlaubt eine Synthese der kontrahierenden Ansätze von festen Entgelten auf den Verbrauch einerseits, deren Vermeidung einen finanziellen Anreiz für den Eigenverbrauch lokal erzeugter Energie darstellt, und festen Entgelten für die Anschlussleistung andererseits, die Gerechtigkeit in Hinsicht auf die Nutzung des Netzes der allgemeinen Versorgung herstellen sollen. Beide Ansätze haben spezifische Nachteile. Während Verbrauchsentgelte die Belastung des Netzes durch Spitzenleistungen nicht vermeiden können, bieten

Leistungsentgelte keinen ausreichenden Anreiz zum lokalen Ausgleich von Energieangebot und -nachfrage bzw. erfordern einen hohen Aufwand zur Vermeidung von Leistungsspitzen. Ansätze zur Umgehung dieser Nachteile werden aktuell z.B. in der Implementierung lokaler Märkte auf Basis von IKT gesehen, wobei Aufwand und Kosten für die Realisierung im Verhältnis zum Nutzen relativ hoch sind.

Der Ansatz von SoLAR hat das Potential, die Vorteile der fundamentalen Ansätze zu integrieren und gleichzeitig die Nachteile bekannter Ansätze zu eliminieren. Im Gegensatz zu den Ergebnissen vorangegangener Studien⁶, die in einer Echtzeitbewertung der Netznutzung zwar das theoretische Optimum erkennen, aber die praktische Umsetzbarkeit anzweifeln, kann die Machbarkeit und geringe Komplexität des Verfahrens in SoLAR demonstriert werden. Das im Rahmen von SoLAR entworfene Tarifmodell, das im Anhang noch genauer erklärt wird, könnte wichtige offene wirtschaftspolitische Fragestellungen im Rahmen der Energiewende beantworten. Es ermöglicht u.a.

- Schaffung netzstützender lokaler Märkte durch temporäre Preisunterschiede aufgrund individuell unterschiedlicher lokaler Netzengpässe
- Finanzielle Belohnung der Marktteilnehmer für netzdienliches Verhalten mit ausreichend großen erzielbaren Preisspannen
- Einfache Einbettung des Systems innerhalb der MaBiS, und die Möglichkeit schrittweisen Wachstums innerhalb bestehender Märkte
- Perspektive der Vereinheitlichung der Märkte für Energiebezug und Regelenergie mit deutlicher Verringerung der Komplexität

Die Rechtslage im Hinblick auf eine Bewertung des Tarifmodells ist allerdings komplex. Im Rahmen von SoLAR kann nur die Demonstration der Technologie, nicht aber eine Bewertung der Umsetzbarkeit des Echtzeit-Tarifmodells im aktuellen regulatorischen Rahmen, bzw. eine realistische Agenda zur Anpassung der Gesetzgebung für die allgemeine Umsetzung in Netzen der öffentlichen Versorgung, gefördert werden. Dafür ist zusätzliche fachliche Expertise im Rahmen eines Rechtsgutachtens notwendig, für das eine gesonderte Förderung beantragt werden soll.

9.4.2.1. Umsetzung im Netz der öffentlichen Versorgung – variable Netzentgelte

Für Anwendungen wie Quartiersstrom ist die Zuordnung eines Tarifpreises zum BI nicht notwendig. Das Signal wird in dem Modell als reine Steuergröße verwendet. Der wirtschaftliche Anreiz entsteht durch die Maximierung der Eigenverbrauchsrate in einer Liegenschaft und der daraus resultierenden Erhöhung des Eigenerzeugungstarifes gegenüber dem Netzbezugstarif.

Für die Umsetzung in öffentlichen Verteilnetzen sind insbesondere variable Netzentgelte notwendig, um die flexible Reaktion der Netzteilnehmer angemessen finanziell zu belohnen – soweit kein Umsetzungsdruck verordnet wird.

Niedrigere Netzentgelte werden für den Verteilnetzbetreiber dadurch finanziell kompensiert, dass ein Ausbau des Verteilnetzes zur Integration zusätzlichen Strombedarfs für Wärme und Mobilität weitgehend vermieden wird. Die Netzkosten pro kWh sinken dadurch. Die aktuelle Regulierung ermöglicht dem Verteilnetzbetreiber (VNB) zudem Einsparungen durch die Vermeidung von Netzentgelten für höhere Netzebenen, wenn ein hoher Anteil von Erzeugungsanlagen im Netzgebiet vorhanden ist. Perspektivisch wird auch der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) durch Unterstützung der Primärreserve

(Nutzung der Frequenz als BI-Komponente) und der Sekundärreserve entlastet und könnte den VNB und mittelbar die Prosumer dafür vergüten.

Zur Umsetzung variabler Netzentgelte durch den VNB sind mindestens 2 Möglichkeiten denkbar, die z.B. unter Bezugnahme auf §14a EnWG realisiert werden könnten:

1. Dem Signal wird weiterhin kein Tarifpreis zugeordnet. Die Flexibilität („Steuerbarkeit“) des Netzanschlussnehmers wird vom Netzbetreiber individuell bewertet und in ein entsprechendes Netzentgelt umgesetzt. Die Bewertungsmethode wird diskriminierungsfrei erstellt und veröffentlicht.
2. Dem BI wird ein Netzentgelt in der Weise zugeordnet, dass $BI = 0$ ein mittlerer Erwartungswert des Netzentgeltes zugeordnet wird. Ein höherer BI (Stromüberschuss) indiziert ein niedrigeres Netzentgelt, ein niedrigerer BI (Strommangel) indiziert ein höheres Netzentgelt. Durch geeignete Zuordnung des Netzentgeltes stellt der VNB einerseits einen finanziellen Anreiz für die Flexibilitäten sicher, und sorgt andererseits in der Summe dafür, dass die Netzkosten durch die Netzentgelte gedeckt werden. Die Bestimmung der Netzentgelte kann in Analogie zu §17 und §19 StromNEZ erfolgen. Netzdienlichen Erzeugungsanlagen kann in ähnlicher Weise eine variable Netzdienstlichkeitsvergütung in Anlehnung an §18 StromNEZ ausgezahlt werden.

Für die Abrechnung gemäß Variante 2 ist die Anpassung von modernen Messeinrichtungen notwendig. Neben der Bestimmung des Stromverbrauchs als Integral der Momentanleistung ist die Bestimmung des durchschnittlichen BI als Integral des Momentanwertes im Verhältnis zur Leistung notwendig. Diese einfache Rechenoperation könnte auf Basis vorhandener Hardware umgesetzt werden. Die Tarifzuordnung kann dann manuell in der Abrechnung oder durch einfache lineare Zuordnung bereits im Zähler erfolgen.

Details zur Ermittlung werden im Abschnitt „Beispiel für Ermittlung und Abrechnung variabler Tarife“ vorgeschlagen.

9.4.2.2. Variable Erzeugerpreise

Stromlieferanten könnten die Flexibilisierung der Prosumer und damit die Energiewende zusätzlich unterstützen, indem sie variable Erzeugungspreise zur Verfügung stellen, die ebenfalls an den BI gekoppelt sind. Dadurch wird ein zusätzlicher Anreiz zur Anschaffung von neuen Stromverbrauchern wie Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen gesetzt, die flexibel auf den BI reagieren und damit günstige Strompreise erwirtschaften können.

9.4.2.3. Variable Umlagen

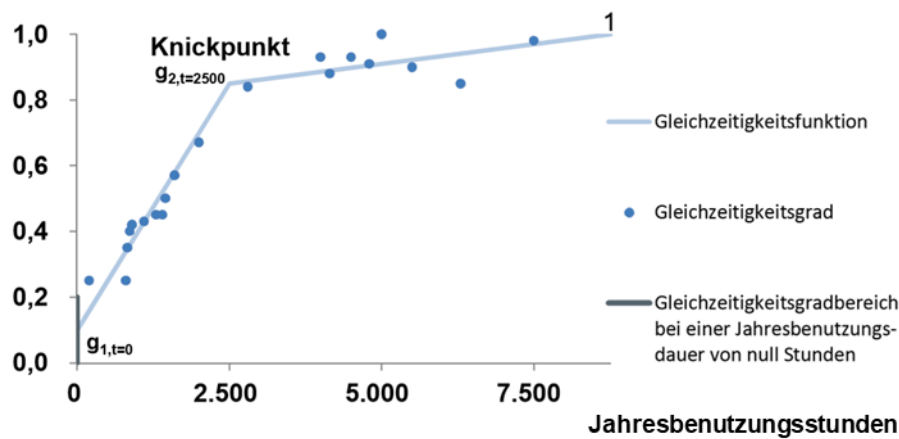
Perspektivisch wäre es sehr sinnvoll, wenn auch die Umlagen nach EEG, KWK etc. in Abhängigkeit von der Netzdienstlichkeit, also vom BI, veranschlagt werden. Die Berechnung nach Netzdienstlichkeit könnte Sonderregelungen für Eigenverbrauch und Großverbraucher durch ein einheitliches System ersetzen. Großverbraucher werden dann nicht mehr zu Lasten der Verbraucher pauschal von Umlagen entlastet, sondern können die bestehenden Standortvorteile durch netzdienstliches Verhalten sichern und so zur allgemeinen Versorgungssicherheit beitragen. Der für eine Maximierung des Eigenverbrauchs notwendige Speicheraufwand, der bisher über den Entfall von Netzentgelten und Umlagen subventioniert

wird, entfällt durch die Kopplung der Umlagen an die Netzdienlichkeit anstatt der Befreiung bei Eigenverbrauch.

9.4.2.4. Vorschlag für die Ermittlung variabler Netzentgelte und Vergütungen

Das Netzentgelt für Netzanschlüsse mit Lastgangmessung wird nach §16 und §17 StromNEV als Arbeitspreis und Leistungspreis in der Netzbezugsebene gebildet, wobei der jeweilige Anteil anhand der Gleichzeitigkeitsfunktion über der Jahresbenutzungsdauer (Energiebezug dividiert durch max. Bezugsleistung) ermittelt wird. Rechnet man den Leistungspreis zusätzlich auf den Energiebezug um, erhält man einen Preis pro kWh, der für 600 Jahresbenutzungsstunden (Wert für private Haushalte) in Allensbach bei etwa 7,5 Cent/kWh liegt und bei 8760 Jahresbenutzungsstunden (konstante Bezugsleistung über das ganze Jahr) bei etwa 2 Cent/kWh.

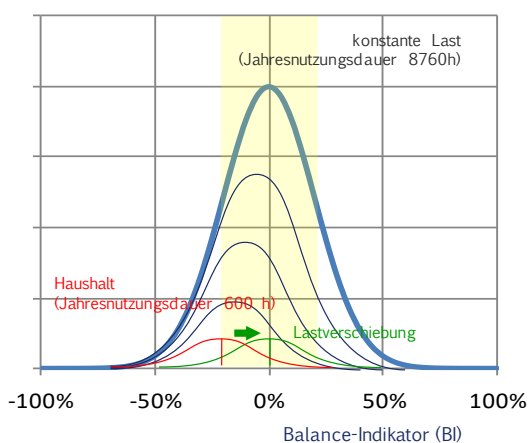
Gleichzeitigkeitsfunktion einer Netz- oder Umspannebene



Quelle: Bundesnetzagentur

Abbildung 36: Gleichzeitigkeitsfunktion

Häufigkeitsverteilung Verbraucher („Netznutzer“)



Häufigkeitsverteilung Flexibilitäten („Netzstützer“)

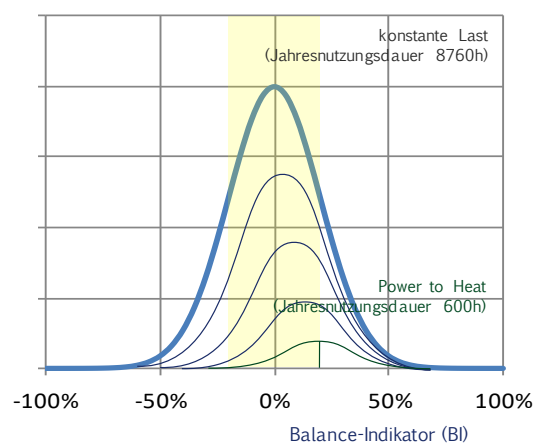


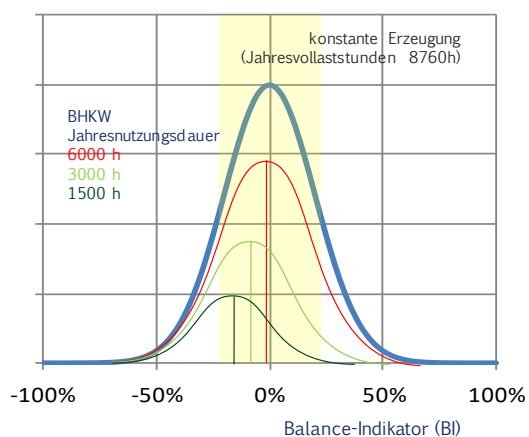
Abbildung 37: Zusammenhang zwischen Balance-Indikator und Netznutzung als Basis für Netzentgelte

Abbildung 37 zeigt nun, dass für normale Verbraucher eine Korrelation des durchschnittlichen BI mit den Jahresbenutzungsstunden dargestellt werden kann. Daraus lässt sich ableiten, dass für Netzanschlussnehmer mit Messung des BI ein variables Netzentgelt in Anlehnung an §16 und §17 StromNEV entwickelt werden kann, ohne dass eine Lastgangmessung notwendig ist. Die Ableitung aus dem BI

spiegelt dabei sogar deutlich besser die Netzdienlichkeit wieder, da nicht eine einmalige Jahresspitze, sondern der Durchschnitt aller sekundlichen Werte des BI eines Jahres genutzt wird, der ja ein direkter Indikator für die Netzdienlichkeit bzw. -belastung ist.

Eine Lastverschiebung per Smart Grid hat dabei denselben Effekt, wie eine Erhöhung der Benutzungsdauern. Flexibilitäten, die im Wesentlichen nur bei tendenziellem Stromüberschuss (Balance-Indikator > 0) aktiv sind, verhalten sich sogar günstiger als Verbraucher mit gleichmäßiger Last. Hier könnte in Anlehnung an §19 Absatz 2 der StromNEV das Entgelt noch weiter verringert werden (rechter Teil der Abbildung 37).

Häufigkeitsverteilung BHKW



Häufigkeitsverteilung PV

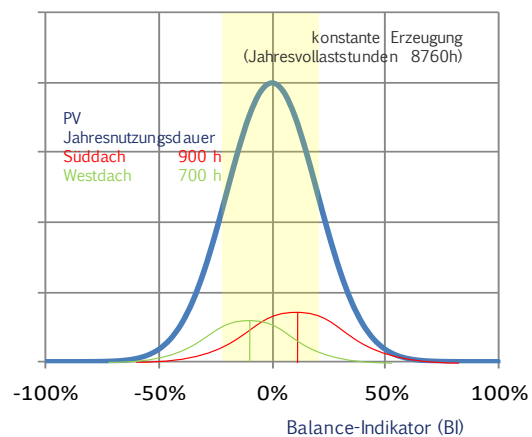


Abbildung 38: BI und Netzentlastung bzw. Belastung bei Erzeugungsanlagen

Bei Erzeugungsanlagen kann entsprechend eine Vergütung für die Entlastung höherer Netzebenen in Analogie zu §18 StromNEV angesetzt werden. Abbildung 38 zeigt dazu typische Netznutzungskurven über den BI. Bei BHKW ist die Korrelation des durchschnittlichen BI mit den Jahresbenutzungsdauern weitgehend identisch zu den Standardverbrauchern. Entsprechend sollte eine BHKW mit 6000 Benutzungsdauern nur eine geringfügige Vergütung erhalten, während Anlagen, die z.B. nur 1500 Benutzungsdauern haben und weitgehend bei tendenziellem Strommangel betrieben werden, entsprechend hoch zu vergüten sind. Die Vergütung kann wiederum aus den Werten nach §16 StromNEV für die Umspannebene am ONT berechnet werden.

Da PV-Anlagen von der Tageszeit und vom Wetter abhängig sind, ist die Korrelation zu den Benutzungsdauern hier nicht gegeben. Die Abbildung rechts zeigt aber, dass der durchschnittliche Balance-Indikator auch hier ein Maß für die Netzentlastung ist. So ist eine Süddachanlage eher belastend, während eine Westdachanlage mit einer Netzvergütung unterstützt werden könnte und sollte.

9.4.2.5. Vorschlag für die Stromtarifbildung

Allgemein wird eine lineare Zuordnung der Preise, Entgelte und Vergütungen zum Balance-Indikator vorgeschlagen. Mögliche Stromtarifkurven für private Prosumer über dem durchschnittlichen BI zeigt Abbildung 39. Im Beispiel wurde davon ausgegangen, dass durch eine Erhöhung der Strommenge um den Faktor 2 durch Sektorkopplung bei etwa gleichbleibendem Netzausbau die Netzkosten pro kWh etwa halbiert werden. Die Einsparungen können flexiblen Verbrauchern in Form verringerter Entgelte und flexiblen Erzeugern als zusätzliche Vergütungen in Abhängigkeit ihrer Netzdienlichkeit, ausgedrückt durch den durchschnittlichen BI einer Abrechnungsperiode, gutgeschrieben werden. Auch

wenn höhere Netzkosten entstehen sollten, kann ein variables Netzentgelt anhand der Netzdienlichkeit umgesetzt werden.

Beim Erzeugerpreis berechnet im Beispiel der Abbildung der Lieferant einen Zuschlag bzw. einen Rabatt, wenn der BI von 0 abweicht.

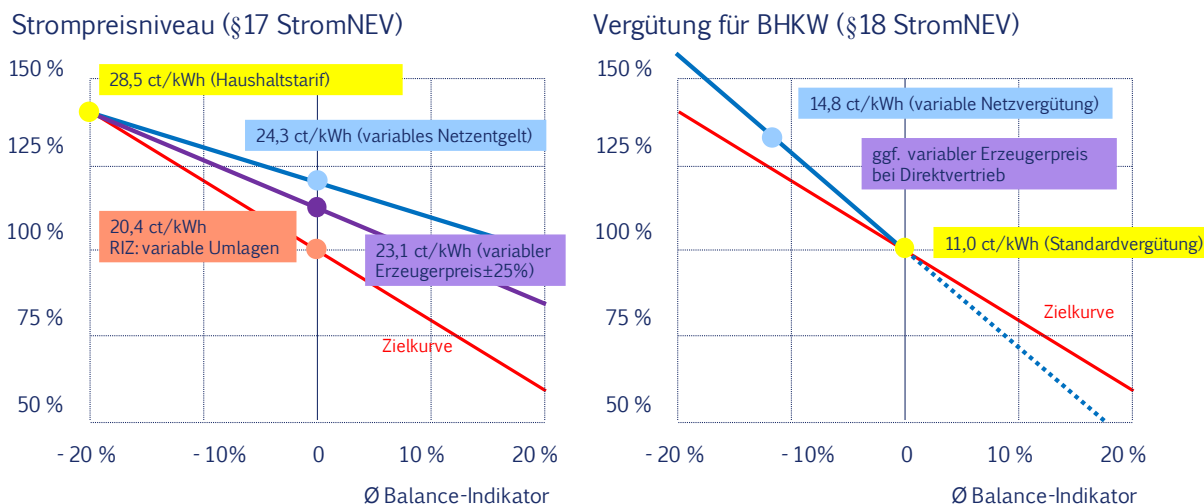


Abbildung 39: Strompreise und Vergütungen für Prosumer in Abhängigkeit vom durchschnittlichen BI

In einer Regulativen Innovationszone (RIZ) könnten Optimierungen untersucht werden. Bei den Strompreisen für Verbraucher wäre es wünschenswert, nicht nur Erzeugungspreis und Netzentgelt variabel zu machen, sondern auch die Umlagen nach EEG und KWKG. Damit könnte z.B. der Anreiz zum Einsatz von Wärmepumpen noch erhöht werden. Bei den Erzeugern bietet sich die Weiterentwicklung des §18 StromNEV an. Netzbelastende Anlagen könnten mit einer Gebühr belegt werden. Im Gegenzug sollte der Paragraph beibehalten und mit einer Verknüpfung der Höhe von Vergütungen mit dem Balance-Indikator präzisiert werden. Möglich wäre auch, Netzvergütung und KWK bzw. EEG-Förderung direkt zu koppeln.

Allgemein wäre es wünschenswert diese Art der Tarifbildung nicht nur zu dulden, sondern zumindest als Alternative gesetzlich festzuschreiben.

9.4.2.6. Bilanzkreise

Grundsätzlich können Prosumer nach dem neuen System weiterhin ihre erzeugte Energie an den Verteilnetzbetreiber verkaufen und Bedarf über einen Energieversorger beziehen. Analog zu virtuellen Kraftwerken könnten die Energieversorger im Rahmen des Systems aber auch als Bilanzkreisverantwortliche (BKV) besondere, abgeschlossene Bilanzkreise bilden - bestehend aus EEG-Anlagen und Prosumern und Verbrauchern mit ausreichend Flexibilitäten zur Aufnahme und Ergänzung des EEG-Stromes - und an den Bilanzkreiskoordinator (Übertragungsnetzbetreiber ÜNB) melden. Der Energieversorger hat in diesem Modell dafür Sorge zu tragen, dass die Strombilanz seines Bilanzkreises im Mittel ausgeglichen ist und jederzeit, auch in den Wintermonaten, ausreichend Eigenerzeugungskapazität, z.B. über BHKW, vorhanden ist, um den aktuellen Strombedarf komplett, auch bei „dunklen Flauten“, decken zu können. Im Gegenzug kann der Nachweis der Deckung von Erzeugung und Verbrauch in den vorgeschriebenen 15 min Zeitfenstern entfallen, da die Prosumer solch eines Bilanzkreises jederzeit das Netz stützen.

Wenn die Bilanzkreise im Wesentlichen über die Netzfrequenz geregelt werden, stellen sie generell für alle Netzteilnehmer netzdienliche Ausgleichsenergie zur Verfügung, die im Differenzbilanzkreis des Netzbetreibers berücksichtigt wird. Als regulatorische Übergangslösung kann als Regelgröße statt der Netzfrequenz auch die Bilanzkreisabweichung im Differenzbilanzkreis des VNB oder der Regelzone des ÜNB über ein entsprechendes BI-Signal genutzt werden, um die Ausgeglichenheit der Bilanzkreise sicherzustellen.

Die Einbindung in den vorhandenen regulatorischen Rahmen (MaBiS) wird als Vorschlag in Abbildung 40 gezeigt. Die Teilnehmer der Bilanzkreise müssen nicht in räumlichen Zusammenhang stehen und können auch in den Netzgebieten unterschiedlicher VNB und unterschiedlichen Regelzonen lokalisiert sein.

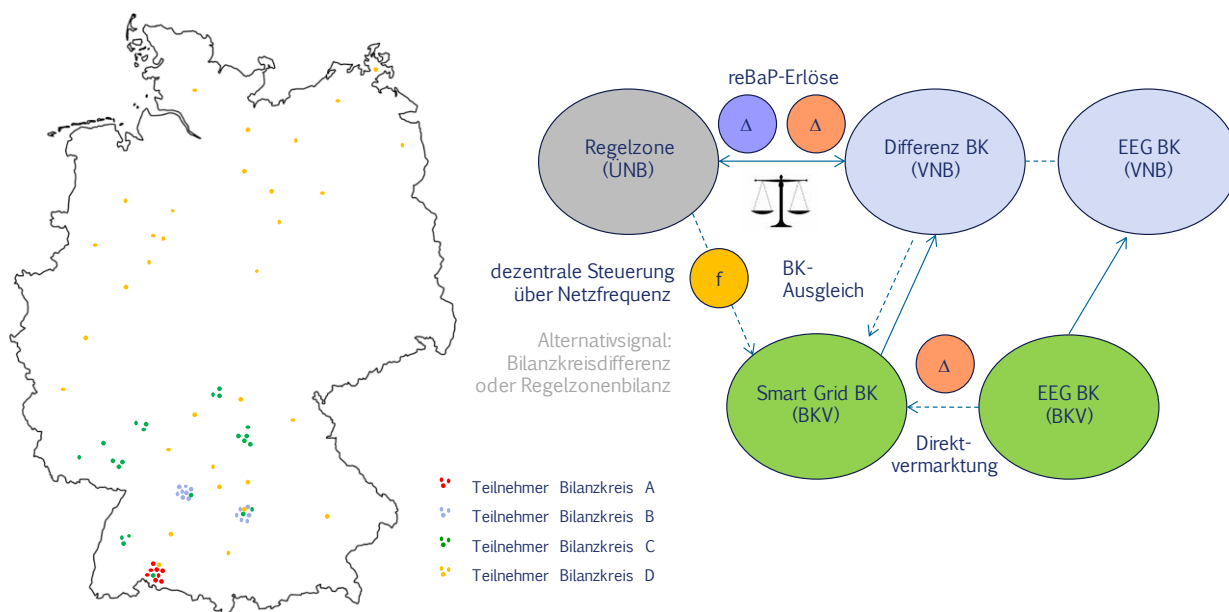


Abbildung 40: Vorschlag zur Gestaltung des Bilanzkreismanagements

9.5. Arbeitspaket 5: Sensitivität und Wirtschaftlichkeit I

In Phase 1 von SoLAR wird die Wirtschaftlichkeit zunächst nur im Rahmen des Mieterstrommodells betrachtet. In erster Näherung kann davon ausgegangen werden, dass sich die Wirtschaftlichkeit im Rahmen von Echtzeit-Tarifmodellen ähnlich gestaltet, wie beim Mieterstrom. Der Vorteil von Echtzeit-Tarifmodellen liegt im Wesentlichen darin, dass keine Kundenanlagen angesteuert werden müssen, sondern die Netzdienlichkeit aller Anschlussnehmer finanziell belohnt werden kann. Die mögliche Anzahl von Teilnehmern am Flexibilitätsmarkt wird dadurch signifikant erhöht und gleichzeitig der Aufwand für die Regelung reduziert, da der erhöhte Speicheraufwand für die Eigenversorgung entfällt und Strommengen sehr leicht zwischen den Teilnehmern verschoben werden können. Gleichzeitig entfällt die Tendenz zur Entsolidarisierung, die Eigenversorgungsmodellen angelastet wird.

9.5.1. Grundsätzliche Wirtschaftlichkeit

Das von den Stadtwerken Radolfzell erarbeitete Strompreismodell wurde überprüft und in das Auswertungsmodell der Simulationsergebnisse eingeführt (10% unter Grundversorgungstarif).

Als Eingangsparameter für die Wirtschaftlichkeitsanalyse wurden die Energiebedarfe und Erzeugungen der VD Simulation verwendet, insbesondere die EVR stellt einen wichtigen Parameter dar, welcher auf Sensitivität analysiert wurde. Als Vermarktungsmodell für Strom wurde das Mieterstrom-Modell angenommen.

Die Regulierung zum Mieterstrom verlangt, dass der zu zahlende Preis 90% des in dem jeweiligen Netzgebiet geltenden Grundversorgungstarifs auf Basis des Grund- und Arbeitspreises, nicht übersteigt. Aus diesem gesetzlich definierten maximalen Mieterstromtarif und der Stromgestehungskosten (inkl. der Umlagenbefreiung und direkter Förderung) der Lieferung ergibt sich eine *freie Marge* als Differenz. Die folgenden Berechnungen beziehen sich auf die Erhöhung der Marge gegenüber dem Referenzfall, und beziffern somit den Mehrwert einer Erhöhung der EVR durch intelligente Steuerungsmethoden.

Szenario 1

- Die Simulationsergebnisse für den Referenzfall ergeben einen gesamten Stromverbrauch von 103 MWh elektrisch jährlich, bei einer PV Erzeugung von 47 MWh und BHKW Stromerzeugung von 17 MWh. Der Eigenverbrauch (BHKW hat Vorrang vor PV im Eigenverbrauch) beträgt hierbei 59,5%.
- Die Simulationsergebnisse für den Fall mit Regelung der WP und BHKWs zeigen eine EVR von 72,5%, was einer Erhöhung um **13%** entspricht. Hierbei ändert sich der Strombezug der Wärmepumpen sowie die Erzeugung des BHKWs nicht relevant.
- Eine Erhöhung der EVR führt beim Mieterstrommodell prinzipiell zu einer Erhöhung der Wirtschaftlichkeit, soweit Verbrauch und Erzeugung konstant bleiben. Zudem müssen aber auch die durch das intelligente Energiemanagement veränderten Erzeugungswerte berücksichtigt werden.

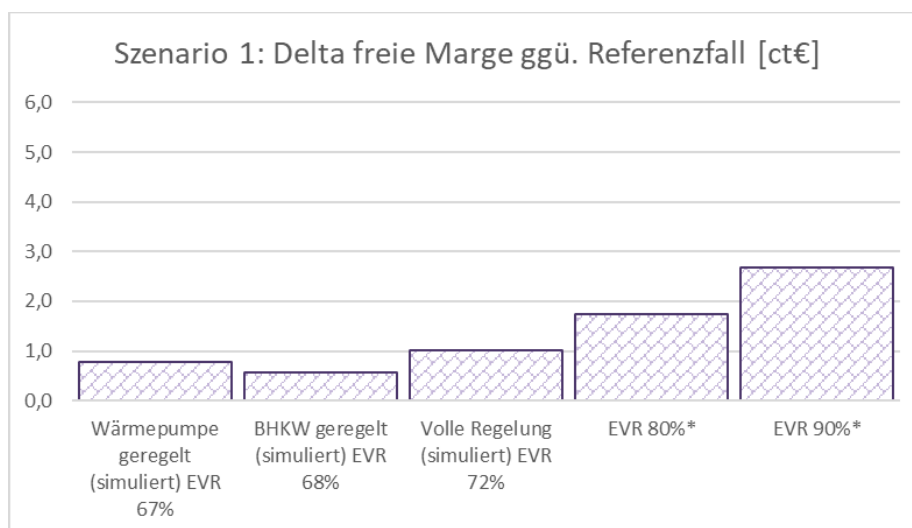


Abbildung 41: Zusätzliche Marge pro kWh im Vergleich zum Referenzszenario (reines Mieterstrommodell ohne Regelung)

*Extrapolierte Ergebnisse bei kontinuierlicher Erhöhung der EVR auf der Grundlage des Szenarios „Volle Regelung“.

- Drei weitere Extrapolationen, aufgrund von Szenario 2 sind für eine EVR von 70%, 80% und 90% aufgezeigt. Diese bieten eine perspektivische Betrachtung der Entwicklung der Marge, wenn sich basierend auf dem simulierten Szenario 2 die EVR bei gleichbleibendem Stromver-

brauch sowie Erzeugung weiter erhöht (z.B. durch intelligente Steuerung von Haushaltsgeräten). Eine tatsächliche Simulation dieser Regelung findet wie geplant in der Anschlussphase des Projekts statt.

- Die zusätzliche freie Marge zum nicht-geregelten, reinen Mieterstrommodell (Referenzszenario) beträgt, bei voller Regelung und somit einer EVR von 72%, 1,02 €cent/kWh. Bei einer extrapolierten EVR von 90% beträgt sie 2,68 €cent/kWh (weitere Flexibilitäten notwendig, da maximal erreichbare EVR mit WP und BHKW 77%).

Szenario 1				
EVR	59%	72%	80%	90%
Zusätzliche freie Marge [ct€]	0,00	1,02	1,74	2,68
Einsparpotential	- €	1.051 €	1.792 €	2.769 €
Jährlicher Stromverbrauch	103.147 kWh			

Tabelle 5: Prognostizierte Kosteneinsparungen pro Jahr bei konstant angenommenem Stromverbrauch für die Liegenschaft und Erhöhung der EVR

Szenario 2

- Die Simulationsergebnisse für den Referenzfall ergeben einen gesamten Stromverbrauch von 112 MWh elektrisch jährlich, bei einer PV Erzeugung von 71 MWh und BHKW Stromerzeugung von 47 MWh. Der Eigenverbrauch (BHKW hat Vorrang vor PV im Eigenverbrauch) beträgt hierbei 50,6%.
- Die Simulationsergebnisse für den Fall mit Regelung der WP und BHKWs zeigen eine EVR von 62,8%, was einer Erhöhung um **12,2%** entspricht. Hierbei ändert sich der Strombezug der Wärmepumpen nicht relevant, die Stromerzeugung des BHKWs reduziert sich wegen Teillastbetrieb auf 37 MWh.
- Eine Erhöhung der EVR führt beim Mieterstrommodell prinzipiell zu einer Erhöhung der Wirtschaftlichkeit, soweit Verbrauch und Erzeugung konstant bleiben. Zudem müssen aber auch die durch das intelligente Energiemanagement veränderten Erzeugungswerte berücksichtigt werden.

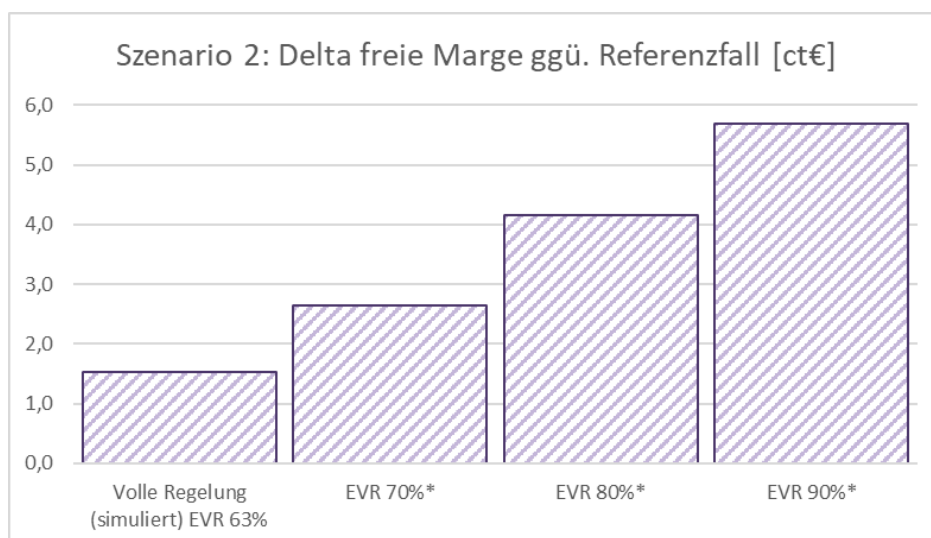


Abbildung 42: Zusätzliche Marge pro kWh im Vergleich zum Referenzszenario (reines Mieterstrommodell ohne Regelung)

*Extrapolierte Ergebnisse bei kontinuierlicher Erhöhung der EVR auf der Grundlage des Szenarios „Volle Regelung“.

- Drei weitere Extrapolationen, aufgrund von Szenario 2 sind für eine EVR von 70%, 80% und 90% aufgezeigt. Diese bieten eine perspektivische Betrachtung der Entwicklung der Marge, wenn sich basierend auf dem simulierten Szenario 2 die EVR bei gleichbleibendem Stromverbrauch sowie Erzeugung weiter erhöht (z.B. durch intelligente Steuerung von Haushaltsgeräten). Eine tatsächliche Simulation dieser Regelung findet wie geplant in der Anschlussphase des Projekts statt.
- Die zusätzliche freie Marge zum nicht-geregelten, reinen Mieterstrommodell (Referenzszenario) beträgt, bei einer angenommenen EVR von 63%, 1,54 €cent/kWh. Bei einer EVR von bereits 80% beträgt die zusätzliche freie Marge 4,16 €cent/kWh (Erschließung weiterer Flexibilität sind hier erforderlich, da maximal erreichbare EVR mit WP und BHKW 73%).

Szenario 2					
EVR	51%	63%	70%	80%	90%
Zusätzliche freie Marge [ct€]		1,54	2,64	4,16	5,68
Einsparpotential	- €	1.726 €	2.958 €	4.668 €	6.378 €
Jährlicher Stromverbrauch	112.256 kWh				

Tabelle 6: Prognostizierte Kosteneinsparungen pro Jahr bei konstant angenommenem Stromverbrauch für die Liegenschaft und Erhöhung der EVR

Der Berechnung zugrunde liegen die energetische Werte aus dem VD, die Annahmen der Erhöhung der EVR, sowie eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung auf Basis von LCOE, und gesetzlich aktuell geltenden Umlagen und Förderungen.

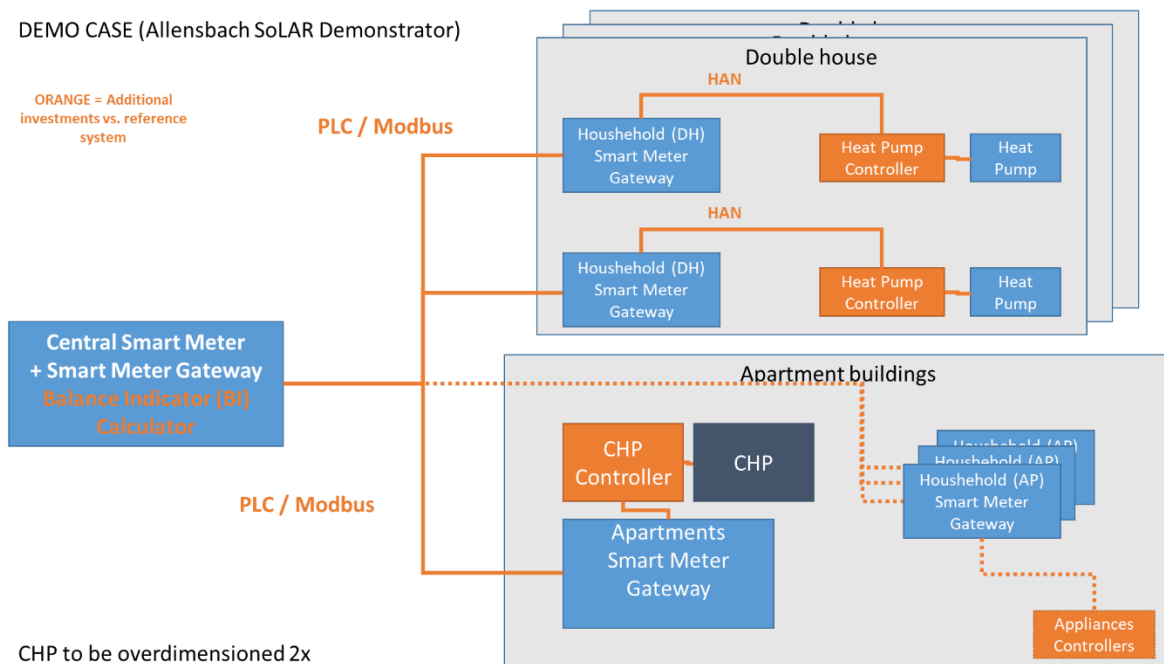


Abbildung 43: Zusätzliche Investitionen zur Verschaltung des Demonstrators (in Orange dargestellt) mit dem intelligenten Regelsystem

Eine Schätzung der Mehrkosten für die intelligente Regelung wurde für 3 Reife-Szenarien durchgeführt. Diese sind in Tabelle 8 abgebildet. Die Kosten basieren auf Erfahrungswerten des ISC, EIFER und

ESG und stellen eine erste Grobschätzung dar. Der Mehraufwand entsteht durch Erhöhung der Leistung des BHKW für den Smart Grid-Betrieb und der Implementation der Ansteuerung der Flexibilitäten im Netz, am BHKW und in allen Haushalten, siehe Abbildung 43.

Die 3 betrachteten Reife-Szenarien sind:

Demo: Aufwandsabschätzung für die Implementation in SoLAR

Übertragung: Aufwandsabschätzung bei serienmäßiger Kopie von SoLAR

Zielszenario: Aufwandsabschätzung bei vollständiger Integration des Systems in die Geräte

Es wird erwartet, dass mindestens eine EVR von 70% erreicht wird. Das erklärte Ziel von SoLAR ist, eine EVR von ca. 90% zu erreichen. In Tabelle 7 gut zu erkennen ist, dass bei einer Amortisationszeit von 20 Jahren eine positive Bilanz zu erwarten ist, da die Zusatzkosten von 2,83 ct/kWh bei einer Übertragung des Demosystems auf kommerzielle Projekte bereits sehr nahe der Zusatzmarge von 2,64 ct/kWh für 70% EVR liegt. Dies ist in Phase 2 des Projektes detaillierter zu verifizieren.

Wird das perspektivische Technologieziel hinsichtlich der Kosten und der EVR erreicht, entstehen lediglich Zusatzkosten von 0,53 ct/kWh bei einer Zusatzmarge von 5,68 ct/kWh – die Energiebezugskosten verringern sich im Zielszenario, auf 20 Jahre gerechnet, somit um über 5 ct/kWh.

Szenario	Demo	Übertragung	Zielszenario
Summe Zusatzinvest (CAPEX)	47.800 €	22.550 €	11.850 €
Zusätzliche jährliche Wartungskosten (OPEX)	4.200 €	2.050 €	- €
Zusatzkosten pro kWh über 10 Jahre	8,00 ct/kWh	3,83 ct/kWh	1,06 ct/kWh
Zusatzkosten pro kWh über 20 Jahre	5,87 ct/kWh	2,83 ct/kWh	0,53 ct/kWh
Zusatzkosten pro kWh über 30 Jahre	5,16 ct/kWh	2,50 ct/kWh	0,35 ct/kWh
Zusatzkosten pro kWh über 40 Jahre	4,81 ct/kWh	2,33 ct/kWh	0,26 ct/kWh
Zusatzkosten pro kWh über 50 Jahre	4,59 ct/kWh	2,23 ct/kWh	0,21 ct/kWh

Tabelle 7: Zusatzkosten verschiedener Reife-Szenarien über unterschiedliche Laufzeiten (Szenario 2)

Die höheren Kosten in der Demophase werden für die Kunden durch die Förderung im Rahmen des Projektes kompensiert. Es ist weiterhin davon auszugehen, dass die initial angesetzten Betriebskosten von 4.200 Euro pro Jahr für die Demonstration sich nach einiger Zeit deutlich reduzieren.

Die angegebenen Werte wurden ohne Verzinsung und Preissteigerungen berechnet.

	Demo Case	Replication Case	Target Case
Category	Item	Item	Item
Central infrastructure & communication	BI Calculation Unit connected to Smart Meter	BI Calculation Unit connected to Smart Meter	BI Calculation Unit connected to Smart Meter with integrated PLC Modem
	BI Communication Modem (PLC) Installation	BI Communication Modem (PLC) Installation	Installation
	Maintenance / year	Maintenance / year	Maintenance / year
	BI Calculation Unit connected to Smart Meter	BI Calculation Unit connected to Smart Meter	BI Calculation connected to Smart Meter with integrated communication Modems (CAN and HAN)
Home infrastructure & communication	BI Communication Modem CAN (PLC)	BI Communication Modem CAN (PLC)	Integrated controller in devices
	BI Communication Modem HAN (PLC)	BI Communication Modem HAN (PLC)	BI Adapter per device
	BI Converter per device	BI Converter per device	-
	PLC Adapter per device Installation	PLC Adapter per device Installation	Installation
Additional Technology Capacities	Maintenance / year	Maintenance / year	Maintenance / year
	CHP overdimensioning with factor 2	CHP overdimensioning with factor 2	CHP overdimensioning with factor 2
Total for 20 homes incl. central infrastructure			
Total additional investments (Delta CAPEX)	47.800,00 €	22.550,00 €	11.850,00 €
Total additional operation costs per year (Delta OPEX)	4.200,00 €	2.050,00 €	- €
CAN	Community Area Network: between household and low voltage major distribution		
HAN	Home Area Network: between household smart meter and separate devices		
Demo Case	SoLAR Demonstrator site with experimental and operational equipment. Inclusion of development and installation costs		
Replication Case	Replication of the Allensbach Demonstrator to another site: transfer of some hardware, cost reductions assumed due to small development costs and lessons learned in Demo Case		
Target Case	Economies of scale, each device includes controllers; over costs are only given by the price difference from the manufacturers		

Estimates by ISC, EIFER & ESG, as of 14.02.2019. Figures are to be validated yet.

Tabelle 8: Mehrkosten für das Energiemanagement

10. Nutzen, insbesondere praktische Verwertbarkeit der Ergebnisse und Erfahrungen; Konzept zum Ergebnis- und Forschungstransfer auch in projektfremde Anwendungen und Branchen

Wesentliches Ziel zur Verwertung der Ergebnisse des Projektes „SoLAR“ ist es, die notwendigen technischen und vertraglichen Rahmenbedingungen zu evaluieren und zu definieren, um im Projektabschluss das Konzept kommerziell zur Marktreife bringen zu können. Kann die technische Machbarkeit, Stabilität im Netz und Wirtschaftlichkeit erfolgreich demonstriert werden, können die beteiligten Stadtwerke und Energieversorger im Anschluss an das Projekt beginnen, entsprechende Investitionen in die erforderlichen Technologien und Abläufe zu tätigen, um das Konzept in die kommerzielle Umsetzung zu bringen. Die Übertragbarkeit ist in ganz Deutschland und darüber hinaus gegeben. Der erfolgreiche Abschluss der Phase 1 des Projektes war dafür ein wichtiges Zwischenziel. Die Erreichbarkeit der Ziele konnte simulativ nachgewiesen werden.

In Anschlussprojekten nach der Phase 2 sollen, gemeinsam mit den Bürgern, dem örtlichen Gewerbe, Unternehmen der Energiewirtschaft und der Politik, Kommunikations- und Vermarktungskonzepte erarbeitet und realisiert werden, die die Transformation des Energiesystems auf Basis des Konzeptes ermöglichen und beschleunigen und die regionale Wertschöpfung und die finanzielle und energetische Unabhängigkeit der Region und des Landes erhöhen.

Das Verfahren zur Regelung der Komponenten im Smart Grid basiert auf einer Weiterentwicklung des Verfahrens der Easy Smart Grid GmbH (ESG), Karlsruhe, das durch Europäische und US-Patente geschützt ist (EP 2875560, Deutsches Patent 502012008518.7). ESG sichert den Projektpartnern zu, zur weiteren Vermarktung entsprechende Lizenzen gegen marktübliche Gebühren zur Verfügung zu stellen. Der Pilotcharakter des Projektes und die besonderen Vorleistungen der Partner werden dabei berücksichtigt.

Die Ergebnisse des Projektes werden u.a. über die Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg e.V. allgemein kommuniziert und sollen im Anschluss an das Projekt interessierten Nutzern im Detail zur Verfügung gestellt werden. Die Nutzung der Ergebnisse soll diskriminierungsfrei gegen einen marktüblichen Preis zur Gewährung der notwendigen Lizenzen zu den im Projekt und im Vorfeld erarbeiteten Schutzrechten ermöglicht werden.

Die Partner im Projekt „SoLAR“ möchten zeigen, wie zukünftige Angebote für gewerbliche und private Kunden Mehrwert für alle Parteien schaffen können:

- Bessere Auslastung, angemessenere Entgelte sowie geringeres Ausfallrisiko für Netzbetreiber
- Verbesserte Einbindung von Strom und Wärme aus erneuerbaren Energien und KWK-Anlagen sowie die Nutzung der Flexibilitäten in örtlichen Liegenschaften zum Ausgleich volatiler Erzeugung, und darauf basierende innovative Vertriebs- und Contracting-Lösungen für Energieversorger
- Erweiterung bestehender Kompetenzen zur Übernahme zusätzlicher Verantwortung und damit verbundener Wertschöpfung als Systemanbieter und –Optimierer
- Interessante Forschungsthemen zur Optimierung der Technologie und Möglichkeit zum Angebot von Beratungsleistungen an Unternehmen für Forschungsinstitute

Die weitere Verwertung wird nach Abschluss des Projektes auf Basis des Kooperationsvertrages und bestehender sowie entstandener Schutzrechte unter den Partnern geregelt.

Im Detail bieten sich folgende Verwertungsmöglichkeiten:

als Netzbetreiber:

- besondere Netzentgelte für Verbraucher und Prosumer mit besonderer Netzdienlichkeit auf Basis der ESG-Technologie, mit dem Ergebnis einer besseren Netzauslastung um mindestens den Faktor 2 und erhöhter Ausfallsicherheit

als Energieversorger:

- Strom und ggf. Wärme auf der Basis von erneuerbaren Energien und KWK aus lokalen Anlagen, die mit der ESG-Technik ins Netz eingebunden sind
- Contracting-Lösungen auf Basis der ESG-Technik

als Systemanbieter:

- Komplettanlagen und Komponenten für Betriebe, Gebäude und Liegenschaften mit Einbindung ins Netz der allgemeinen Versorgung bzw. interner Optimierung über ESG-Technik
- iMSys-Systeme zur Generation eines Balance-Indikators als Broadcast-Preissignal auf Basis von Netzzustandsparemtern
- Mess- und Auswertungssysteme zur Bestimmung der Flexibilitätsreserve zur Nachfrageindikation auf Basis des Betriebszustandes von Kundenanlagen und zugehörigen Speichern
- Steuergeräte zur Schaltung und Regelung von Kundenanlagen auf Basis des Balance-Indikators
- Lizenzen für Algorithmen und Software, die im Demoprojekt entwickelt wurden, an Hersteller von Messsystemen, Steuerungen, Geräten und Anlagen
- Lizenzen zur Nutzung der im Demoprojekt entwickelten Smart Grid-Technologie durch Netzbetreiber und Energieversorger
- Beratungsleistungen und Vorlagen für die Erstellung von Spezifikationen und Vertragsunterlagen
- Beratungsleistungen hinsichtlich Regulation und Normierung

als Forschungsinstitut:

- Publikationen und Konferenzbeiträge mit innovativen Ansätzen zu den Themen Smart Grid und Netzsystemdienstleistungen
- Methoden und Algorithmen zur technisch und wirtschaftlich optimalen Auslegung von Smart Grids und Flexibilitäten
- Kommunikative Unterstützung und Visualisierungswerkzeuge, um abstrakte Effekte von Regelkonzepten besser darstellen zu können
- Unterstützung bei der Bildung von Netzwerken zu den Themen Smart Grid und Netzsystemdienstleistungen

11. Erfolgte oder geplante Veröffentlichung der Ergebnisse

Das Projekt SoLAR wurde während der ersten Projektphase zu mehreren Gelegenheiten einer interessierten Öffentlichkeit mit dem jeweils erreichten Ergebnisstand präsentiert.

- Energiewelten, Konstanz, 13.05.2018
- 4. Dialogplattform Power-to-Heat, Berlin, 11. und 12.06.2018
- C/Sells Partizipationszelle Allensbach „Ich bin Zukunft“, Solarboot Helio, 20.09.2018
- Spatenstich „Wohnen in Allensbach“ (Liegenschaft SoLAR), 27.11.2018
- Innovationstagung der Randenkommision, Konstanz, 28.11.2018
- Smart Grids-Kongress, Fellbach, 03.12.2018
- E-world (Roll-Up am devolo Stand), Essen, 05. und 06.02.2019
- Kongress „Energieautonome Kommunen“, Freiburg, 07. und 08.02.2019
- 2nd ForDigital Workshop on Local Energy Markets, KIT, Karlsruhe 05.03.2019
- Statuskolloquium Umweltforschung, Fellbach, 19.03.2019
- C/Sells Partizipationszelle Allensbach „Expertendialog Energiezukunft“, 13.05.2019

Im Rahmen der 2. Projektphase sind weitere Veröffentlichungen geplant, u.a.

- 4th Annual Conference in Energy Storage & Its Applications, Southampton, UK, 09. und 10.07.2019: Keynote Speech “Intelligent local energy management: driving the energy transition in Germany from the bottom-up”
- 5. Dialogplattform Power-to-Heat, Berlin, 12.09.2019
- Energy Modelling Platform for Europe (EMP-E) Conference 2019, Brüssel, 08. und 09.10.2019: “Modelling the implementation of A Clean Planet For All Strategy”