

Forschungsbericht BWPLUS

SoLAR - Smart Grid ohne Lastgangmessung Allensbach Radolfzell, Teil 2

von

Stefan Werner¹, Adrian Minde¹, Enrique Kremers²

¹ISC Konstanz – International Solar Energy Research Center Konstanz

²EiFER Europäisches Institut für Energieforschung EDF-KIT EWIV

Förderkennzeichen: BWSGD 19003-19004

Laufzeit: 16.07.2019 - 30.06.2022

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

September 2022



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

Durchführungszeitraum: 16.07.2019 - 30.06.2022

Vertragspartner

ISC research
 for a sunny future
 Gesamtprojektleitung
 BWSGD 19003

eifer
 virtuelle Demonstration
 BWSGD 19004

kaufmann
bau.com
 Liegenschaft

Assoziierte Partner

Easy
Smart
Grid
 GmbH

EnergieDienst

stadtwerk
haßfurt

SWT

WEIDER
 WÄRMEPUMPEN

B/S/H/
 BSH HAUSGERÄTE GMBH

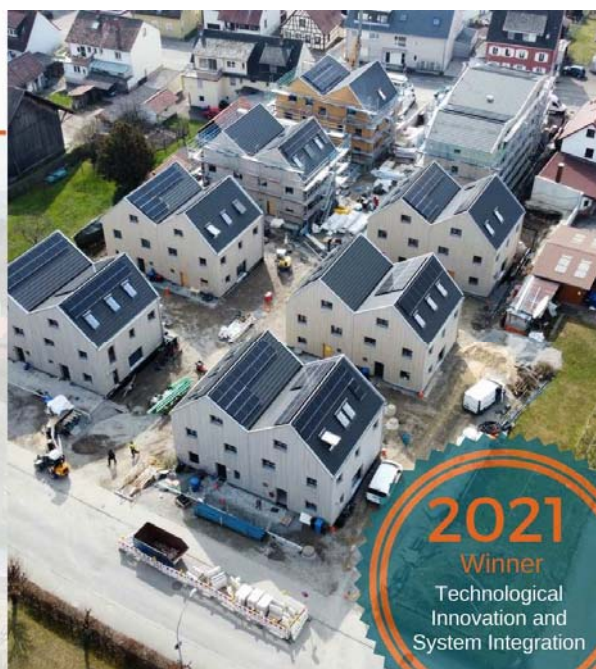
energiwerkstatt
 Innovationen für Wärme und Strom

GOOD PRACTICE OF THE YEAR Renewables Grid Initiative

SoLAR
 by SoLAR Allensbach Consortium

“Grid operators are still quite conservative – for good reasons. Energy system transition must not lead to breakdowns. Still, it has to be massively accelerated to prevent a climate catastrophe. So, we are extremely happy with the jury’s vote, valuing our contribution. Let’s get in touch with each other and speed it up,”

Stefan Werner
 SoLAR initiator and coordinator for ISC Konstanz





Unter Bezug auf die Verwaltungsvorschrift des Umweltministeriums Baden-Württemberg vom 3. März 2015 über die Förderung von Demonstrationsprojekten „Smart Grids und Speicher Baden-Württemberg“, Geltungsdauer der Verwaltungsvorschrift: 26.03.2015 – 31.12.2019

Stand: 30.09.2022

Inhaltsverzeichnis

1	Kurzbeschreibung inkl. Forschungsergebnisse	5
2	Projektbeschreibung	6
2.1	Motivation und Hintergründe	6
2.2	Aufgabenstellung.....	7
2.3	Stand von Wissenschaft und Technik, an den angeknüpft wurde	9
2.4	Zwischenzeitliche Fortschritte auf dem Gebiet Smart Grids bei anderen Stellen.....	13
2.5	Kooperationspartner SoLAR Phase 2.....	17
2.5.1	Vertragspartner	17
2.5.2	Assoziierte Partner.....	19
2.5.3	Weitere Partner	24
2.6	Koordination und Ablauf des Vorhabens	26
2.7	Datenerhebung und Einbezug der Bewohner	30
2.8	Veröffentlichungen und Foren	33
3	Ergebnisse	38
3.1	Theoretisch-simulative Untersuchungen	38
3.1.1	Liegenschaft „Dübelhölzle“ als Netzzelle.....	38
3.1.2	Virtueller Demonstrator	41
3.1.2.1	Architektur des Virtuellen Demonstrators	42
3.1.2.2	Export und API	43
3.1.2.3	Modellierung von Haushaltsgeräten	44
3.1.2.4	Ladepunkte für Elektromobilität.....	46
3.1.2.5	Export der Stand-Alone-Version des Virtual Demonstrator	49
3.1.2.6	Rechnerinfrastruktur	50
3.1.2.7	Extrapolation auf höhere Ebenen.....	50
3.1.3	Schrittweise Umsetzung des Regelkonzeptes	52
3.1.4	Simulationsrahmendaten	56
3.1.5	Simulationsergebnisse	57
3.1.5.1	Erhöhung des Eigenverbrauchs und Netzentlastung.....	58



3.1.5.2	Stabilitätsnachweis	63
3.1.5.3	Resilienz	65
3.1.5.4	Engpassmanagement auf Niederspannungsebene	66
3.1.5.5	Wirtschaftlichkeit.....	68
3.1.5	Fazit aus Sicht der virtuellen Demonstration	69
3.1.7	Ausblick – Digitaler Zwilling mit Echtzeitkopplung an den realen Demonstrator	70
3.2	Praktische Umsetzung	71
3.2.1	Quartierstrom, Messstellenbetrieb	71
3.2.2	Implementation IKT, MSR-Technik	72
3.2.3	Einbindung und Betrieb der Geräte.....	74
3.2.3.1	BHKW	74
3.2.3.2	Wärmepumpen	77
3.2.3.3	Ladestationen.....	80
3.2.3.4	Haushaltsgeräte	81
3.2.4	Integration des Algorithmus in die Gerätesteuerung.....	82
3.3	Integration in das Energiesystem	85
3.3.1	Dynamische Stromtarife	88
3.3.2	Regelenergie	90
3.3.3	Das Verteilnetz als übergeordnete Netzzelle	94
3.3.4	Engpass-Management	97
3.3.5	Einbindung in das Bilanzkreismanagement	98
3.3.6	Zellulares Energiesystem der Zukunft	101
4	Fazit und Ausblick.....	102
	Quellen	104
	Abbildungen	107
	Tabellen	109
	Bestätigung des koordinierenden Projektpartners.....	110



1 Kurzbeschreibung inkl. Forschungsergebnisse

Das Projekt SoLAR in Allensbach am Bodensee wurde im Rahmen des Förderprogramms „BWPLUS: Demonstrationsprojekte Smart Grids und Speicher Baden-Württemberg“ in zwei Teilprojekten vom 02.05.2018 bis 30.04.2019 (Phase 1, Machbarkeitsstudie) und 15.07.2019 bis 30.06.2022 (Phase 2, Realumsetzung) durchgeführt. Es demonstriert die Möglichkeiten intelligenter Sektorkopplung im Rahmen der Energiewende. Durch ein dynamisches Echtzeit-Preissystem auf der Basis von Netzzustandsgrößen können flexible Geräte jeder Art, Leistung und Verfügbarkeit als „virtuelle Batterien“ eingesetzt werden. Der Ansatz löst damit das Hauptproblem der Transition: die nicht an herkömmliche Verbrauchsprofile angepasste und volatile Verfügbarkeit erneuerbarer Energien. Die Kosten für Energiespeicherung und Netzausbau werden minimiert, bei gleichzeitiger hoher Verfügbarkeit und Sicherheit sowie geringer Komplexität des Systems.

Das Projekt ging aus einer Initiative engagierter Allensbacher Bürger (Lokale Agenda 21) hervor und wurde von renommierten Forschungsinstituten und Unternehmen getragen. Geförderte Vertragspartner in Teil 2 sind das ISC Konstanz und das Europäische Energieforschungsinstitut, EIFER, in Karlsruhe. Die Demonstration erfolgt in einer neu errichteten Liegenschaft der Firma Kaufmann Bau / ALET Immobilien-Besitz-GmbH mit 22 Wohneinheiten in 12 Doppelhaushälften und 2 Mehrfamilienhäusern sowie einem Bestandsgebäude mit 3 Wohneinheiten. Gesteuert werden ein BHKW, 12 Wärmepumpen, diverse Haushaltsgeräte sowie Ladestationen für Elektrofahrzeuge. Das gemeinsame Stromnetz der Gebäude ist als Kundenanlage angelegt und wird im Rahmen eines Mieter-/Quartierstrommodells durch die Energiedienst AG, Rheinfelden, betrieben. Die Technologie zur intelligenten Sektorkopplung beruht auf einem Patent der Easy Smart Grid GmbH, Karlsruhe [WALTER 2012].

Im Projekt konnte nachgewiesen werden, dass die Eigenverbrauchsrate in der Liegenschaft mit Wohngebäuden, als Repräsentanz einer Netzzelle, durch intelligente Sektorkopplung mit dynamischen Preissignalen aus dem Netzzustand signifikant gesteigert und die Netzbelastung deutlich verringert werden kann. In den Untersuchungen konnte – ohne Berücksichtigung von Batteriespeichern – eine Erhöhung der Eigenverbrauchsrate von 55% auf 73% und eine Reduktion des Spitzenlastbedarfes von 86 kW auf 50 kW (- 41%) erreicht werden. Im Rahmen einer erweiterten Netzzelle, in der z.B. Fahrzeuge auch tagsüber (am Arbeitsplatz) geladen werden können, in der Windkraft vorhanden ist und in der zusätzliche Flexibilitäten aus Gewerbe und Industrie genutzt werden können, ist mit einer noch deutlich höheren Eigenverbrauchsrate zu rechnen.

Die Untersuchungen zeigen grundsätzlich, dass das System auch auf höheren Netzebenen, z.B. in einem ganzen Verteilnetz, anwendbar und wirtschaftlich ist. In diesem Zusammenhang werden auch Ansätze für ein neues dynamisches Tarifsysteem vorgeschlagen, das intelligente Sektorkopplung generell ermöglicht und den volks- und betriebswirtschaftlichen Nutzen maximiert. Damit werden die Klimaziele von Baden-Württemberg und Deutschland unterstützt und der Regulierungsvorgabe der EU entsprochen, den Kunden als Prosumer ins Zentrum der Energiewirtschaft zu stellen und die optimale Koordination von flexiblen Verbrauchern und Erzeugern durch dynamische Stromtarife zu gewährleisten.

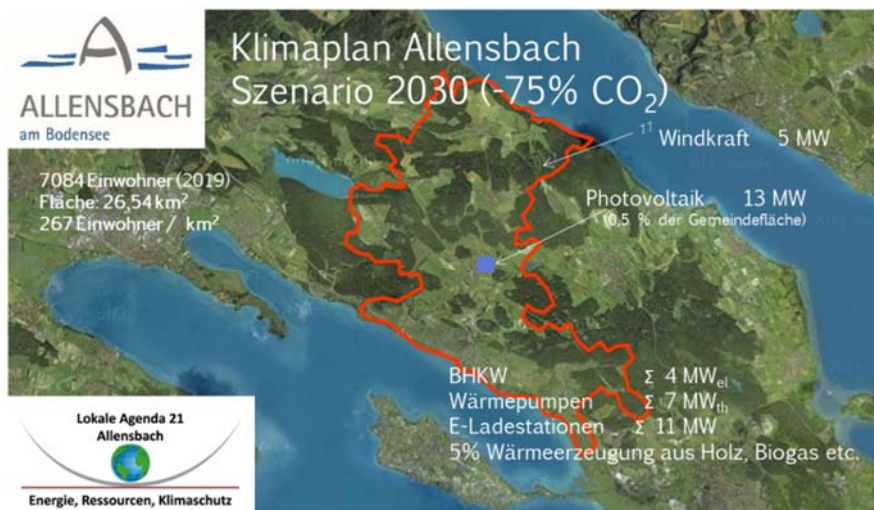
Die in SoLAR erprobte und weiterentwickelte Technologie hat einen Reifegrad von TRL 7 erreicht und ist Kristallisationspunkt für weitere Projekte in Vorbereitung, in denen die Technologie auf höheren Ebenen in das Energiesystem eingebettet und zur kommerziellen Reife entwickelt werden soll.

2 Projektbeschreibung

2.1 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. 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.

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 bis 2020 zu halbieren. Die Zielsetzung nahm die Klimaziele des Landes, des Bundes und der Europäischen Union vorweg. Die Gemeinde Allensbach unterstützte daher die Planung und Umsetzung des Projektes SoLAR, dass durch die Lokale Agenda 21 initiiert wurde. In Anbetracht der Tatsache, dass die bisherigen Ziele nicht erreicht wurden und die bisherige Zielformulierung nicht mehr ausreichend war, um das 1,5 °C-Ziel der Pariser Klimakonferenz COP 21 von 2015 zu erreichen [SRU 2022], hat die Gemeinde am 21.09.2021 einen Klimaplan [GEMEINDE ALLENSBACH 2021] beschlossen, der eine Reduzierung des CO₂-Ausstoßes in der Gemeinde um 75% in der Zeit von 2020 bis 2030 vorsieht und mit konkreten Maßnahmen unterfüttert. Die Formulierung des Klimaplanes basiert weitgehend auf den Ergebnissen, die im Laufe des Projektes gewonnen wurden.



Preisverleihung 2010
 „Klimaneutrale Kommune“



C/Sells 2020
 „Partizipationszelle“

Abbildung 1: Klimaplan der Lokalen Agenda 21 und Klimaaktivitäten der Gemeinde Allensbach

In Allensbach gab es vor der Projektplanung mehrere Ansätze, in Form von 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 oder nur für größere Anlagen und Liegenschaften wirtschaftlich zu realisieren. Oft wird die Netzauslastung dabei auch nicht speziell berücksichtigt. Favorisiert wurde eine Lösung, in der das Stromnetz von allen Teilnehmern zum Ausgleich von Energiemengen genutzt werden kann, und die zugleich das Netz entlastet. Diese Lösung sollte aber einfach, sicher und kostengünstig sein. Das Verbundprojekt sollte einen innovativen Lösungsansatz dazu demonstrieren.

Zum Zeitpunkt der Ideenfindung war die Liegenschaft, die als Pilot genutzt werden sollte, in Planung. Der Investor ALET-Immobilien-Besitz GmbH, der später von der Firma Kaufmann Bau übernommen wurde, konnte für das Projekt interessiert werden. Mit der Easy Smart Grid GmbH (ESG) wurde ein Unternehmen als assoziierter Partner gefunden, das eine Technologie bereitstellen kann, die den Anforderungen entspricht. Als Antragssteller und zur konkreten Umsetzung des Projektes wurden das ISC Konstanz und das Europäische Energieforschungsinstitut, EIFER, aus Karlsruhe gewonnen. In der ersten Projektphase wurde SoLAR zudem von den Stadtwerken Radolfzell als geförderter Partner begleitet. In der Realisierung übernahm dann die Energiedienst AG aus Rheinfelden die Aufgabe des Contractors und Lieferanten als assoziierter Partner. Die ALET-Immobilien-Besitz GmbH bzw. Kaufmann Bau wurden Vertragspartner ggü. dem Fördergeber, um die Umsetzung sicherzustellen.

2.2 Aufgabenstellung

Das Verbundprojekt sollte wichtigen Beitrag zur Erreichung der Klimaschutz-Ziele 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 wurde 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 angeschlossen sind, nachgewiesen werden kann.

Anhand des besonderen Modellcharakters von Allensbach wurde ein Ansatz demonstriert, der in allen Siedlungsgebieten mit überwiegend Wohngebäuden und Kleingewerbe wirtschaftlich angewendet werden kann. Dabei wurde eine kommerziell bereits verfügbare Lösung getestet, die sich noch in einer frühen Phase der Umsetzung befand. In der Demonstration wurde dieser Ansatz hin zu einem Technologiereifegrad von TRL 7 entwickelt und kann im Anschluss inhaltlich und methodisch leicht auf ähnliche Situationen adaptiert und zur Serienreife (TRL 9) entwickelt werden.

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

Folgendes sollte im Einzelnen nachgewiesen werden:

1. Verbesserte Nutzung der vorhandenen Netzkapazität
 - a. Das vorhandene Stromnetz kann mindestens 200 % mehr Elektrizität transportieren als aktuell.



- b. 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
 - c. Durch die zusätzliche Sektorkopplung Strom-Mobilität mit Lastmanagement können insgesamt regenerative Energien in der Größenordnung von 120 % bis 170 % des bisherigen Strombedarfes eingebunden werden
2. Verzicht auf teure Speichertechnologie durch Sektorkopplung
- a. 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.
 - b. 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.
3. Geringe Investition zur Ertüchtigung vorhandener Netze
- a. 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 heutigen 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.
 - b. 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.
 - c. 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.
4. Hoher Datenschutz für den Endverbraucher und hohe Datensicherheit
- a. Da zur Steuerung nur physikalische Netzgrößen und allgemeine Broadcast-Signale (Balance Indicator), die über das Stromnetz übertragen werden, genutzt werden, ist eine maximale Sicherheit gegen Angriffe auf die Kommunikationsstruktur gegeben.
 - b. 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.



5. **Erweiterte Netzkontrolle und Netzstabilität**
 - a. Im Rahmen des neuartigen Smart Grid-Ansatzes können Netz-Systemdienstleistungen erbracht werden: Engpassmanagement, Spannungshaltung, Frequenzstabilisierung und Versorgungswiederaufbau.
 - b. 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.

Es sollte gezeigt werden, dass durch das Regelkonzept auf teuren Netzausbau und neue Netzbetriebsmittel in vielen Fällen verzichtet werden kann. Im Rahmen des Projektes sollen zudem Spezifikationen und Vertragsvorlagen entworfen und allgemein zur Verfügung gestellt werden, die die kommerzielle Umsetzung des Konzeptes ermöglichen. Das Projekt sollte damit dazu beitragen, offene Fragen zu beantworten und die notwendigen Informationen zur Verfügung zu stellen, um den neuen Lösungsansatz erstmals am Markt einführen zu können. Weiterhin sollen im Projekt Möglichkeiten zur Optimierung des Systems in einem zukünftigen regulatorischen Umfeld dargestellt werden.

2.3 Stand von Wissenschaft und Technik, an den angeknüpft wurde

Erste umfangreiche Untersuchungsergebnisse zu Smart Grid Systemen und damit zur intelligenten Vernetzung in der Stromversorgung lagen vor Beginn des Projektes vor, z.B. aus dem E-Energy-Programm des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi 2014). Parallel zum Projekt fanden 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 beteiligten sich an SINTEG mit dem Projekt „C/sells“, das ein großflächiges Schaufenster in der Modellregion „Solarbogen Süddeutschland“ darstellt (REUTER et al. 2016). Mit der Digitalisierung der Infrastrukturen (Erzeugung, Verteilung, Speicherung, Liegenschaften) sollte Massenfähigkeit in dezentralen Strukturen erreicht und damit ökologische Fortschritte und ökonomische Wertschöpfung erzielt werden. Mit C/sells sollte das erste überregionale, einsatzfähige Smart Grid in Deutschland entstehen. Technischer Kernpunkt von C/Sells war ein Infrastruktur-Informationssystem (IIS), über das der Austausch von Energie auf lokaler und regionaler Ebene gesteuert werden sollte.

SoLAR stellte 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 sollte 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 sollte somit ein einfaches System an die Hand gegeben werden, das die Kosten für Speicher und Netzausbau im Zuge der Energiewende durch Aktivierung möglichst vieler Flexibilitäten minimiert. Während bekannte Studien (DENA 2012) davon ausgehen, dass dieser Ansatz aufgrund hoher Kosten für IKT und Implementierung nicht wirtschaftlich ist, sollte (und konnte) das Erreichen der Wirtschaftlichkeit durch Minimierung der Transaktionskosten demonstriert werden. Im Rahmen der Projektvorbereitung für SoLAR wurde Allensbach als eine von drei „Partizipationszellen“ für C/sells in Baden-



Württemberg ausgewählt. Ziel war, die Bevölkerung über die Ziele der Energiewende und die Möglichkeiten von Smart Grids zu informieren, sie in Ideenfindungs- und Entscheidungsprozesse einzubinden und als Teilnehmer an der Energiewende zu aktivieren. C/sells und SoLAR waren über diese Schnittstelle während der Projektlaufzeiten eng verbunden. Beim Abschlusskongress zu SINTEG in Berlin am 19.05.2022 [BMWK 2022] nahm Stefan Werner als Vertreter der Lokalen Agenda 21 in Allensbach am Panel zum Thema „Partizipation“ teil und konnte so auch über SoLAR berichten.

Verschiedene Forschungseinrichtungen, Energieversorger und Stadtwerke beschäftigten sich zum Zeitpunkt der Projektplanung konkret mit der Umsetzung der Einbindung des Wärmesektors, insbesondere der KWK, in die Strommärkte. Die umgesetzten Maßnahmen stellen auch heute noch weitgehend den Status Quo im Energiemarkt dar. 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 Elektroheizern arbeiten und dadurch sowohl positive als auch negative Regelleistung 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 waren und sind recht hoch, so dass die Implementierung von Anlagen unter 100 kW in virtuelle Kraftwerke kaum durchgeführt wurde.

Nicht berücksichtigt werden bei der Bereitstellung über die Märkte meist örtliche Kapazitätsbegrenzungen in den Netzen, die der Verteilnetzbetreiber (VNB) kompensieren muss. Lösungsvorschläge zum Zeitpunkt der Antragstellung, z.B. untersucht im Netzlabor Boxberg der Netze BW [GRATENAU et al. 2015], sahen zum Zeitpunkt der Projektplanung dabei ein Quotensystem mit der Bereitstellung von Gleichzeitigkeitsfaktoren (GLZF) für die diversen Netzabschnitte und die Anfrage regionaler Lastzuschaltung (Wärmestrom) durch den VNB je nach Wetterprognose an die Energieerzeuger vor. Abbildung 2 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.

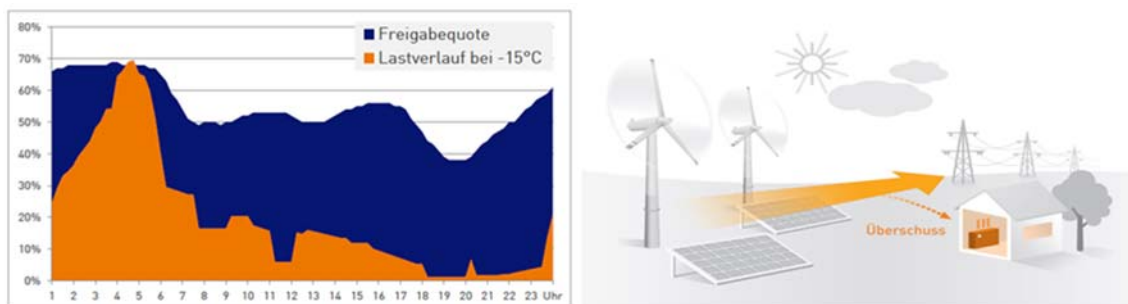


Abbildung 2: Ermittlung von GLZF zur Netzfreigabe und regionale Lastzuschaltung auf Anfrage des VNB [GRATENAU ET AL. 2015]

Ziel des Forschungsprojektes "ENERGIE" unter der Leitung der SWK Netze [SCHILD 2016] war es, den Netzzustand im Niederspannungsnetz mit nur wenigen Messstellen in „Echtzeit“ zu ermitteln. Die dort und in ähnlichen Projekten gefundenen Lösungen bilden eine gute Ergänzung für das Steuerkonzept des SoLAR-Projektes.



Verschiedene Untersuchungen beschäftigten sich auch mit neuen Marktmodellen, die den Wandel des Stromsystems durch Anpassung insbesondere der Netzentgelte im Fokus hatten. Eine Studie der Jacobs Universität Bremen [BRANDSTÄTT 2016] zeigte z.B., dass Netzentgelte in Abhängigkeit der Netzbelastung optimal wären. Die erwartete Komplexität der Durchführung und die Befürchtung unsicherer Ertragsprognosen schreckten aber von der Umsetzung ab. In SoLAR sollte auf Basis eines dezentralen Regelsystems ein realisierbares System für Netzentgelte entworfen werden, das das Lastmanagement optimal unterstützt.

Neben der Vermarktung über die Strommärkte konzentrierten 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 waren bereits Stand der Technik und werden von vielen Energieversorgern angeboten. Das ISC Konstanz demonstrierte 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 wurde 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 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, war nach dem 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 hatte für größere Zellen, insbesondere Inselnetze, den Ansatz entwickelt, alle beteiligten Anlagen dezentral über einen sogenannten Balance Indicator (siehe Abbildung 3) zu steuern, der den Grad der Ausgeglichenheit der Strombilanz im Netz repräsentiert und gleichzeitig ein Preissignal für die Teilnehmer darstellt. Es wurde vorgeschlagen, die Netzfrequenz als Repräsentant dieses Balance Indicator zu nutzen. Die Regelung erfolgt dezentral durch individuelle Reaktion flexibler Geräte auf den Balance Indicator als Preissignal unter Berücksichtigung des individuellen Energiebedarfs in Echtzeit. Das System ist dadurch sehr einfach zu implementieren, kann unbegrenzt viele Teilnehmer aufnehmen, ist sehr robust gegen Ausfälle des Kommunikationssystems und Cyberattacken und gewährleistet maximalen Datenschutz.

Hinsichtlich der Nutzung der Netzfrequenz als Regelgröße lagen Untersuchungen auch von anderen Stellen vor, z.B. zu Kühlschränken, die entsprechend bestimmter Grenzwerte der Frequenz zu oder abgeschaltet werden, um in kritischen Netzsituationen die Frequenz zu stützen [RÜEDE 2016]. 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 (KREMERS et al. 2012, 2013) entwickelt, um eine dezentrale Steuerung zu ermöglichen. Die Machbarkeit des Easy Smart Grid-Systems wurde u.a. durch einen Demonstrator, entwickelt an der Hochschule für Telekommunikation, Leipzig, für die Easy Smart Grid GmbH nachgewiesen [WALTER 2016]. Die Forschungsgruppe "Network Dynamics" des Max-Planck-Instituts für Dynamik und Selbstorganisation in Göttingen hatte zudem erste Untersuchungen vorgenommen, die zeigen, wie ein dezentral organisiertes System zur Frequenzregelung stabil betrieben werden kann [SCHÄFER et al. 2015, 2016].

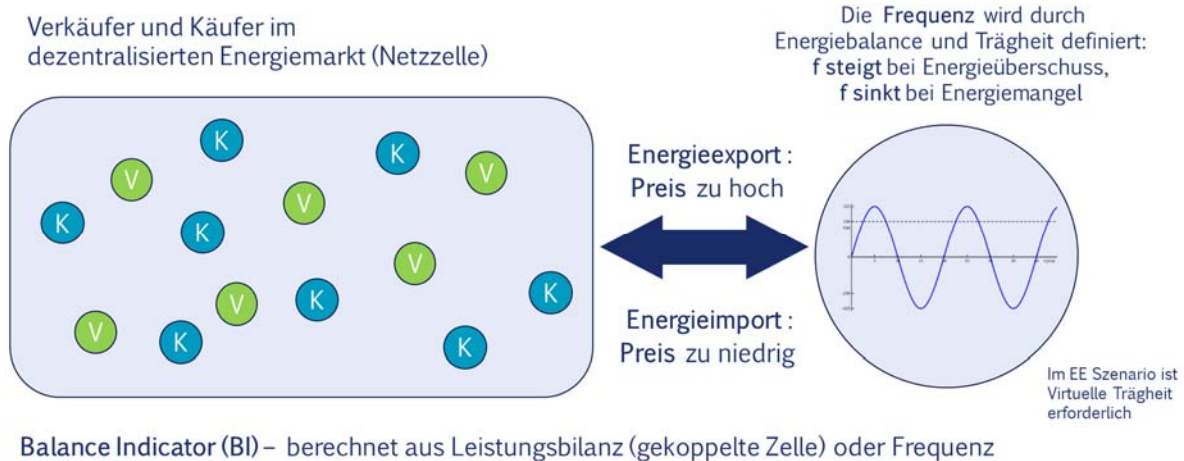


Abbildung 3: Bildung des Gleichgewichtspreises einer Netzzelle über Messung des Netzzustandes

Ein Nachteil der dezentralen Steuerung über die Frequenz gemäß dem Konzept der Easy Smart Grid GmbH war, dass Netzzellen voneinander frequenzgekoppelt 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. In SoLAR wurde dieser Ansatz so weiterentwickelt, dass er im europäischen Verbundnetz anwendbar ist und Engpässe im Netz automatisch vermeidet. Dazu wurde die Leistungsbilanz der Zelle zur Bildung des Balance Indicator genutzt.

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. Die dena-Verteilnetzstudie von 2012 [DENA 2012] bescheinigte dem Einsatz innovativer Netzbetriebsmittel das größte Reduktionspotenzial beim Netzausbaubedarf im Vergleich zu den weiteren untersuchten Varianten. Die Studie zeigte 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 stellte 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. SoLAR sollte 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 teurer 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 Studien der Hochschule für Telekommunikation, Leipzig, (BUCHMANN et. al 2013, 2017) die sich insbesondere mit der Notwendigkeit der Anonymisierung von Energiedaten beschäftigen.

2.4 Zwischenzeitliche Fortschritte auf dem Gebiet Smart Grids bei anderen Stellen

Hinsichtlich der Realisierung von Smart Grids werden aktuell allgemein zwei Ansätze parallel verfolgt: Insbesondere die Netzbetreiber beschäftigen sich mit Projekten, wie Flexibilität genutzt werden kann, um Stromnetze vor Überlastung zu schützen. Auf der anderen Seite zielt die Bildung von lokalen Märkten und Energie Communities darauf ab, Strom möglichst lokal oder regional zu nutzen, um Angebot und Nachfrage auszugleichen. Durch die Kopplung solcher lokalen Märkte mit Flexibilitätsanforderungen der Netzbetreiber sollen beide Ansätze miteinander verbunden werden.

Auf höheren Ebenen wurde zwischenzeitlich das Redispatch 2.0 eingeführt, das das Einspeisemanagement für erneuerbare Energien und das herkömmliche Redispatch zusammenführt. Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und Verteilnetzbetreiber (VNB) arbeiten hier auf Basis einer Vorgabe aus dem am 13. Mai 2019 in Kraft getretenen Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) zusammen, dass fortan auch EE-Anlagen und KWK-Anlagen ab 100 kW sowie Anlagen, die jederzeit durch einen Netzbetreiber fernsteuerbar sind, in den Redispatch einbezogen werden.

Der Ansatz des Projekts „Flexibler Wärmestrom“ der Netze BW (siehe Abschnitt 2.3), dass den Ansatz der Netzentlastung durch Kleinflexibilität verfolgte, wird aktuell mit dem vom BMWK geförderten Projekt flexQGrid [NETZE BW 2022] im Projektzeitraum November 2019 bis März 2023 fortgeführt und erweitert. Dabei setzt man hauptsächlich auf die Nutzung von Batteriespeichern und Elektrofahrzeugen und der Planbarkeit deren Betriebs. Als Steuerungsinstrument für einen gezielten Einsatz der Flexibilitäten kommt dabei die sogenannte Netzampel zum Einsatz. Mit der Netzampel soll der Netzzustand für Netzbetreiber, Marktteilnehmer und Kunden über drei Phasen (grün, gelb, rot) transparent gemacht werden. Unter Berücksichtigung des Status der Netzampel sollen Anlagen intelligent koordiniert und in Engpasszeiten bedarfsgerecht und automatisiert gesteuert werden, um die Netzsicherheit – und damit auch die Versorgungssicherheit – zu garantieren. Mit der Verwendung der Netzampel baut flexQGrid inhaltlich auf sein Vorgängerprojekt grid-control [VOLK et al. 2019] auf und nutzt die gewonnenen Erkenntnisse, um die drei Ampelphasen weiter auszugestalten und zu optimieren. Das System arbeitet auf der Basis von Prognosen zu Engpässen im Netz für die nahe Zukunft. Ist ein Engpass zu befürchten, ordnet der Netzbetreiber an alle Akteure im betroffenen Netzgebiet Quoten zu. Ein lokales Energiemanagement sorgt dann entsprechend der jeweiligen Quote und den hinterlegten Kundenwünschen z.B. für eine Lastverteilung im Haushalt, ohne dass Kunden dabei spürbare Nachteile entstehen. Mit Hilfe lokaler Marktplätze, mit dem sich Nachbarn gegenseitig unterstützen können, sollen die Anschlussnehmer Quoten handeln können, wenn die vorhandene Speicherkapazität und individuelle Bedürfnisse sich nicht mit der vorgegebenen Quote decken.

Um die Komplexität beherrschen zu können, werden Vorgaben des Netzbetreibers in Projekten mit Kleinflexibilität also zunächst gleichmäßig verteilt und dann in kleinen Märkten mit wenigen Teilnehmern, die mit herkömmlichem Energiemanagement auf Basis von Geboten und Fahrplänen arbeiten können, im Rahmen der Möglichkeiten wirtschaftlich optimiert. Es ist offensichtlich, dass dieser Ansatz im wirtschaftlichen Sinn und auch im Sinne der Netzbetriebsführung nicht optimal ist, da immer nur beschränkte Bereiche ausgeglichen werden können, viele kleine Märkte etabliert werden müssen und die Nutzung von privaten Batteriespeichern volkswirtschaftlich nicht optimal erscheint. Im Gegensatz



dazu ist der Kern des Projektes SoLAR die Etablierung eines lokalen Strommarktes auf Basis von Echtzeitpreissignalen aus Netzzustandsgrößen zur Steuerung von Flexibilitäten. Dadurch lassen sich im Rahmen von wirtschaftlich optimalen Handlungen sowohl Angebot und Nachfrage aufeinander abstimmen als auch Netzengpässe vermeiden. Die beiden genannten Ansätze werden damit vereinheitlicht. Im Weiteren wird gezeigt werden, dass die Größe des Marktes prinzipiell uneingeschränkt ist und Netzzellen verschiedener Ebenen über Echtzeitmärkte optimal zusammengeführt werden können, siehe Abschnitt 3.3.

Herkömmliche 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.

Während der Projektlaufzeit von SoLAR wurden unterschiedliche Ansätze für sogenannte Energy Communities diskutiert, in von der Europäischen Kommission gefördert werden sollen¹. Seit dem Beginn des SoLAR Projekts hat sich der Trend im Kontext von Microgrids und lokalen Energiegemeinschaften verstärkt. Im Rahmen eines Workshops am KIT am 05.03.2019 mit dem Titel „ForDigital Workshop on Local Energy Markets“ wurden neun Projekte aus Europa vorgestellt und diskutiert, siehe Tabelle 1. 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 Skalierungsprobleme², zudem ist das Problem des zusätzlichen Energieaufwands zur Verifizierung der Transaktionen zu lösen (Mining, andauernde Schwierigkeiten bei der Ersetzung der Proof-Of-Work Methoden durch weniger rechenaufwändige Methoden wie Proof-of-Stake).

¹ Renewable Energy Directive 2018/2001/EU der Europäischen Kommission, Teil des Clean Energy Packages

² 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“

In ihrer Studie „Modellierung sektorintegrierter Energieversorgung im Quartier“ unterstreicht die dena [DENA 2022], dass flexiblere Möglichkeiten in der Regulierung benötigt werden, um Synergien auf lokaler Ebene zwischen Prosumern effizient ausnutzen zu können. In der modellbasierten Studie wird belegt, dass ein kostenfreier Stromaustausch zwischen den Gebäuden des Quartiers ein wichtiger Vorteil im Quartiersansatz darstellt. Er erlaubt eine gemeinschaftliche Nutzung der Photovoltaik und anderen Stromerzeugungspotenzialen. Gerade in Quartieren mit höherer Energiebedarfsdichte und damit einem geringeren möglichen Autarkiegrad von Einzelgebäuden kann der Austausch von Wärme sowie von Strom zwischen den Gebäuden erhebliche Vorteile bringen. Diese beinhalten eine Senkung der Energiekosten und die Steigerung des Selbstversorgungsgrads des Quartiers. Der Anfang 2022 gültige Rechtsrahmen verhinderte allerdings, dass lokale Akteure Versorgungsstrukturen auf Quartiersebene aufbauen, die einen niederschweligen Austausch von Strom ermöglichen. Dabei könnte eine gemeinsame Nutzung von Photovoltaik-Anlagen und anderen Potenzialen zur Stromerzeugung die Kosten für die Energieversorgung deutlich senken. Eine systemdienliche Energieversorgung auf lokaler Ebene als Schlüsselement des zukünftigen Energiesystems wird von [HENNING 2021] als offensichtlich betrachtet. Es fehlten jedoch tragfähige Geschäftsmodelle für eine sektorenübergreifende und effiziente Verschaltung dieser Technologien zu integrierten Lösungen auf lokaler Ebene.

Im Rahmen von SINTEG wurden alle genannten Ansätze untersucht. Nach Abschluß der SINTEG-Projekte beauftragte das BMWi/BMWK ein Auswerteprojekt, bei dem querschnittsartig die Ergebnisse der geförderten Einzelprojekte zu verschiedenen Themen in fünf Ergebnissynthesen zusammengestellt und in einen Diskussionsprozess eingebracht wurden [BMWK/GUIDEHOUSE 2020]. Insbesondere in Hinblick auf durch steigende Erzeugungsflexibilität wachsende Herausforderungen an das Engpassmanagement (Redispatch) und die Erbringung von Regelleistung (Regelarbeitsmarkt)



wurden weitere Diskussionsprozesse und Änderungen initiiert. Allerdings fehlen insbesondere für die Einbindung kleiner (Haushalts-) Flexibilitäten mit den Schwerpunkten Wärmepumpen und Laden von E-Fahrzeugen weiterhin überzeugende inhaltliche Ansätze.

Eine aus Sicht der Netzwirtschaft attraktive Initiative der Bundesregierung war der Referentenentwurf für ein „Steuerbare Verbrauchseinrichtungen-Gesetz“ (SteuVerG), der den §14a EnWG so ausgestalten sollte, dass die Netzbetreiber solche Verbraucher für Stunden abschalten können, wenn dies aus Netzsicht notwendig erscheint. Der Entwurf scheiterte am Widerstand insbesondere der Automobilindustrie, die forcierte Abschaltungen über längere Zeit ablehnte und Marktansätze für die Einbindung von Ladesteuerungen in das Stromnetz favorisierte und entsprechende Lösungen anbieten möchte. Er wurde im Januar 2021 zurückgezogen [BAASNER 2021]. Im Rahmen des Osterpaketes der Ampelkoalition von 2022 wurde §14a EnWG nun überarbeitet und wird am 01.01.2023 neu inkrafttreten [VDE FNN 2022]. Der neue §14a EnWG nimmt die Forderungen auf und erscheint als sehr gutes Vehikel für eine Umsetzung der in SoLAR entwickelten Technologie auf der Verteilnetzebene (siehe auch Abschnitt 3.3.3): Statt einzelner „steuerbarer Verbrauchseinrichtungen“ können nun ganze „steuerbare Netzanschlüsse“ definiert werden, in denen flexible Geräte aggregiert auf Steuersignale des Netzbetreibers reagieren. Für die Möglichkeiten zur netzorientierte Steuerung werden wirtschaftliche Anreize als erstes genannt, vor Vereinbarungen zu Netzanschlussleistungen und der Steuerung einzelner steuerbarer Verbrauchseinrichtungen. Die in SoLAR genutzten Preissignale wären als Steuersignale, verknüpft mit einem wirtschaftlichem Anreiz, sehr gut geeignet. Gleichzeitig können sie für eine direkte Ansteuerung von Geräten in kritischen Fällen (rote Ampelphase) genutzt werden, siehe Abschnitt 3.3.4.

Auf den Rollout BSI-konformer Smart Meter Gateways (SMGW) wurde in Deutschland besonderen Wert als Grundlage für die Realisierung von Smart Grids gelegt, um eine geordnete und sichere Kommunikation zu gewährleisten. Dies ist aber mit technischen und juristischen Problemen verbunden. Mit einer Allgemeinverfügung des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) startete Anfang 2020 der Smart Meter Rollout offiziell – bis das Oberverwaltungsgericht NRW die Pflicht zum Smart-Meter-Einbau im März 2021 stoppte. Grund war die fehlende Interoperabilität der SMGW bei der Zertifizierung. Am 25.05.2022 hat das BSI die strittige Marktverfügbarkeitserklärung zurückgenommen und stattdessen eine Übergangsregelung nach § 19 Abs. 6 Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) zur Absicherung des Rollouts erlassen. Die Technische Richtlinie TR-03109-1 wurde mit Fokus auf funktionale Interoperabilität überarbeitet und zum anderen ein formales Konformitätsverfahren etabliert. Ein Maßnahmenbündel enthält nun auch die stufenweise Weiterentwicklung der technischen Standards. Zum 31.01.2022 wurden SMGW von drei unabhängigen Herstellern durch das BSI zertifiziert. Eine neue rechtssichere Allgemeinverfügung (Markterklärung) ist in Vorbereitung [IWR 2022].

Zusätzlich zur Unsicherheit darüber, ob die digitale Smart-Meter-Infrastruktur zur Verfügung stehen wird, die von den meisten Akteuren als unverzichtbare Grundlage intelligenter Betriebskonzepte betrachtet wurde, entstand zunehmend Ernüchterung über die fehlenden Ansätze, wie diese denn konkret zur Aktivierung der Haushalts-Kleinflexibilität genutzt werden könnte. Während einerseits aus Netzsicht die Kontrolle über alle für den Netzbetrieb relevanten Komponenten erstrebenswert oder gar notwendig erscheint (was sich bereits im Namen CLS – „Controllable Local System“ widerspiegelt), sollten diese aus Sicht der Netznutzer in deren eigener Kontrolle bleiben und aus Netzsicht gewünschte Änderungen über Marktmechanismen angereizt werden, wie ja auch in EnWG § 14c vorgegeben (und im Begriff TAF – Tarifenwendungsfälle suggeriert). Die Schwäche bisheriger Konzepte reflektiert dabei die Trennung zwischen Markt und Physik, die manchmal gegenläufige Ziele unterstützen. In diesem



Zusammenhang stößt der in SoLAR verfolgte Ansatz, Preiskomponenten aus dem physikalischen Netzzustand abzuleiten, auf zunehmendes Interesse der Energieakteure. Zum einen ermöglicht er einen einfachen, dezentralen und gleichzeitig flexibel kaskadierbaren Ansatz, um mehrere Anforderungen bei der durch dynamische Tarife angereizten Verhaltensoptimierung der Netznutzer zu berücksichtigen. So nutzt bereits SoLAR die Kombination zweier Preiskomponenten, damit z.B. Wärmepumpen sowohl den Eigenverbrauch im eigenen Haus (bis Mitte 2022 durch EEG privilegiert) als auch im Quartier berücksichtigen können, was natürlich auch über das Quartier hinaus erweitert werden kann. Damit wird der Netzanschluss des Hauses bzw. Quartiers zu einem „steuerbaren Netzanschluss, wie von §14a EnWG (neu) gefordert. Zum zweiten werden aus der Regulierungsforschung zunehmend Vorschläge entwickelt, dass Preise den Systemzustand reflektieren sollten, etwa im Power System Blueprint 2035 des Regulatory Assistance Projekt RAP [RAP 2022]. Auch die Deutsche Energieagentur (dena) sucht im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) bei Smart Energy Startups nach neuen Ideen, um die skizzierten Herausforderungen beim Rollout der Smart Meter Gateway Infrastruktur zu überwinden. In ihrem Auftrag hat Easy Smart Grid im August 2022 ein Feinkonzept erstellt, das die Übertragung der in SoLAR entwickelten und umgesetzten Logik auf eine IKT-Infrastruktur um ein Smart Meter Gateway herum detailliert.

Es ist zu hoffen, dass der in SoLAR verfolgte Ansatz schnell in weiteren Anwendungen validiert und skaliert werden kann, zumal die Forschung zu diesem Thema wohl noch in einem frühen Zustand ist. So hat die Internationale Energieagentur (IEA) am University College London ein „Global Observatory Peer to Peer“ (GO P2P) eingerichtet, das die Möglichkeiten zusammentragen und bewerten soll, um lokale Märkte mit Methoden wie Peer-to-Peer-Handel oder Community Energy Sharing zu etablieren und betreiben. Dieses fand in der untersuchten Literatur zwar 139 vorgeschlagene Methoden, von denen allerdings erst vier jemals praktisch erprobt worden waren [CAPPER et al. 2022].

2.5 Kooperationspartner SoLAR Phase II

2.5.1 Vertragspartner

International Solar Energy Research Center Konstanz e.V.

Kristian Peter, Dr. rer. nat. Dipl. Phys. Adrian Minde, Dipl.-Ing.
Vorstand und Geschäftsführer Projektingenieur
kristian.peter@isc-konstanz.de adrian.minde@isc-konstanz.de

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



Das International Solar Energy Research Center Konstanz e.V., kurz ISC Konstanz, erforscht und entwickelt kristalline Silizium-Solarzellen, Solarmodule und Energiesysteme. Dabei arbeitet man mit führenden Unternehmen und Forschungsinstituten der Branche zusammen. Das finanzielle Volumen der Forschungsprojekte belief sich im Jahr 2021 auf rund 6 Millionen Euro. Das ISC Konstanz beschäftigt derzeit 60 Mitarbeiter.

Ein wichtiges Arbeitsgebiet, auf dem intensiv geforscht wird, sind Regelkonzepte im Rahmen von Smart Grids und Speichern zur Einbindung von Solarstrom in die Stromnetze. Zu den Gesamtenergiekonzepten gehört auch die Integration von Wärmepumpen, BHKW (insbesondere Brennstoffzellen) und Elektrofahrzeugen in die Smart Grids. Erste Erfahrungen sammelte das ISC Konstanz im Bereich der Smart Grids bereits in 2014 im FP7 EU-Projekt „CoSSMic“ (Collaborating Smart Solar-powered Micro-grids), das ein System entwickelte, welches auf Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) basierte und das die



Energieerzeugung, den Energieverbrauch und die Speichernutzung in Mikronetzen autonom steuert. Weitere Erfahrungen konnte das ISC Konstanz im Projekt „Ehoch4 Quartier 4.0“, gefördert vom Landesumweltministerium im Rahmen der Ausschreibung "Smart Grids und Speicher Baden-Württemberg", sammeln. Auf dem Gelände der ehemaligen Oberschwabenkaserne in Mengen/Hohentengen wurden mehrere Anlagen (Photovoltaik, Brennstoffzelle, Wärmepumpe und Batteriespeicher mit intelligenter Steuerung) zur Bereitstellung von Strom und Wärme für die Gebäudeenergieversorgung miteinander gekoppelt, mit dem Hintergrund, netzdienlich Strom ins lokale Netz einzuspeisen (BHKW-Betrieb) bzw. dem Stromnetz Energie bei Überschuss zu entnehmen (Wärmepumpenbetrieb). Seit September 2020 arbeitet das ISC Konstanz im vom BMBF geförderten Projekt „AI4grids“ als Verbundpartner mit. Hier geht es um die Entwicklung von KI-Algorithmen für die Regelung von Stromnetzen. Das Wohnquartier in Allensbach, das in dem Vorhaben „SoLAR“ entstanden ist, soll nach Projektende von „SoLAR“ als Testgebiet für „AI4Grids“ dienen.

Das ISC Konstanz leitete das Teilprojekt Phase 2 von SoLAR und konnte im Rahmen des Projektes seine umfangreichen Erfahrungen bei der Implementation erneuerbarer Energien und der zugehörigen Regelung von Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen in einem Smart Grid wirkungsvoll einbringen. Dazu hat es vorhandene Regelkonzepte erweitert, in den Pilotanlagen implementiert und den Betrieb der Anlagen überwacht und ausgewertet.

Europäisches Institut für Energieforschung (EIFER)

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

Dr. Enrique Kremers

Samrat Bose

Head of Complex Systems

Projektingenieur

enrique.kremers@eifer.org

samrat.bose@eifer.org



European Institute
for Energy Research
by EDF and KIT

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“ war EIFER im Reallabor 131 „KIT findet Stadt“ für die Leitung des Teilprojektes „Energiekonzept Oststadt“ zuständig. Auf europäischer Ebene trug das EIFER 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 führte 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>

Peter Kaufmann
 Geschäftsführer
p.kaufmann@kaufmannbau.com

Konstantin Arnold
 Projektleiter
k.arnold@kaufmannbau.com



Die Firma Kaufmann ist bekannt für ihre langjährige und zuverlässige Entwicklung von Massivholz-Häusern. Das Unternehmen hat über viele Jahre hinweg 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 Dübelholz schafft Kaufmann Bau im Massivholzhaus ein sehr gutes Raumklima sowie niedrigste Energiewerte.

K-Plus Häuser von Kaufmann Bau bieten ohne Mehrkosten KfW-Effizienzhaus 40 oder KfW-40 Plus Standard durch die optimierte Gebäudehülle und zahlreiche Details. Die effiziente Haustechnik im K-Plus Haus mit einer energieeffizienten Erdwärme-Wärmepumpe und Photovoltaik erhöht den Wohnkomfort und die Energieeffizienz um ein weiteres im Vergleich zur herkömmlichen Pelletheizung, Gasheizung oder Ölheizung. Das Gesamtsystem erzeugt über das Jahr mehr Energie als es zum Heizen verbraucht!

Als Eigentümer der Liegenschaft, in der SoLAR realisiert wird, trat die die ALET-Immobilien-Besitz GmbH dem Kooperationsvertrag zum Projekt bei, die wie die Kaufmann GmbH im Besitz der Familie Kaufmann ist. Dadurch wurde 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. Kaufmann zeigte sich bereit, aus wissenschaftlichen Gründen auf Wärmepumpen in den Mehrfamilienhäusern des Projektes zu verzichten und ein BHKW zu installieren, um das Zusammenspiel der verschiedenen Wärmeerzeuger demonstrieren zu können.

2.5.2 Assoziierte Partner

Easy Smart Grid GmbH

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

Dr. Thomas Walter
 Geschäftsführer
thomas.walter@easysg.de

Stefan Werner
 Solution Manager
stefan.werner@easysg.de



Die Easy Smart Grid GmbH wurde im April 2014 gegründet, um ein Verfahren zur besseren Integration erneuerbarer Energien in den Strommarkt umzusetzen. Das patentierte Verfahren beruht auf einem Echtzeit-Markt, in dem ein Preissignal lokal aus Netzzustandsgrößen abgeleitet wird, auf das flexible Geräte dezentral und autonom reagieren. Es ermöglicht die kostengünstige Nutzung von Erzeuger- und Verbraucherflexibilität zum Ausgleich der Schwankung regenerativer Erzeugung und beschleunigt damit die Energiewende. Forschungsk Kooperationen mit der Max-Planck-Gesellschaft, KIT und DFKI unterstützen die Anwendungsaktivitäten.



Stefan Werner, Solution Manager bei Easy Smart Grid, koordinierte das Projekt SoLAR im Auftrag der Stadtwerke Radolfzell (Phase 1) und des ISC Konstanz (Phase 2). Easy Smart Grid begleitete die Anpassung der Regelkonzepte und der zugehörigen Preis- und Entgeltsysteme im Projekt und entwickelte sie gemeinsam mit den Partnern weiter. Darüber hinaus unterstützte Easy Smart Grid die Implementation in den Pilotanlagen, begleitete die Datenauswertung und unterstützte bei der Suche nach Optimierungspotential und beim Wissenstransfer.

Weider Wärmepumpen GmbH

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

Lucas Rupp
 Geschäftsführer

lucas.rupp@weider.co.at

Thomas Mayer
 Vertriebsleiter

thomas.mayer@weider.co.at



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. Das Unternehmen legt besonderen Wert auf Langlebigkeit und Effizienz bei seinen Geräten für Ein- oder Mehrfamilienhäuser, Wohnanlagen und Gewerbegebäude. 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 Design und platzsparenden Maßen unaufdringlich in jede Räumlichkeit. Eine modulare Bauweise ermöglicht den schnellen und leichten Austausch einzelner Komponenten.

Weider ist ein enger Partner von Kaufmann Bau und stattete die 12 Doppelhaushälften des Projektes mit Wärmepumpen der Baureihe weiTrona mit einer thermischen Leistung von 5 kW aus. Die Wärmepumpen werden aus einem Solepuffer mit kaltem Nahwärmenetz gespeist. Die Sole wird über Grundwasser gekühlt. Weider hat während des Projektes begonnen, die Algorithmen für das Energiemanagement über Echtzeitpreise aus Netzzustandsgrößen direkt in die Controller der Wärmepumpen einzuprogrammieren. Entsprechende Schnittstellen für die Kommunikation sind bereits vorhanden. Dadurch wird demonstriert, wie die Technologie zukünftig sicher und preiswert durch serienmäßige Implementation in Geräte umgesetzt werden kann.

Energiedienst AG

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

Klaus Nerz
 Leiter Wärme- und Energielösungen
klaus.nerz@energiesdienst.de

Nils Hoesch
 Leiter E-Mobility
nils.hoesch@energiesdienst.de



Die Energiedienst AG aus Rheinfelden übernahm in Phase 2 von SoLAR von den Stadtwerken Radolfzell das Contracting der Anlagen und das Angebot des Mieterstroms zusammen mit dem Messstellenbetrieb.

Die Energiedienst AG ist Stromlieferant für die Stadtwerke Radolfzell und verfügt über weitreichende Kapazitäten und langjährige Erfahrung im Bereich Mieterstrom und Sektorkopplung. Das Unternehmen hat über 100 Jahre Erfahrung in der Produktion, Verteilung und dem Vertrieb von Ökostrom aus Wasserkraft. Das südbadisch-schweizerische Profil zeichnet Energiedienst als regionalverbundenen Energieversorger aus. Regelmäßig investiert Energiedienst in ökologische Aufwertungsarbeiten rund um die



Wasserkraftwerke. Mit Ökostrom aus Wasserkraft vom Hochrhein, klimaneutralem Gas und intelligenten Wärmelösungen bringt Energiedienst die Energiewende voran.

Energiedienst begleitet zudem 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 Dialog 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. Für die Nutzung und Skalierung der Ansätze aus SOLAR im kommunalen Rahmen und im Verteilnetz ist Energiedienst daher ein sehr guter Partner.

Stadtwerk Haßfurt GmbH

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

Norbert Zösch
Geschäftsführer

norbert.zoesch@stwhas.de

Christopher Schneider

Bereichsleiter Energiewirtschaft, Vertrieb, F&E
(nicht mehr im Unternehmen)

stadtwerk
haßfurt

Das vielfach preisgekrönte Stadtwerk Haßfurt stellt sich der Energiewende als einem tiefgreifenden gesellschaftlichen Veränderungsprozess. In enger Abstimmung mit der Kommunalpolitik und mit ausgeprägter Bürgerbeteiligung stellt es sich dieser großen Zukunftsaufgabe und initiiert beherzt Projekte, um langfristig eine bezahlbare und nachhaltig erzeugte Energieversorgung zu sichern. 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. Die Erzeugung, Verteilung, Speicherung und der Verbrauch von erneuerbarer Energie in Form von moderner („smarter“) Strom-, Gas-, Wasser- aber insbesondere auch von Wärmeinfrastruktur wird als ganzheitliches Projekt gesehen. 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 (PV, Wind sowie Biogasanlagen mit Wärmekopplung), die bilanziell 200 % des Strombedarfs der Haushalte decken. Außerdem betreiben die Stadtwerke mit Green Planet Energy (vormals Greenpeace Energy) eine Power-to-Gas-Anlage, in der Wasserstoff ins Erdgasnetz gespeist wird. Dafür hat Haßfurt den Bayrischen Energiepreis erhalten. Der H₂-Anteil am Erdgasnetz des Stadtwerks soll sukzessive auf 9,99 % gesteigert werden.

Das Stadtwerk Haßfurt hat bereits alle seine über 10.000 Netzanschlussstellen mit intelligenten Messsystemen ausgerüstet, und ist dadurch ein gefragter Partner in vielen Forschungsprojekten zur Energiewende (<https://www.stwhas.de/stadtwerk/projekte/forschungsprojekte/>). Das Stadtwerk Haßfurt unterstützte SOLAR als assoziierter Partner mit seinen vielfältigen praktischen Erfahrungen, um die Technologie später evtl. ebenfalls nutzen zu können. Aktuell bereitet es gemeinsam mit der OTH Regensburg ein Forschungsprojekt mit einer Vielzahl von Partnern vor, in dem die Technologie von SOLAR zur Umsetzung dynamischer Netzentgelte zur Vermeidung von Netzengpässen und gesteigerter lokaler Nutzung regenerativer Energien untersucht und umgesetzt werden soll.



BSH Hausgeräte GmbH

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

Dr. Andreas Kleiner
 Produktbereich Kälte global
andreas.kleiner@bshg.com



Die BSH Hausgeräte GmbH ist eines der weltweit führenden Unternehmen der Branche und der größte Hausgerätehersteller in Europa. 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. Dabei fühlt sich BSH dem Umwelt- und Klimaschutz besonders verpflichtet und wurde deshalb assoziierter Partner mit einer wichtigen Rolle im Projekt SoLAR.

In Zusammenarbeit mit BSH wurden Geschirrspüler, Waschmaschinen, Trockner und Kühl-/Gefriergeräte mit Smart-Grid-Funktion in der Liegenschaft installiert und für die intelligente Steuerung vorbereitet. Die Kühl-/Gefriergeräte wurden vom Produktbereich Kälte global kostenlos zur Verfügung gestellt. Da aufgrund von externen Einflüssen die Ansteuerung der Geräte im Rahmen des Projektes nicht umgesetzt werden konnte, stellt BSH weitere Mittel zur Verfügung. Die Umsetzungsarbeiten sollen mit Unterstützung von BSH bis Ende 2022 abgeschlossen sein.

Stadtwerke Trier (SWT)

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

Rafael Stott
 Stab E, Leiter Forschung und Entwicklung
raphael.stott@swt.de

Daniel Diewald
 Forschung und Entwicklung
daniel.diewald@swt.de



Die Stadtwerke Trier (SWT) versorgen die rheinland-pfälzische kreisfreie Stadt Trier an der Mosel in allen Bereichen der kommunalen Infrastruktur und sind in der Region als Gas- und Wasserversorger sowie als Dienstleister im Ingenieurbereich tätig. Deutschlandweit vertreiben sie die Energieprodukte Römerstrom und Römergas. Nach der Liberalisierung der Energieversorgung und dem Start der Energiewende bestimmt aktuell insbesondere die Digitalisierung die strategische Ausrichtung des Energie- und Infrastrukturdienstleisters. Mit grüner Stromerzeugung und unternehmensinternen Effizienzmaßnahmen haben die SWT im Jahr 2021 in Summe rund 73.100 t CO₂ gespart (Vergleichswert: CO₂-Emissionen Strommix Deutschland 2020: 310 g/kWh). Als regionaler Energie- und Infrastrukturdienstleister setzen die SWT auf effiziente Lösungen und nachhaltige Produkte für ihre Kundinnen und Kunden. Zum Beispiel als Lieferant von regionalem Ökostrom, Bio-Erdgas und klimaneutralem Trinkwasser. 2021 haben die SWT mehr als 232 Millionen Kilowattstunden Strom selbst erzeugt. Das entspricht mehr als 100 % des Bedarfs ihrer Haushalts- und Gewerbekunden in der Region. 2030 wollen die SWT alle Stromkunden (also Haushalt-, Gewerbe- und Industriekunden) zu 100 % mit Energie aus der Region versorgen.

Die Abteilung Forschung und Entwicklung hat von 2016 bis 2019 mit Partnern im Forschungsprojekt EnergiewabenGR einen allgemeinen Leitfaden für die Konzeption von regionalen „Energiewaben“ – Netzzellen mit teilautarker Versorgung – erstellt. Dazu gehörte auch die Erstellung von individuellen



Wabenkonzepten inkl. EE-Erzeugungs- und Stromverbrauchsentwicklung bis 2030. Das Projekt beinhaltet weiterhin die Simulation und teilweise Demonstration von vier Energiewaben mit verschiedenen Flexibilitätsoptionen, Online-Reglern und Energieaustausch zwischen den Waben, sowie die Prüfung der technischen, rechtlichen und marktwirtschaftlichen Voraussetzungen für eine Umsetzung.

Die SWT begleiteten die Untersuchungen der Partner zu Geschäftsmodellen und zukünftigen Tarifmodellen für das in SoLAR demonstrierte und weiterentwickelte Energiemanagementsystem auf der Basis von Echtzeitpreisen aus Netzzuständen. Insbesondere sind die Stadtwerke am Bilanzkreismanagement mit einem sehr hohen Anteil regenerativer Energien interessiert. Mit dem Projekt „Energiewaben“ hat man sich bereits mit einem zellulären Netz beschäftigt, das über ein Echtzeitpreissystem, wie es in SoLAR demonstriert wird, koordiniert werden könnte.

Energiewerkstatt Gesellschaft für rationelle Energie mbH & Co. KG

Lutz Gärtner

Geschäftsführung

l.gaertner@energiewerkstatt.de

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

energiewerkstatt[®]

Energiewerkstatt ist ein mittelständisches, inhabergeführtes Unternehmen mit innovativen Produkten für die dezentrale Energieversorgung nach dem Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). Die gleichzeitige Erzeugung von Wärme und Strom in einer kompakten, bediener- und wartungsfreundlichen Einheit setzt das Unternehmen seit 1987 um und ist somit einer der ersten Anbieter dieser ressourcen- und klimaschonenden Technologie in Deutschland. Blockheizkraftwerke (BHKW) von Energiewerkstatt markieren seit Jahren den aktuellen technischen Stand und bewähren sich tagtäglich in kommunalen Einrichtungen, Hotels, Krankenhäuser, Seniorenheimen – überall dort, wo Wärme und Strom benötigt und wirtschaftlich erzeugt werden muss. Am Standort Hannover-Linden entwickelt, baut und vertreibt Energiewerkstatt Blockheizkraftwerke der Modellreihe ASV. In dieser Modellreihe bietet Energiedienst Maschinen in den elektrischen Leistungsklassen von 14 bis 40 kW an. Alle Maschinen zeichnen sich durch das Alleinstellungsmerkmal aus, auf nur einem Quadratmeter Stellfläche ohne Zusatzaggregate aufgestellt und in Betrieb genommen werden zu können. Die ASV sind zudem schnell und flexibel modulierbar und können so dem individuellen Strombedarf schnell angepasst werden.

Die Energiedienst AG installiert die BHKW der Energiewerkstatt schon viele Jahre über ihr Tochterunternehmen Messerschmid im Rahmen von innovativen Energielösungen für große Liegenschaften und Quartiere. Auch in SoLAR ist ein BHKW vom Typ ASV eingesetzt. Energiewerkstatt beriet dabei intensiv bei der kommunikativen Anbindung und Steuerung. Im Gegenzug profitiert man von den gewonnenen Messdaten. Mittelfristiges Ziel ist - wie bei der Firma Weider - den Algorithmus zur intelligenten Steuerung eines BHKW auf Basis von Echtzeit-Preissignalen direkt in die Hardware der Geräte zu implementieren.

2.5.3 Weitere Partner

Im Laufe diverser Gespräche mit unterschiedlichen Unternehmen, Forschungseinrichtungen und Einrichtungen des öffentlichen Rechts konnten die Partner viele neue Erkenntnisse gewinnen und das in SoLAR erworbene Wissen weitergeben. Bereits in der Phase 1 waren aktiv oder unterstützend tätig: Stadtwerke Radolfzell, Gemeinde Allensbach, Gemeindewerke Bodanrück, Netze BW, Smart Grids-



Plattform Baden-Württemberg, Center for Advanced Electronic Design (CAED) der TU Dresden, Hochschule für Telekommunikation Leipzig, Fakultät Technik (TEC) der Hochschule Reutlingen, devolo AG, Bosch Thermotechnik Buderus, EC-Power, E3/DC, Miele, u.a. Details dazu sind im Abschlussbericht SoLAR Phase 1 zu lesen.

Einige neue bzw. noch nicht detailliert erwähnte Kontakte und informelle Partner in der Phase 2 sollen hier kurz erwähnt werden:

Das Munich Center for Technology in Society (MCTS) der TU München hatte SoLAR 2019 als Beispielprojekt für sein Projekt SCALINGS ausgewählt. SCALINGS ist ein interdisziplinäres Forschungsprojekt, das die Potentiale und Beschränkungen von „Co-Creation“-Prozessen in ganz Europa untersuchte. Dabei ging es im Wesentlichen um Innovationen und wie diese durch die Rahmenbedingungen der Zusammenarbeit unterschiedlichster Projektpartner der Projekte beeinflusst werden. Das Programm, das die Kompetenzen von 10 internationalen Forschungspartner vereinigt, wurde vom MCTS koordiniert: <https://www.mcts.tum.de/en/co-creation-and-the-future-of-innovation-in-europe/>. Das MCTS hat eine Reihe von Interviews mit den Projektpartnern durchgeführt, um die Interaktion untereinander zu untersuchen. In 2021 führte das MCTS zusätzlich Interviews mit den Bewohnern der Liegenschaft durch, um die Akzeptanz des Projektes und Wünsche und Anregungen zur Verbesserung im Detail besser zu verstehen. Die Ergebnisse können in weiterführenden Projekten, die auf SoLAR aufbauen, genutzt werden.

Das Robotics Innovation Center des Deutschen Forschungszentrums für künstliche Intelligenz (DFKI) in Bremen arbeitete mit Easy Smart Grid zusammen im vom BMWi unterstützten Projekt FUSE (FUture Smart Energy) an der Weiterentwicklung der Controller-Algorithmen für dezentrales Energiemanagement auf Basis künstlicher Intelligenz (KI). Die Weiterentwicklungen flossen in SoLAR ein. Für SoLAR hat das DFKI eine Auswertung des netzstabilisierenden Effektes der Steuerung von Kühl- und Gefriergeräten gemacht, siehe dazu Abschnitt 3.1.5.2.

Der Think Tank „Regulatory Assistance Project“ (RAP) aus Brüssel, Zweigstelle Berlin, und der Energieversorger N-ERGIE aus Nürnberg zeigten sich an einer Mitarbeit bei der Gestaltung eines zukünftigen Energiesystems auf der Basis von Echtzeitpreisen (siehe Abschnitt 3.3) interessiert. Gespräche zum Energiesystem wurden außerdem u.a. mit dem Verband kommunaler Unternehmen (VKU), Berlin, dem Bündnis Bürgerenergie e.V., Berlin, den Stadtwerken Konstanz, Schwäbisch-Hall und München, den Verteilnetzbetreibern Netze BW und Bayernwerk, sowie mit den Übertragungsnetzbetreibern Transnet BW, Tennet, 50Hertz/Elia und Amprion geführt.

Über zukünftige Kommunikationsschnittstellen wurde intensiv mit der Hochschule Offenburg diskutiert. Die dortigen Experten für Power Line Communication (PLC) bestätigten, dass die benötigten Preissignale für das Echtzeitpreissystem (siehe Abschnitt 3.3.6) mit einer Nutzdatenrate von nur 1 Byte/sec sehr einfach und resilient mit einem speziell angepassten PLC-System übertragen werden könnten. Flexible Geräte können so die Kommunikationsverbindung zum Empfang des Preissignals einfach durch Verbindung mit dem Stromnetz herstellen. Die Kosten für den Empfänger im Gerät werden auf unter 1 Euro in der Großserienproduktion geschätzt. Im Rahmen des Förderprogrammes INPUT 2 des Landesumweltministeriums entwickelte die Hochschule Offenburg im Rahmen des IntLOG Projektes zur Installation eines intelligenten Lademanagements für Elektrofahrzeuge auf dem Hochschulcampus eine erste Basistechnologie für das PLC-System in Abstimmung mit Easy Smart Grid.

Als gemeinschaftliches Institut der EDF und KIT, hat EIFER im Jahr 2021 im Rahmen einer Studie der EDF zu dezentralen Energiemanagementsystemen eine Analyse der Resilienz anhand des Fallbeispiels

SoLAR durchgeführt, siehe Abschnitt 3.1.5.2. Hierbei wurde analysiert, inwiefern Kommunikationsstörungen den Betrieb des Energiemanagements beeinträchtigen.



Abbildung 4: einige unterstützende Partner des Projektes SoLAR

Besonders erfreulich war für das Projekt und die Partner 2021 die Einladung der Renewables Grid Initiative (RGI), einem Zusammenschluss der wichtigsten europäischen Übertragungsnetzbetreiber und Umweltverbände, das Projekt beim Award „Good Practice of the Year“ anzumelden. Tatsächlich wurde das Projekt dann auch von einer Jury aus renommierten Vertretern aus Industrie, Forschung und Verwaltung in der Kategorie „Technologische Innovation & Systemintegration“ zum Sieger aus einer großen Zahl hochwertiger Anmeldungen ausgewählt. Jury-Mitglied Jean-Michel Glachant, Direktor für Energie bei der „Florence School of Regulation“, stellte die Entscheidung vor und betonte, dass „dieses Projekt alle zur Schaffung eines Flexibilitätspakets für das Netz nötigen Teile zusammenfügt, um die Herausforderung zur Integration von mehr Erneuerbaren zu bewältigen“. RGI bot den SoLAR-Partnern zudem am 24.03.2022 die Möglichkeit, Experten der Energiewirtschaft und Umweltverbänden das Projekt in einem Webinar „Matching generation and consumption in a smart renewables-based system“ vorzustellen: <https://renewables-grid.eu/activities/events/detail/news/best-practice-webinar-matching-generation-and-consumption-in-a-smart-renewables-based-system.html>



Abbildung 5: „Good Practice of the Year“ Award 2021 der Renewable Grid Initiative (RGI) für SoLAR



2.6 Koordination und Ablauf des Vorhabens

Projektkoordinator im Auftrag des ISC Konstanz war Stefan Werner von der Easy Smart Grid GmbH (stefan.werner@easysg.de). Projektverantwortlicher beim ISC Konstanz als koordinierender Vertragspartner war Dr. Kristian Peter (kristian.peter@isc-konstanz.de). Projektverantwortlicher bei EIFER war Dr. Enrique Kremers (enrique.kremers@eifer.uni-karlsruhe.de). Projektverantwortlicher bei Kaufmann Bau war Peter Kaufmann (p.kaufmann@kaufmannbau.com).

Weitere Autoren des Abschlussberichtes sind Samrat Bose, EIFER (samrat.bose@eifer.uni-karlsruhe.de), Manuel Eising, EIFER (nicht mehr dort tätig), Adrian Minde, ISC Konstanz (adrian.minde@isc-konstanz.de) und Dr. Thomas Walter, Easy Smart Grid, (thomas.walter@easysg.de).

Unter Leitung des Projektkoordinators stimmten sich die Partner untereinander bei Bedarf und in drei regelmäßigen Jour Fixe-Terminen in virtuellen Räumen ab:

1. Jour Fixe Demonstration

Einmal wöchentlich stimmten das ISC Konstanz und das EIFER sich mit Easy Smart Grid über die Umsetzung der SoLAR-Technologie im Virtuellen Demonstrator und in den realen Geräten der Liegenschaft ab. Die Algorithmen für das dezentrale Energiemanagement wurden von Easy Smart Grid gestellt und durch die Partner umgesetzt, geprüft und gemeinsam optimiert.

2. Jour Fixe Liegenschaft

Vertreter von Easy Smart Grid, ISC Konstanz, Energiedienst und Kaufmann Bau trafen sich regelmäßig wöchentlich im Internet mit dem Elektroplaner, um die reale Umsetzung in der Liegenschaft untereinander zu koordinieren.

3. Jour Fixe Energieversorger und Netzbetreiber

In einer monatlichen Webkonferenz besprachen die energiewirtschaftlichen Partner des Projektes mit dem Projektkoordinator mögliche Geschäftsmodelle und machten Vorschläge für die Nutzung bzw. Anpassung der Regulierung für ein auf regenerativen Energien basierendes Energiesystem mit Echtzeitpreisen.

Am 18.07.2019 fand in Allensbach das Kick-Off-Treffen der Partner statt. Gastgeber mit Bereitstellung des Tagungsraumes und von Snacks war, wie auch bei Folgetreffen, die Gemeinde Allensbach.

Am 08.07.2020 fand zudem ein Partnertreffen in Allensbach statt, das unter dem Motto „SoLAR goes LIVE“ aus Anlass der Realisierung der Liegenschaft und dem bevorstehenden Beginn des Einzugs der Bewohner die wichtigsten bisherigen Ergebnisse des Projektes zusammenfasste und einen Ausblick auf zukünftige Arbeiten und Geschäftsmodelle gab. Einzelheiten können der Internetseite des Projektes <https://solarlago.de/solar-allensbach/solar-goes-live/> entnommen werden.

Aufgrund von Verzögerungen im Baufortschritt konnte die Installation und technische Einbindung der Wärmepumpen und des BHKW nicht wie geplant in 2020 abgeschlossen werden. Abbildung 6 zeigt den Baufortschritt der Liegenschaft Ende September 2020. Der Einzug der Bewohner begann im Juli 2020 und war erst im Juni 2021 abgeschlossen, das BHKW konnte erst im August 2021 in Betrieb genommen werden. Die Wärmeversorgung der Mehrfamilienhäuser erfolgte zwischenzeitlich mit der ebenfalls installierten Gastherme. Die Wärmepumpen waren erst im Mai 2021 komplett im Betrieb. Zwischenzeitlich wurden die Doppelhaushälften provisorisch elektrisch mit Wärme versorgt.



Abbildung 6: Baustelle und erste bezogene Häuser im September 2020

Die Installation der Zähler für den Messstellenbetrieb verzögerte sich aufgrund unterbrochener Lieferketten und Personalmangel durch die Corona-Pandemie ebenfalls um mehrere Monate.

Besonders erschwerend für den Projektfortschritt hinzu kam, dass aufgrund der Einspeisung aus der Kundenanlage ins Netz aus zwei Erzeugungsarten, BHKW und PV, vom Netzbetreiber Netze BW verlangt wurde, dass alle 14 PV-Anlagen (12 privat, 2 im Contracting durch Energiedienst), das BHKW und der Zähler am Netzanschluss der Kundenanlage mit einer Lastgangmessung ausgestattet werden. Energiedienst und Netze BW konnten sich dazu auf die Nutzung von iMSys (intelligenten Mess-Systemen – „Smart Meter“) einigen. Die Forderung hatte aber zur Folge, dass die vorgesehenen eigenen SMGW (Smart Meter Gateways) der Firma Discovery, die von Energiedienst als Messstellenbetreiber ausgesucht und beauftragt wurde, nicht verwendet werden konnten, sondern BSI-konforme SMGW von Dr. Neuhaus mit den Zählern von Discovery verbunden wurden. Diese SMGW sind nicht in der Lage, die benötigten Messwerte für die Anschlussleistung in Echtzeit an externe Hardware weiterzugeben. Deshalb musste ein zweiter zentraler Wandler zur Messung der Leistung am Netzanschlusspunkt der Kundenanlage installiert werden. In den Doppelhaushälften wurde die Leistung aus der Hardware der E3/DC-Speicher bzw. der Fronius Wechselrichter abgefragt. Der entsprechende Aufwand führte zu weiterer monatelanger Verzögerung.

Obwohl das eigens für SoLAR eingerichtete Ethernet zum Anschluss der SMGW angeboten wurde, wurden die SMGW zudem mit LTE-Kommunikation installiert. Schlechter Empfang im Keller und Abstimmungsprobleme zwischen Discovery und Dr. Neuhaus führten dazu, dass die meisten SMGW Stand heute nicht auslesbar sind. Der Betrieb der Anlage und die intelligente Steuerung der Geräte konnte trotzdem aufgenommen werden – leider mit deutlichen Verzögerungen.

Eine Übersicht über die Arbeitspakete mit dem Stand der Arbeiten und der weiteren Planung im Dezember 2020, ein halbes Jahr vor dem ursprünglich geplanten Projektende, gibt Abbildung 7. Die dort für den Zwischenbericht dargestellten Verzögerungen verschärften sich aus oben genannten Gründen später noch.

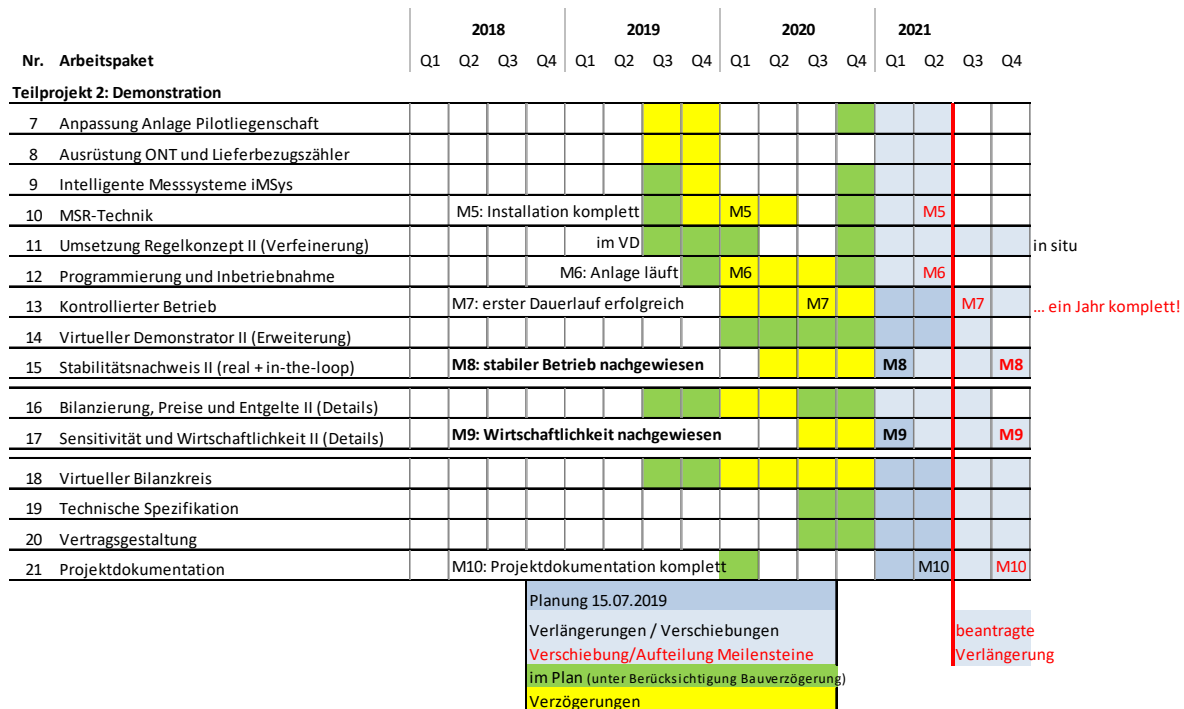


Abbildung 7: Projektplan SoLAR, Stand Dezember 2020

Während die vom Baufortschritt unabhängigen Arbeitspakete AP 11 (Umsetzung Regelkonzept), AP 14 (Virtueller Demonstrator), AP 19 (technische Spezifikation) und AP 20 (Vertragsgestaltung) im Plan waren, haben sich die anderen Arbeitspakete, die von der Einbindung und Nutzung der realen Liegenschaft abhängig sind, deutlich verzögert. Nachdem ursprünglich schon im Herbst 2019 die Liegenschaft bezogen werden sollte, haben Probleme bei der Bauantragsstellung, mit Altlasten und bei der Bauplanung immer wieder zu Verzögerungen von insgesamt etwas mehr als einem Jahr geführt. Die Arbeitspakete zur technischen Umsetzung in der Liegenschaft AP 7 bis 10 konnten dementsprechend erst ab dem dritten Quartal 2020 durchgeführt werden und verzögerten sich auch in 2021. Die Arbeitspakete zur Programmierung und Inbetriebnahme AP 11 bis AP 13 verzögerten sich entsprechend, und damit auch die Realisierung der Meilensteine M5 (Installation MSR-Technik komplett), M6 (Anlage in Betrieb) und M7 (erster Dauerlauf erfolgreich).

Die Arbeitspakete, die auf den Erfahrungen im Realbetrieb aufbauen, AP 15 (Stabilitätsnachweis), AP 16 und 17 (Tarifgestaltung und Sensitivität/Wirtschaftlichkeit) mit den Meilensteinen M8 (Nachweis stabiler Betrieb) und M9 (Nachweis der Wirtschaftlichkeit) verzögerten sich in der Konsequenz ebenfalls und konnten bis Projektende nur in Ansätzen bearbeitet werden. Die Geräte wurden sukzessive in Betrieb genommen. Ein Gesamtlauf konnte nur teilweise mit BHKW und einigen Wärmepumpen durchgeführt werden. Im Realbetrieb zeigten die Geräte allerdings eine sehr hohe Übereinstimmung mit dem simulierten Betriebsverhalten, so dass der stabile Betrieb und die Wirtschaftlichkeit, die über den virtuellen Demonstrator nachgewiesen wurden, auch für den Realbetrieb angenommen werden können. AP 18 (virtueller Bilanzkreis) konnte leider nicht mehr im Projektrahmen durchgeführt werden, genauso wie die Simulation der Einbettung des Virtuellen Demonstrators und der Liegenschaft in höhere Netzebenen.



Die Dokumente für die technische Spezifikation wurden kontinuierlich erstellt, bearbeitet und 2022 im Rahmen des Abschlussberichtes zusammengetragen und editiert. Die Inhalte sind proprietäres Wissen der Projektpartner und werden nicht veröffentlicht.

Für die Vertragsverhältnisse mit den Bewohnern und der Partner untereinander wurden verschiedene Dokumente entworfen und genutzt, insbesondere im Rahmen des Quartierstrommodells (siehe Abschnitt 2.7).

Der ursprüngliche Endtermin für das Projekt Ende des zweiten Quartals 2021 musste aufgrund der Verzögerungen durch äußere Einflüsse zweimal verschoben werden. Im Dezember 2020 wurde die Verlängerung bis Ende 2021 beantragt. Im dritten Quartal 2021 war abzusehen, dass das Projekt noch einmal auf Ende des zweiten Quartals 2022 verlängert werden sollte. Diese Verlängerung erfolgte kostenneutral.

Die Umsetzung der intelligenten Ansteuerung der Ladepunkte für Elektrofahrzeuge und Haushaltsgeräte konnte ebenfalls aufgrund externer Umstände nicht im Rahmen des Projektes real umgesetzt werden. Es wurden jedoch weitere Mittel durch Energiedienst (Anbindung der intelligenten Steuerung an das Lademanagement der Firma Flotteladen) sowie BSH (Anbindung der Hausgeräte) zur Verfügung gestellt und die Arbeiten nach offiziellem Projektende weitergeführt. Die Anbindung wird Ende 2022 abgeschlossen sein. Umsetzungsstand und vorliegende Ergebnisse zum aktuellen Zeitpunkt sind in diesem Abschlussbericht dokumentiert.

Insgesamt ist hinsichtlich des Projektablaufs das Fazit zu ziehen, dass nicht alle Arbeitspakete vollständig abgearbeitet werden konnten. Insbesondere konnte die intelligente Sektorkopplung nicht auf einer höheren Ebene außerhalb der Liegenschaft simulativ und real umgesetzt werden. Mit Blick auf das sehr geringe Budget des Projektes wurde aber, insbesondere durch die Unterstützung der assoziierten Partner, ein beachtliches Pensum an Umsetzungen und Untersuchungen durchgeführt und viele wertvolle Erkenntnisse gewonnen, die eine baldige kommerzielle Umsetzung der demonstrierten Technologie zur Beschleunigung der Energiewende sehr wahrscheinlich machen. Siehe dazu Abschnitt 3.

Zum Abschluss des Projektes wurden zwei zweiteilige Abschlussworkshops durchgeführt:

Am 22.06.2022 fand ein letztes internes Partnertreffen, gemeinsam mit der Gemeinde Allensbach, vor Ort statt, in dem der erreichte Projektstand zusammengefasst wurde und weitere gemeinsame Schritte, aufbauend auf SoLAR, besprochen wurden. Am 23.06.2022 wurde der Workshop durch ein ausführliches Online-Event ergänzt, in dem sich alle Interessierten über die Ergebnisse von SoLAR informieren konnten (<https://solarlago.de/solar-allensbach/bereit-fur-100-erneuerbare/>).

Das EIFER organisierte darüber hinaus im September 2022 einen zweiteiligen Workshop in englischer Sprache. Am 14.09.2022 wurden die Projektergebnisse in einem Online-Event vorgestellt. Am 16.09.2022 hatten Interessierte die Möglichkeit, die Liegenschaft vor Ort zu besuchen und mögliche internationale Folgeprojekte zu besprechen (<https://solarlago.de/solar-allensbach/english-summary/#finalworkshop>).

Der Gemeinderat von Allensbach beschloss am 27.09.2022, die Umsetzung der Technologie von SoLAR auf das lokale Verteilnetz in einem Reallabor SUNRISE (Suffizienz, Umweltschutz und Nachhaltigkeit – Reallabor für Intelligente Sektorkopplung und Energiewende) zur Förderung durch das BMWK zu beantragen und beauftragte Easy Smart Grid mit den notwendigen Arbeiten zur Planung und Koordination.



2.7 Datenerhebung und Einbezug der Bewohner

Aus Anlass der Aufrichtung der Häuser und des bevorstehenden Einzugs der ersten Bewohner wurde 2020 und 2021 ein ausführliches Informations- und Beteiligungsprogramm für die zukünftigen Bewohner umgesetzt. Dazu wurden eine Broschüre und eine Informationsschrift erstellt und alle Bewohner in persönlichen Gesprächen durch den Projektkoordinator informiert und beraten. Durch den Bauherrn Kaufmann Bau wurde zudem ein Informationsabend (wegen Corona im Internet) gestaltet, in dem auch das Projekt SoLAR thematisiert wurde.

Für die Einbindung der Bewohner wurden zudem Vertragsdokumente erstellt, mit denen die Zustimmung zur Beteiligung am Projekt und zur Nutzung der Daten eingeholt wurde:

- Eine „Zustimmungserklärung“, mit der die Bewohner Ihre Zustimmung zur Beteiligung am Projekt und zur Nutzung Ihrer Daten zum projektinternen Gebrauch geben. Optional konnte auch die Verwendung der Namen in Veröffentlichungen zugelassen werden.
- Ein „Vertrag zur Überlassung eines Haushaltsgerätes zu Forschungszwecken“, mit dem die kostenlose Überlassung eines steuerbaren Haushaltsgerätes durch BSH Hausgeräte geregelt wird, unter der Prämisse, dass der Vertragspartner noch mindestens ein weiteres steuerbares Hausgerät von BSH oder Miele auf eigene Kosten anschafft.
- Eine „Einwilligungserklärung“, mit der die Einwilligung zur Nutzung der Daten auch über das Projekt hinaus in verschiedenen Stufen (nur ISC, pseudonymisiert unter Partnern, pseudonymisiert veröffentlicht) gegeben werden kann.

Von Energiedienst wurden zudem noch der „Auftrag zur Stromlieferung aus Kundenanlagen“ für den in der Liegenschaft erzeugten „NaturEnergie HausStrom“ sowie eine „Vereinbarung zur Überschusseinspeisung PV-Strom in die Kundenanlage“ zum Auf- und Weiterverkauf von privatem Überschussstrom der Doppelhaushälften innerhalb der Liegenschaft zur Verfügung gestellt.

Die verschiedenen Dokumente zeigt Abbildung 8 in der Übersicht.

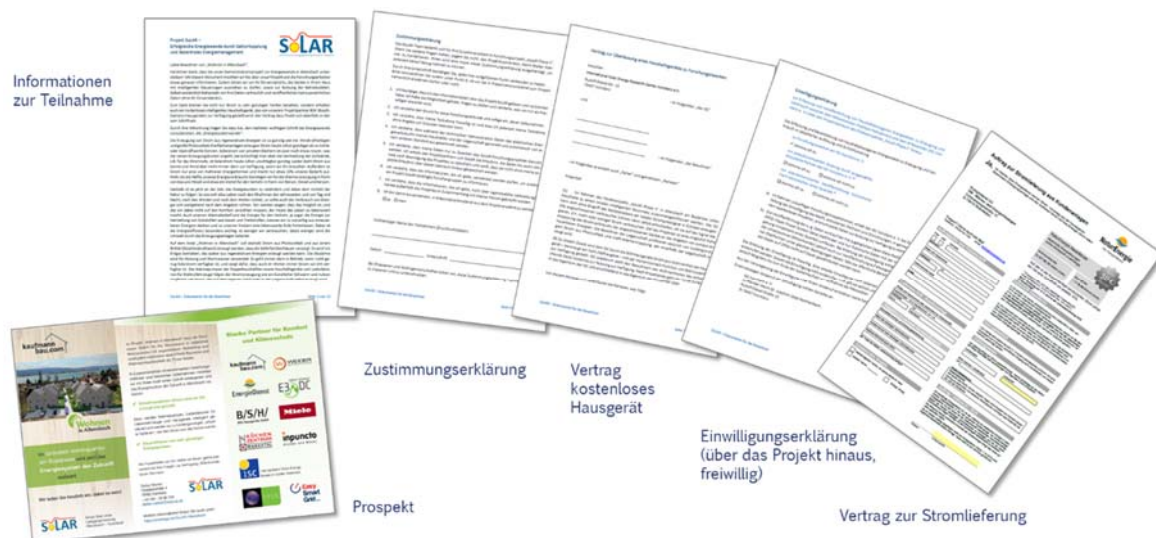


Abbildung 8: Unterlagen und Verträge für die Bewohner



Die Resonanz der Bewohner der Liegenschaft auf das Projekt war sehr positiv. Alle waren zu einer Beteiligung bereit und beziehen ihren Strom aus dem angebotenen Tarif. Das Interesse am Projekt schwankt dabei zwischen der reinen Nutzung des sehr günstigen Stromtarifes, der mit dem Projekt verbunden ist, bis hin zu aktiver Mitarbeit. Sechs Bewohner haben in eine namentliche Nennung in Präsentationsmaterial zum Projekt eingewilligt. Ein Bewohner ist inzwischen aktives Mitglied des Arbeitskreises „Energie, Ressourcen, Klimaschutz“ der Lokalen Agenda 21 in Allensbach, unterstützt bei der Einbindung der Technologie als primärer Versuchshaushalt und engagiert sich aktiv bei verschiedenen Projekten zum Klimaschutz.

Alle Eigentümer der Doppelhaushälften mit Wärmepumpe lassen ihre Wärmepumpe im Rahmen des Projektes netzdienlich steuern. Viele haben eingewilligt, ihre Haushaltsgeräte netzdienlich steuern zu lassen und das Angebot von BSH zum Bezug eines kostenlosen Gerätes (meist eine Kühl-/Gefrier-Kombination) angenommen. Zum Projektabschluss waren 39 steuerfähige Haushaltsgeräte in 17 Haushalten registriert – neben Kühl-/Gefrierkombinationen sind dies Geschirrspülmaschinen, Herde/Backöfen, Waschmaschinen und Trockner. Abgesehen von den Herden/Backöfen sollen 34 Geräte intelligent angesteuert werden. 10 Haushalte haben zudem 9 Ladepunkte für Elektrofahrzeuge installiert und 2 Ladepunkte vorbereitet. Um eine Schädigung der Netzinfrastruktur zu verhindern, ist dabei ein Lademanagement unbedingt notwendig. Alle Besitzer von Ladepunkten sind daran interessiert, dass ihr Lastmanagement so optimiert wird, dass möglichst viel eigener Strom zum Laden genutzt wird.

Im Rahmen des Projektes SCALINGS (siehe Abschnitt 2.5.3) führte die TU München 2021 Interviews mit den Projektpartnern als auch mit den Bewohnern durch, um das Projekt hinsichtlich der Co-Kreation zwischen Projektentwicklern und Anwendern zu untersuchen. Aufgrund des begrenzten Budgets wurde in SoLAR bei der Konzeption des Projektes die „Ich-Methode“ (I-Methodology) gewählt. Das heißt, die Entwickler versetzen sich in die Rolle der Nutzer und arbeiten auf Basis ihrer Vorstellung (Vision) der Bedürfnisse und Bedenken der Bewohner. Idealerweise würde auf Basis von Inklusion gearbeitet und den Nutzern eine aktive Rolle zugewiesen, siehe Abbildung 9.

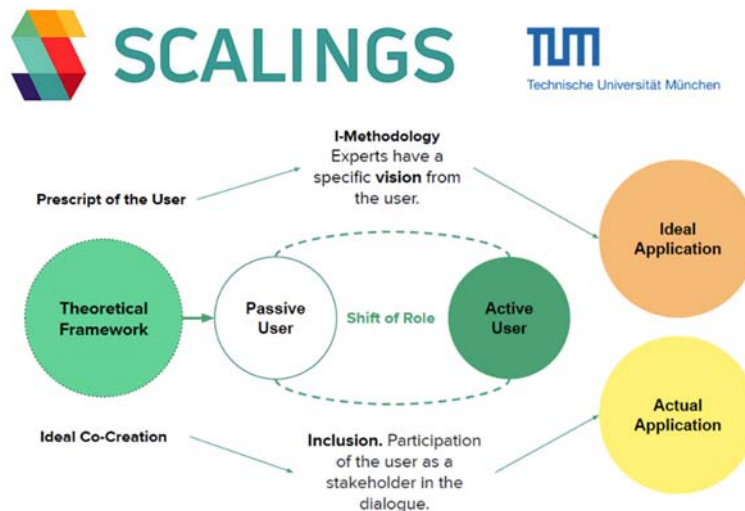


Abbildung 9: Wechsel der Nutzerrolle von passiv zu aktiv in der idealen Co-Kreation, SCALINGS, TU München

Die Annahmen der Entwickler, wie sie in den Interviews dokumentiert wurden, sind beispielhaft in Abbildung 10 wiedergegeben.

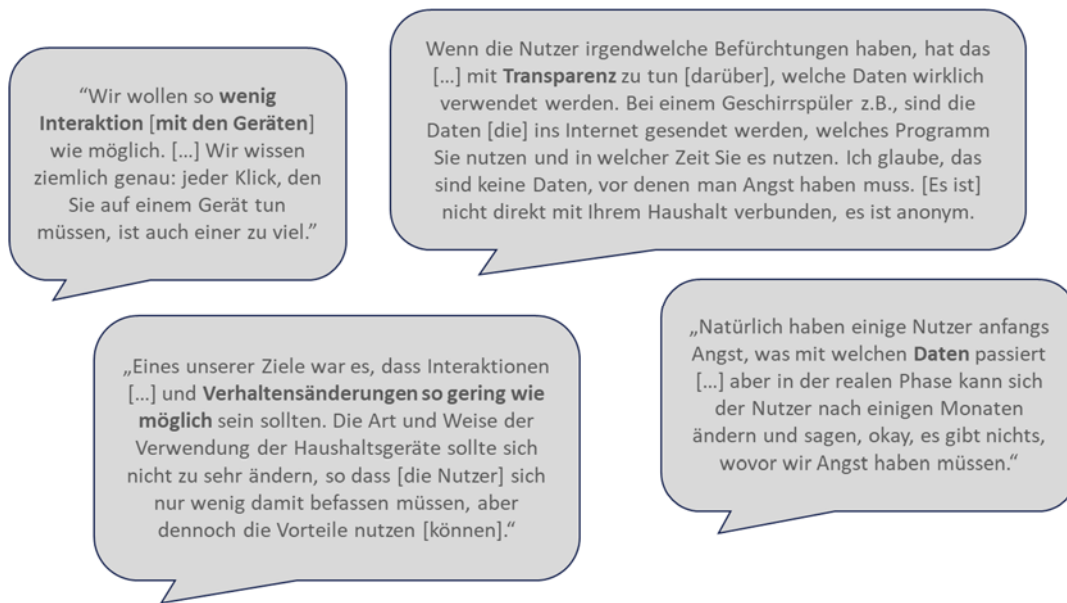


Abbildung 10: Annahmen der Entwickler zu den Nutzerbedürfnissen und deren Befürchtungen in SoLAR

Abbildung 11 zeigt, wie die Nutzer, unabhängig befragt, auf das Projekt blickten.

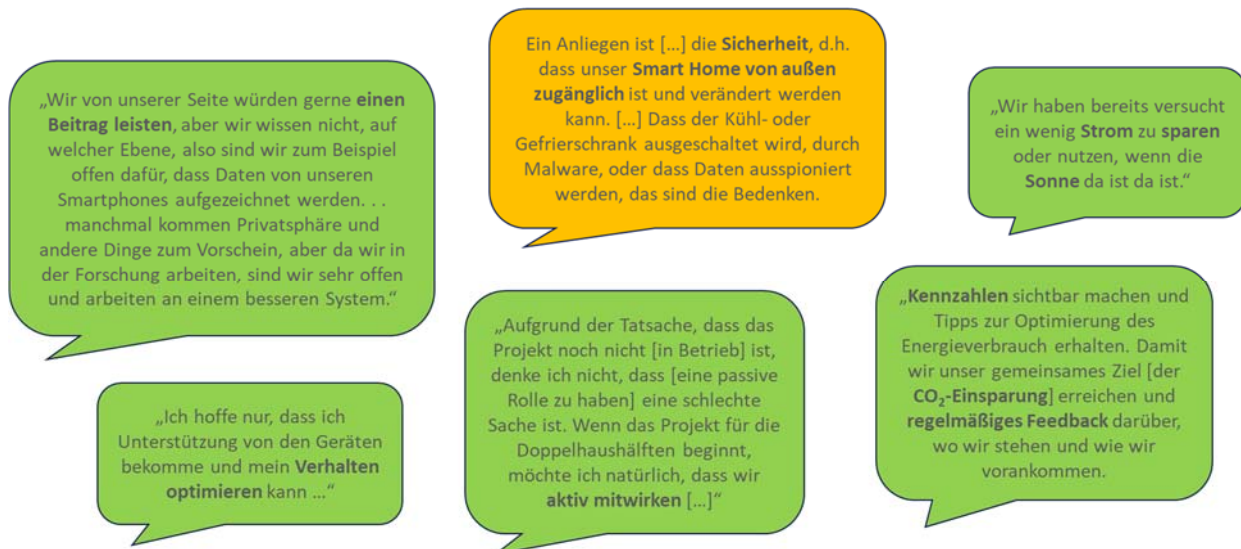


Abbildung 11: Aussagen der Nutzer zu ihrer Beteiligung an SoLAR

Die positive Rezeption des Projektes durch die Nutzer und die Bereitschaft und das Interesse, aktiv mitzuwirken, ist auf jeden Fall hervorzuheben. Bedenken gibt es immer noch hinsichtlich der Datensicherheit und der Möglichkeit von Eingriffen durch Dritte auf die Geräte. Diese Bedenken sind sehr ernst zu nehmen, wurden Sie doch insbesondere von Experten in der Informationstechnik unter den Bewohnern geäußert. In dieser Hinsicht soll an dieser Stelle noch einmal darauf hingewiesen werden, dass das Ziel der Technologie ist, Preissignale aus dem Netzzustand abzuleiten und mit möglichst direkt – optimal nur durch eine lokale Messung – an die Steuerung innerhalb der Geräte zu übermitteln, so dass ein Eingriff Dritter sicher verhindert werden kann und keine Daten nach extern übermittelt werden müssen. Im Demonstrationsprojekt musste allerdings auf vorhandene Technologie zurückgegriffen werden, die teilweise, z.B. im Falle der Hausgeräte, eine Kommunikation über das Internet erforderlich macht. Die Ziel-Technologie soll in Folgeprojekten umgesetzt werden. Der Hinweis auf dieses Ziel wurde von den Nutzern sehr positiv aufgenommen.



Die Erkenntnisse von SCALINGS und die Vorschläge zur Inklusion können für Projekte, die auf SoLAR aufbauen, genutzt werden. Weitere Informationsveranstaltungen für die Bewohner sind geplant, sobald alle Geräte angebunden sind und die intelligente Steuerung vollständig umgesetzt ist. Dabei sollen auch interessante Daten visualisiert werden. Der Schwerpunkt wird aber auf der Bildung eines Gemeinschaftserlebnisses und der Einbindung der Nutzer liegen. Die Gemeinschaft unter den Bewohnern wächst und verfestigt sich bereits. Man hat der Liegenschaft gemeinsam den Namen „Dübelhölzle“ gegeben, der nun auch in Veröffentlichungen zum Projekt genutzt wird.

2.8 Veröffentlichungen und Foren

Umfassende Informationen zu SoLAR sind im Internet veröffentlicht unter <https://solarlago.de/solar-allensbach/>.

Das Projekt SoLAR und die jeweils aktuellen Ergebnisse wurden in Phase 2 zu verschiedenen Anlässen präsentiert und mögliche Anwendungen mit Netzbetreibern, Energielieferanten, Technologiepartnern, Forschungsinstituten, Behörden etc. diskutiert. Die folgende Liste zeigt eine Auswahl der wichtigsten Veranstaltungen, Veröffentlichungen und Gespräche, die teilweise auch nach offiziellem Projektende nach Verlängerungen am 30.06.2022 noch stattfanden.

- | | |
|----------------|--|
| 31.08.2019 | Information künftiger Bewohner, Holzhandel Habisreutinger, Konstanz, |
| 12.-13.09.2019 | Präsentation auf dem 5. Dialogplattform Power-to-Heat, VDE ETG, Berlin |
| 14.09.2019 | Information künftiger Bewohner, in puncto Küchen, Gottmadingen |
| 15.11.2019 | Vortrag am Themenabend CO ₂ -Reduktion, CDU Remchingen |
| 27.11.2019 | Vortrag beim Strommarkttreffen zum Thema Sektorkopplung, ZHAW, Zürich |
| 09.01.2020 | Präsentation im Hause Energiedienst, Diskussion zukünftiger Anwendungen |
| 13.01.2020 | Vorstellung beim Klimaschutzbeauftragten der Stadt Konstanz, zukünftige Anwendungen in Konstanz |
| 30.01.2020 | Vorstellung von SoLAR als Vorlage für ein Energiekonzept bei der Ortsvorsteherin Allensbach-Kaltbrunn (im Rahmen eines kalten Nahwärmenetzes im Bestand) |
| 13.-14.02.2020 | Präsentation und Ausstellung auf dem Kongress „Energieautonome Kommunen“, Freiburg (siehe Abbildung 12) |
| 15.02.2020 | Vorstellung von SoLAR auf der Mitgliederversammlung des CO ₂ -Abgabe e.V. in Freiburg, inkl. Veröffentlichung als YouTube-Video |
| 17.02.2020 | Interview mit dem Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie |
| 28.02.2020 | Erstellung eines Online-Tutorials zu SoLAR mit Schäffler Sinnogy, Verlinkung auf Internetseite SoLAR |
| 02.-03.03.2020 | Präsentation von SoLAR am KIT Workshop zu Lokalen Energiemärkten, Karlsruhe |
| 11.03.2020 | Workshop mit der Hochschule Offenburg zum Thema PLC zur Preissignalübertragung |
| 08.04.2020 | Abstimmung zur Nutzung der SoLAR-Technologie im Projekt „Smart Green City Haßfurt“ |



- 09.04.2020 Diskussion zur Nutzung der SoLAR-Technologie bei den Stadtwerken Trier
- 23.04.2020 Online Seminar zu SoLAR beim VKU Rheinland-Pfalz
- 16.06.2020 Workshop mit Energiedienst zu Projekten mit Kombination
 BHKW-Wärmepumpe-PV



Abbildung 12: Präsentation von SoLAR auf dem Kongress „Energieautonome Kommunen“ in Freiburg, von links nach rechts: Stefan Werner (Projektkoordinator, Easy Smart Grid), Adrian Minde (Projektingenieur, ISC Konstanz), Samrat Bose (Projektingenieur, EIFER)

- 08.07.2020 Öffentliches Partnertreffen „SoLAR goes LIVE“ mit Vortragsvideos
 auf Internetseite
- 10.07.2020 Vorstellung bei der Expertendiskussion „Muss der Strommarkt reformiert werden,
 um die Ausbauziele erreichen zu können?“ der LAG Energie der Grünen Baden-
 Württemberg
- 15.07.2020 Vorstellung SoLAR auf dem Energiekongress Karlsruhe
- 04.08.2020 Vorstellung SoLAR und Diskussion der Einbindung in Redispatch 2.0
 mit Transnet BW, Stuttgart
- 08.09.2020 Workshop bei Energiewerkstatt zu BHKW als Flexibilität
- 22.09.2020 Ergebnisse von SoLAR wurden mit einem Poster und Artikel auf der CIRED
 in Berlin vorgestellt (virtuelle Veranstaltung)
- 25.09.2020 Vorstellung von SoLAR auf dem Kongress „Energiesysteme im Wandel“,
 Insel Mainau
- 28.-29.09.2020 Austausch auf dem Workshop „Märkte und Smart Balancing“ der HAW Hamburg
- 7.10.2020 Vorstellung für Regulatory Advisory Projekt (RAP), Berlin
- 08.10.2020 Interview mit dem Südkurier, Konstanz



- 20.10.2020 Diskussion Energiewende in Allensbach mit Energiedienst und Bürgermeister/Ortsbaumeister
- 22.10.2020 Vorstellung für N-ERGIE, Nürnberg
- 18.11.2020 Austausch mit Stadtwerk Haßfurt und Bayernwerk zu lokalen Energiegemeinschaften
- 19.11.2020 Präsentation beim Interregio Projekt Smart Meter Inclusif (SMI), Mulhouse
- 24.11.2020 Diskussion SoLAR und §14a EnWG mit VKU, Berlin
- 25.11.2020 Besprechung der Ergebnisse der Partnerbefragung durch SCALINGS, TU München
- 01.12.2020 Interview für SCALINGS, Vorbereitung „Challenge“ für Soziologie-Studenten
- 04.12.2020 Vorstellung SoLAR und Echtzeitsystem bei ÜNB 50Hertz - Elia, Berlin – Belgien
- 11.01.2021 Referat im Rahmen der Vorlesungsreihe "Smart Grids" der HTWG Konstanz
- 05.02.2021 Vorstellung des Projekts SoLAR bei den Stadtwerken Ettlingen (mögliche Anwendung Projekt Kaserne Nord)
- 23.02.2021 Diskussion Smart Balancing / Locational Prices mit Tennet
- 05.03.2021 Austausch mit EE-Bus zur Integration SoLAR Ansätze in die EE-Bus Architektur
- 16.03.2021 Projektvorstellung SoLAR bei der Karlsruher Energieagentur (KEA) im Kontext Wärmeplanung
- 29.03.-02.04.2021 Vorstellung SoLAR bei virtueller Geschäftsreise nach Kalifornien (organisiert von German American Chamber of Commerce im Auftrag des BMWi)
- 06.04.2022 Veröffentlichung Fachbeitrag "Zum effizienten Marktdesign für Energiesysteme mit dominierender erneuerbarer Erzeugung" in der Zeitschrift „et Energiewirtschaftliche Tagesfragen“, VDE Verlag
- 14.04.2021 Vorstellung aktueller Stand SoLAR bei Verband Kommunaler Unternehmen (VKU), VKU zeigte sich interessiert, in einem Folgeprojekt mitzuwirken
- 06.05.2021 Präsentation und Beitrag zum Tagungsband des 2. Innovationskongresses Ulm/Neu Ulm „Energie neu denken“
- 16.07.2021 Vorstellung des Projektes SoLAR in Wüstenrot, Diskussion möglicher Übertragung auf dortige Projekte
- 13.09.202 Austausch mit Projektleitung Projekt FlexQGrid (Netze BW/Freiamt): Ähnliche Situation mit 23 Haushalten, ähnliche Ziele der Flexibilitätsnutzung – welche Synergien gibt es?
- 24.09.2021 Vorstellung für den VfEW Baden-Württemberg
- 28.09.2021 Vorstellung beim Smart Ennovation Netzwerk Schleswig-Holstein (SMESH)
- 06.10.2021 Vorstellung beim Fachausschuss Informationstechnik des VDI
- 13.-15.09.2021 Teilnahme Easy Smart Grid mit Vorstellung SoLAR beim Elia Hackathon, Brüssel
- 25.10.2021 Vorstellung bei der naturstrom AG, Düsseldorf
- 28.10.2021 Vorstellung beim Fraunhofer IEE, Kassel



- 04.11.2021 Vorstellung des Projektes SoLAR beim Europäischen Wärmepumpenverband (EHPA)
- 09.11.2021 Vorstellung beim Open District Hub e.V., München
- 11.11.2021 Vortrag auf „Greener Manufacturing Show“ in Köln: Vorstellung SoLAR und Übertragungsmöglichkeiten auf Gewerbe/Industrie
- 12.11.2021 Vor-Ort-Besichtigung durch den Fachverband Elektro- und Informationstechnik Baden-Württemberg
- 18.11.2021 Vorstellung bei der Bundesnetzagentur (BNetzA)
- 24.11.2021 Vorstellung bei der Stromnetz Berlin GmbH
- 25.11.2021 Vorstellung bei Discovery GmbH, Heidelberg
Diskussion Messstellenkonzept mit Netze BW
- 03.12.2021 Austausch zu Projektskizze „Dynamischer Windtarif für den Norden“ mit dem SMESH-Netzwerk und GreenTEC Campus, Enge-Sande
Vorstellung bei Green Planet Energy eG, Hamburg
Austausch mit Drees & Sommer, SoLAR und geplantes kaltes Nahwärmenetz im Bestand in Allensbach-Kaltbrunn
- 07.12.2021 Verleihung „Good Practice Award 2021“ im Rahmen des Events „Optimising Energy and Empowering Nature“ der Renewables Grid Initiative (RGI), Brüssel
- 08.12.2021 Vorstellung bei der Stiftung Umweltenergierecht, Würzburg
- 17.12.2021 Diskussion eines Reallabor-Vorschlags „Redispatch 3.0“ mit Echtzeittarifen aus Netzzustandsgrößen auf Basis von SoLAR“ mit ED Netze, Rheinfelden
- 20.12.2021 Kick-Off mit Stadtwerk Haßfurt und OTH Regensburg für ein Forschungsprojekt zu dynamischen Netzentgelten auf der Basis von SoLAR
- 21.12.2021 Kick-Off Untersuchung „Resilience & flexibility from local Energy Systems“ mit EIFER und EDF mit dem Virtuellen Demonstrator aus SoLAR
- 13.01.2022 Vorstellung bei STEAG New Energies, Saarbrücken
- 17.01.2022 2. Referat im Rahmen der Vorlesungsreihe "Smart Grids" der HTWG Konstanz
- 16.02.2022 Vorstellung bei den Stadtwerken Ulm
- 16.03.2022 Vorstellung und Diskussion möglicher Folgeprojekte mit Miele, Gütersloh, Bereich „Consumer Trend Research | Future Business Design | Smart Home“
- 22.03.2022 Vorstellung und Diskussion mögliches Projekt mit SMESH und Stadtwerken Steinburg, Itzehoe
- 24.03.2022 Vorstellung SoLAR und Anwendung im Stromnetz bei Best Practice Webinar „Matching generation and consumption in a smart renewables-based system“ der Renewables Grid Initiative (RGI): <https://renewables-grid.eu/activities/events/detail/news/best-practice-webinar-matching-generation-and-consumption-in-a-smart-renewables-based-system.html>



- 30.03.2022 Beteiligung an Smart Grids-Gesprächen "Smarte Quartiere: Energieoptimierte Siedlungsentwicklung planen und umsetzen", Smart Grids-Plattform BW
- 06.04.2022 Klimafreundliche Quartiere – Austausch mit Energieagentur Kreis Karlsruhe
- 11.04.2022 Austausch zu Flexibilität und Bilanzkreismanagement mit Nordgröön, Medelby
- 26.04.2022 Vorstellung bei Lichtblick, Hamburg
- 11.05.2022 Diskussion über mögliche Synergien mit dem BMWK-Projekt FlexMC zur Smart-Metering-Infrastruktur mit kundennahen Lösungen mit decarbon1ze, Berlin
- 13.05.2022 Vorstellung beim Bündnis Bürgerenergie, Berlin
- 16.05.2022 Vorstellung SoLAR und Diskussion eines möglichen gemeinsamen Projektes mit den Stadtwerken Steinburg, Itzehoe
- 18.05.2022 Vorstellung SoLAR und Diskussion eines möglichen gemeinsamen Projektes mit den Stadtwerken München
- 19.05.2022 Teilnahme Stefan Werner an der SINTEC-Abschlusskonferenz, Berlin, als Vertreter der Lokalen Agenda 21 Allensbach im Panel zum Thema Partizipation
- 25.05.2022 Vorstellung beim Amt für Klimaschutz des Landratsamtes Kreis Konstanz
- Vorstellung und Diskussion der Technologie zur Anwendung im Verteilnetz beim „C/sells Club – AK Hirn oder Bagger?“ der Smart Grid-Plattform BW
- 08.06.2022 Austausch mit dem Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt, Energie
- 14.06.2022 Vorstellung SoLAR und Diskussion eines möglichen gemeinsamen Projektes mit den Stadtwerken Konstanz
- 22.06.2022 Abschlussworkshop der Partner in Allensbach
- 23.06.2022 Online-Abschlussevent für alle Interessierten
- 28.06.2022 Vorstellung für die Theben AG, Haigerloch, mit Diskussion der Integration der Technologie in SMGW und mögliche gemeinsame Projekte, basierend auf SoLAR
- 04.-05.07.2022 Präsentation mögliche Anwendungen von SoLAR im Stromnetz durch Easy Smart Grid, EIFER und BSH, auf dem Grid Service Market (GSM) Symposium in Luzern
- 06.07.2022 Vertiefende Diskussion mit der Abteilung Netzbetrieb der Stadtwerke München
- 11.07.2022 Vorstellung SoLAR und SUNRISE auf dem Workshop „Bayern packt an: Mit Reallaboren die Energiewende umsetzen“, BayKoRL, FfE, München
- 12.07.2022 Aufforderung an Easy Smart Grid zur Erstellung eines Feinkonzeptes im Ideenwettbewerb zu Anwendungsfällen mit SMGW der dena
- 09.09.2022 Vorstellung bei E.ON/Hansenetz
- 14.09.2022 Online-Abschlusspräsentation auf Englisch, EIFER
- 16.09.2022 Vor-Ort-Abschlussworkshop auf Englisch, EIFER
- 20.09.2022 Vorstellung SoLAR auf dem Symposium „KI in Verteilnetzen“ im Rahmen von Präsentationen zum BMUV-Projekt AI4Grids durch das ISC Konstanz



- 21.09.2022 Vorstellung und Gespräch mit Dr. Ralf Sitte Referat III C 4 (Flexibilität der Nachfrage, Technische Systemintegration, Speicher) im BMWK, Berlin
- 26.09.2022 Präsentation des Virtuellen Demonstrators auf der Anylogic Conference 2022: A Digital Twin for Highly Efficient and Sustainable Districts.

3 Ergebnisse

3.1 Theoretisch-simulative Untersuchungen

Die Machbarkeit und Wirtschaftlichkeit intelligenter Sektorkopplung in der Demonstrationsliegenschaft von SoLAR wurde mit Hilfe eines digitalen Zwillings (Virtueller Demonstrator) ausführlich untersucht. So konnte schon vor der Inbetriebnahme der Geräte deren Steuerung optimiert und die erwartbaren Ergebnisse der intelligenten Sektorkopplung berechnet werden. Der Aufbau der Modellumgebung und die Ergebnisse der Simulationen werden im Folgenden dargestellt.

3.1.1 Liegenschaft „Dübelhölzle“ als Netzzelle

Für die Demonstration intelligenter Sektorkopplung in einer realen Netzzelle konnte die Kaufmann GmbH, Oberstadion, als Eigentümer und Generalunternehmer eines klimafreundlichen Wohnprojektes [KAUFMANN 2022] in Allensbach gewonnen werden. Kaufmann errichtete dort 12 Doppelhaushälften (DHH) und 2 Mehrfamilienhäuser (MFH) mit insgesamt 22 Wohneinheiten in KfW 40 Holzbauweise. Das Projekt wurde mit dem Slogan „Grünstes Wohnquartier am Bodensee“ beworben. Später wurde die Liegenschaft durch die Bewohner in Anlehnung an die spezielle Holzmassivbauweise „Dübelhölzle“ getauft. Der Virtuelle Demonstrator sollte der Liegenschaft möglichst exakt entsprechen.



Abbildung 13: Demonstrationsliegenschaft „Dübelhölzle“ in Allensbach mit Bestandsgebäude (rechts), Sommer 2022



Abbildung 13 zeigt die Liegenschaft in der Bauphase im Frühjahr 2021. In der Liegenschaft wird ein privates Stromnetz als Kundenanlage installiert, das von der Energiedienst AG in Rheinfelden als und Energieversorger betrieben wird. Wettbewerblicher Betreiber für intelligente Messstellen (iMSB) ist aktuell die Firma Discoveryg. Die DHH verfügen jeweils über eine eigene PV-Anlage, davon sieben mit einem Batteriespeicher (KfW 40+). Die Batteriespeicher wurden allerdings in den theoretischen Untersuchungen nicht berücksichtigt. Auf den MFH sind zwei PV-Anlagen durch Energiedienst installiert. Die PV-Leistung beträgt insgesamt 88 kWp. Da erst spät in der Phase 2 von SoLAR die tatsächliche Belegung der Dächer durch die Privateigentümer bekannt war, wurde die Simulation mit der ursprünglich konservativ geschätzten Leistung von 70 kWp weitergeführt, um die Ergebnisse besser mit vorherigen Ständen vergleichen zu können. Für die Modellierung der Wettereinflüsse wurden Daten von 2017 der Messstation Konstanz verwendet.

In der Schnittdarstellung der Liegenschaft mit einer verbindenden Tiefgarage (Abbildung 14) gelb markiert sind die 12 DHH, die jeweils durch eine eigene Wärmepumpe versorgt werden. Wärme aus Grundwasser wird über eine Sole-Ringleitung verteilt, die auch zum Kühlen aller Gebäude genutzt werden kann. Die 2 MFH und ein Bestandsgebäude werden über ein zentrales BHKW von Energiedienst mit 21 kW elektrischer Leistung mit Wärme versorgt. Die Wärmeerzeuger werden intelligent gesteuert, zusammen mit Ladepunkten für Elektrofahrzeuge (13 Ladepunkte in der Simulation) sowie Haushaltsgeräten in allen Wohnungen. Insgesamt werden in der Simulation 141 Geräte in der Liegenschaft koordiniert. Real sind 62 Geräte an der intelligenten Sektorkopplung beteiligt. Die Batteriespeicher sind aktuell nicht in das System integriert und werden nach einfachen Regeln betrieben (Laden bei Stromüberschuss, Entladen bei Netzbezug).

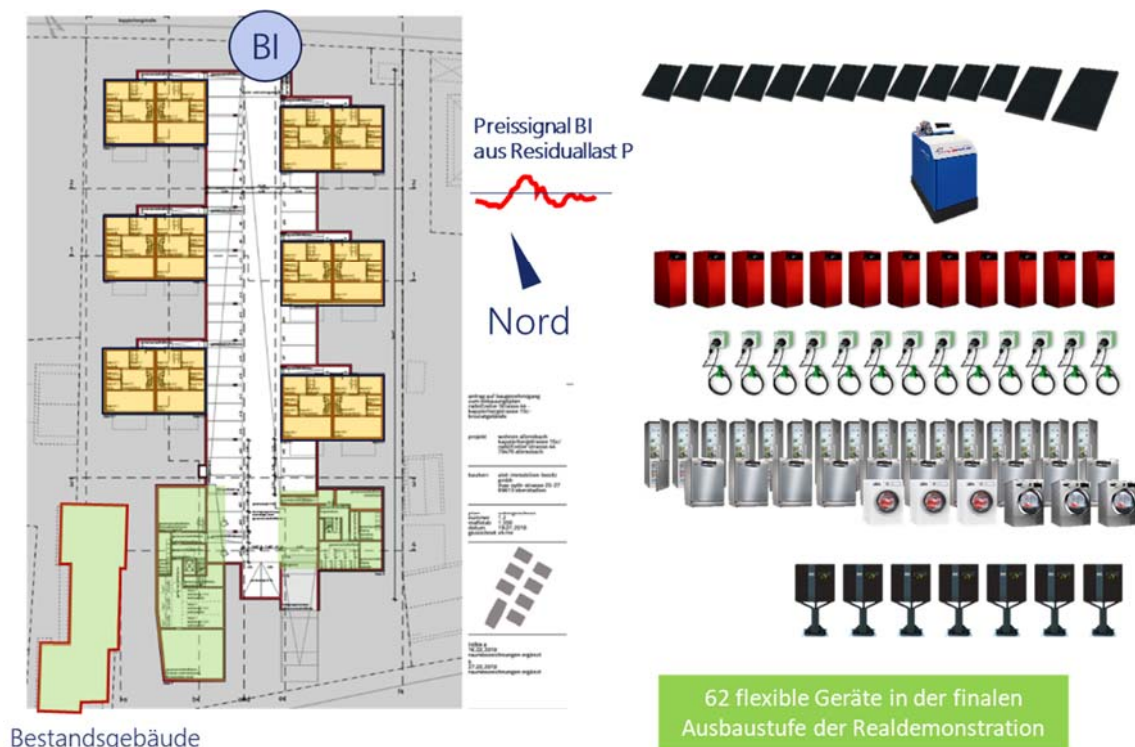


Abbildung 14: Schnittdarstellung der Liegenschaft mit real gesteuerten Geräten

Die theoretischen Flexibilitätspotentiale wurden auf Grundlage der installierten Leistung sowie Speicherkapazität der Anlagen berechnet, siehe Tabelle 2. Das Flexibilitätspotential stellt dabei die Energie da, die im Bereich des „Flexibility Ranges“ (Flexibilitätsfenster) maximal verschoben werden kann.



	Quantity	Type	Power [W]	Total Power [kW]	Flexibility Potential [kWh]	Total Flexibility Potential [kWh]	Flexibility Range
CHPs	1	Storage	21000	21	189	189	Days
Heatpumps	12	Storage	1200+1900	37,2	6,94+24,29	374,76	Days
EV Charging Points	13	Process	11000	143	50/30	520	Hours
Washing Machines	23	Process	2000	46	0,45	10,35	Hours
Dryers	23	Process	2000	46	2,44	56,12	Hours
Dishwashers	23	Process	2000	46	1,14	26,22	Hours
Fridges	23	Storage	80	1,84	0,04	0,92	Mins-Hours
Freezers	23	Storage	80	1,84	0,04	0,92	Mins-Hours
Total	141			342,9		1178,3	

Tabelle 2: Theoretische Flexibilitätspotentiale (im Virtuellen Demonstrator vollständig erschlossen)

Es ist zu erkennen, dass die größten Potentiale bei Elektroautos, Wärmepumpen und der BHKW-Anlage liegen. Als zweite Gruppe können die Haushaltsgeräte Waschmaschine, Trockner und Geschirrspüler zusammengefasst werden, da sie ähnliche Verschiebefenster aufzeigen. Zuletzt finden wir die Kühlgeräte, welche als Gefrier- und Kühlschränke zur Verfügung stehen.

Es sei angemerkt, dass die Potentiale keine Aussage über die Verfügbarkeit der Flexibilität darstellen. So ist z.B. ein Kühlschrank trotz geringem Potential durchgehend abrufbar (läuft immer), hingegen eine Wärmepumpe im Sommer trotz ihres hohen Potentials nur bedingt abrufbar. Dieses Beispiel verdeutlicht, dass um die zeitliche Verfügbarkeit der Potentiale berücksichtigen zu können, eine Simulation unabdingbar ist.

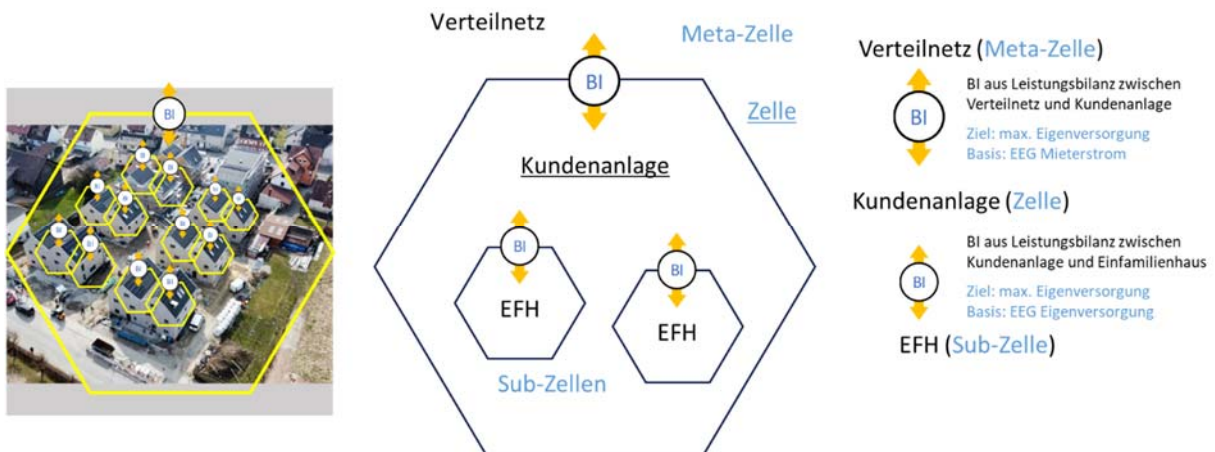


Abbildung 15: Schema der Netzzellen in der Demonstrationsliegenschaft mit BI für verschiedene Zellebenen

Wie in Abbildung 14 bereits angedeutet, wird ein Balance Indicator (BI) für das Energiemanagement aus der Residuallast am Netzanschluss der Kundenanlage gebildet. Abbildung 15 zeigt die Zellstruktur und die Bildung der Preissignale wie sie in Phase 2 von SoLAR weiter ausgearbeitet wurde. Der Kundenanlage als Netzzelle, deren Energieaustausch mit dem öffentlichen Verteilnetz als Meta-Zelle über den genannten BI bewertet wird, sind in Form der Einfamilienhäuser (EFH) bzw. Doppelhaushälften mit privaten PV-Anlagen Sub-Zellen, für die unter Berücksichtigung des übergeordneten BI und der jeweiligen Hausanschlussleistung lokale BI zur Steuerung der Geräte gebildet werden, zugeordnet. Der



müssen berücksichtigt werden. Im Energiesystem von SoLAR stellt die dezentrale Regelschleife und die Regelgröße ein solches emergentes Systemverhalten dar: die Regler der einzelnen Geräte reagieren auf die zentrale Stellgröße (BI), die wiederum selbst durch das Reglerverhalten (Leistungsmodifikation und Leistungsaggregation) beeinflusst wird.

Nachdem in der ersten Phase des SoLAR-Projektes der Virtuelle Demonstrator erstellt wurde, konzentrierte sich die zweite Phase der Entwicklung durch EIFER mehr auf die Interoperabilität des Virtuellen Demonstrators und eine detailliertere Modellierung des Bedarfs und der Steuerung energieintensiver Haushaltsgeräte, sowie der Einführung von Elektromobilität als weiterer gekoppelter Sektor. Ziel war es, eine Test- und Benchmark-Plattform aufzubauen, die es ermöglicht, operative Aspekte der Agenten zu kontrollieren, die zum Gesamtbedarf der Liegenschaft beitragen. Diese Steuerung erfolgt über das intelligente Energiemanagementsystem, das von Easy Smart Grid beigesteuert wird.

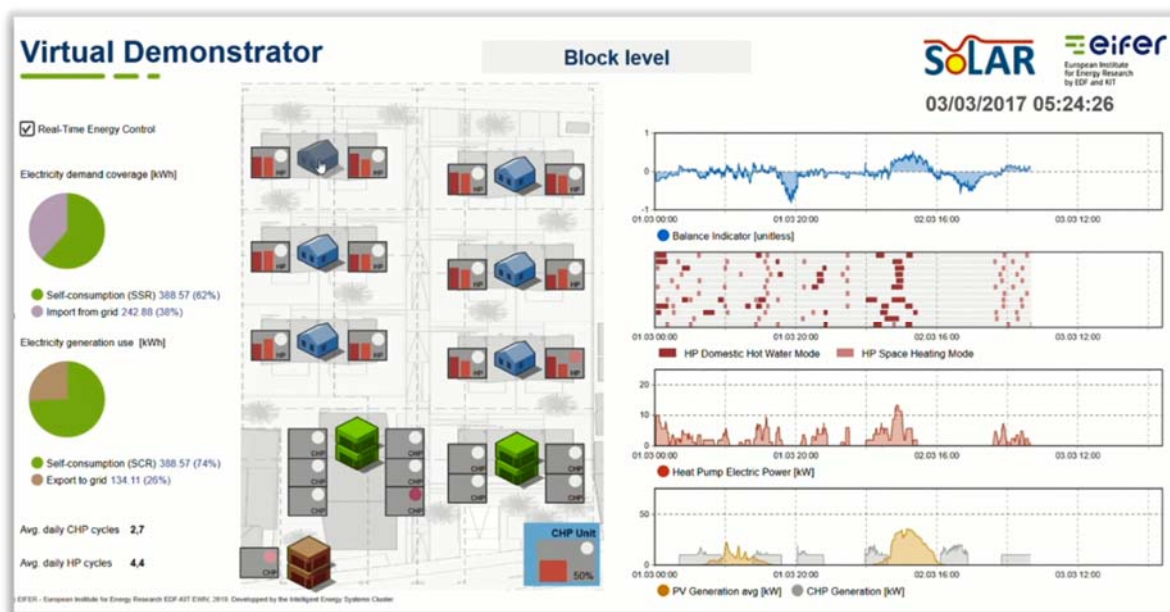


Abbildung 17: Virtueller Demonstrator, oberste Visualisierungsebene der Kern-Simulation

3.1.2.1 Architektur des Virtuellen Demonstrators

Der virtuelle Demonstrator besteht nicht ausschließlich aus einem Simulationsmodell. Um dieses zu verwenden, wurde folgende Architektur entwickelt, bei dem unterschiedliche Komponenten verschaltet wurden. Insbesondere wurden die Inputdaten in Datenbanken und Excel-Dateien strukturiert, um eine generische Verwendung des Modells zu erlauben. So können die Eingangsparameter ohne Zugriff auf den Modellcode verändert werden und stehen gesammelt zum Abruf zur Verfügung. Zur Modellversionierung wurde die Software GIT eingesetzt. Da durch die hohe Auflösung des Modells eine große Menge an Daten entsteht (ca. 200 Zeitreihen in sekundlicher Auflösung über ein Jahr ergeben über 6 Milliarden Datenpunkte pro Simulation), wurde zur Erfassung der Outputs eine spezielle auf Zeitreihen optimierte Datenbank eingesetzt (InfluxDB). Zur Auswertung wurde die Analytik- und Visualisierungssoftware Grafana verwendet. Diese basiert auf einer Weboberfläche und kann auch große Mengen an Daten effizient verwalten, in Echtzeit aggregieren, auswerten und darstellen. Weiter können dadurch kleinere Datenausschnitte zur weiteren Verarbeitung in andere Softwarepaketen als CSV oder JSON exportiert werden. Dies erlaubt Detailanalysen von kritischen Abschnitten der Simulation.



Ein Export der Modelle für Hardware-in-the-Loop Versuche ist ebenso möglich, wie auch die komplette Simulationsdurchführung auf einem Cloudrechner.

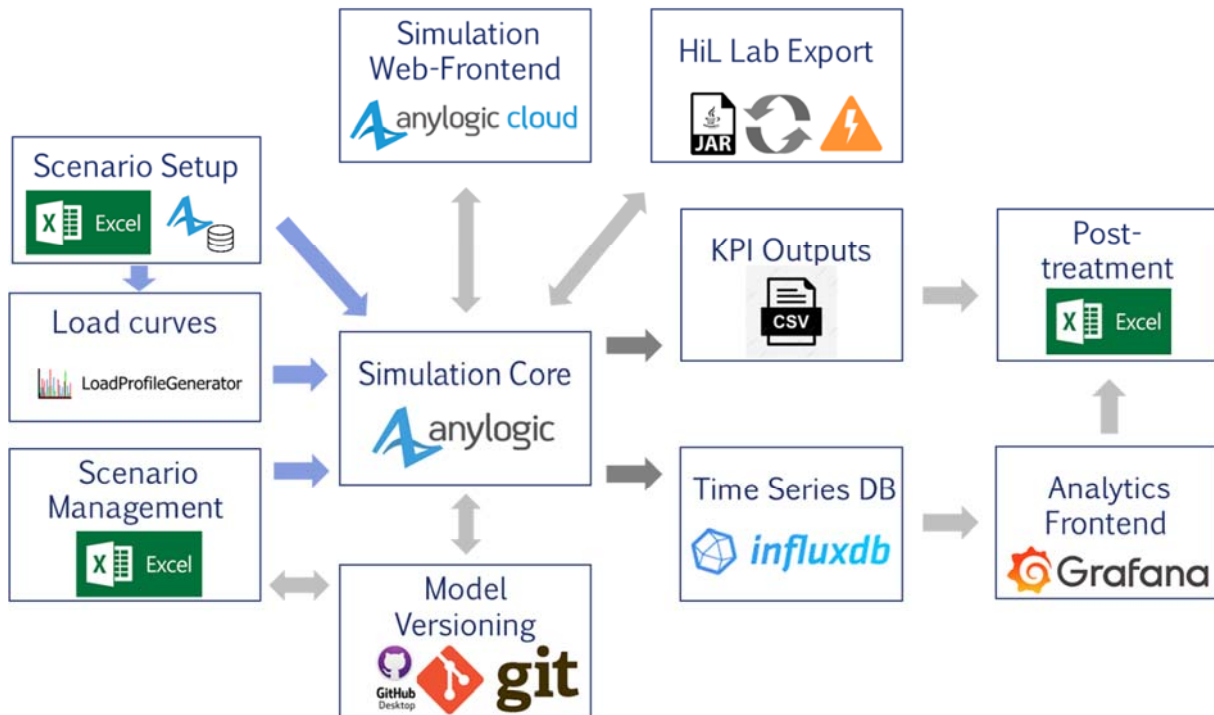


Abbildung 18: Unterschiedliche Komponenten des virtuellen Demonstrators und deren Verschaltung

3.1.2.2 Export und API

Um unabhängig ausgeführt werden zu können, wird der Virtuelle Demonstrator aus der Anylogic-Umgebung exportiert. Dies beinhaltet das gesamte Modell zusammen mit allen Abhängigkeiten, unterstützenden JAR-Bibliotheken, SQL-Datenbanken, Lastprofilgenerator und anderen unterstützenden Bibliotheken. Diese werden als Java Runtime File (JAR) exportiert, die als Stand-Alone-Version des Virtuellen Demonstrators bezeichnet wird und an andere Partner weitergegeben wurde, damit diese sie ohne zusätzliche Softwarelizenzen verwenden können. Ziel dieser Nutzung ist die Kalibrierung der Geräte und die Prüfung ihrer Verbindung mit dem intelligenten Energiemanagementsystem. Die Stand-Alone-Version des Virtuellen Demonstrators bietet allen Beteiligten die Möglichkeit, ihre Hypothesen zu testen und mit ihren eigenen Funktionsblöcken und Verbindungen zu experimentieren, bevor sie sie in das reale Projekt in Allensbach implementieren.

Das Application Programming Interface (API) wurde so entwickelt, dass die Partner mit der Stand-Alone-Version des Virtuellen Demonstrators interagieren können, ohne sich mit der internen Funktionalität des Modells auskennen zu müssen. Dies bewahrt die Integrität des Modells und ermöglicht gleichzeitig den Partnern von SoLAR zu interagieren, ihre Entwicklungen zu testen und ihre Produkte und Dienstleistungen so zu kalibrieren, dass alle Einzelkomponenten, die von verschiedenen Partnern entwickelt wurden, optimal aufeinander abgestimmt sind. Darüber hinaus erlaubt die API nun eine vollständige Externalisierung der Controllerlogik, so dass verschiedene Steuerungsalgorithmen unabhängig vom Virtual Demonstrator entwickelt und getestet werden können (z.B. in der Hardware-in-the-Loop Umgebung), wie in Abschnitt 3.2.4 beschrieben.

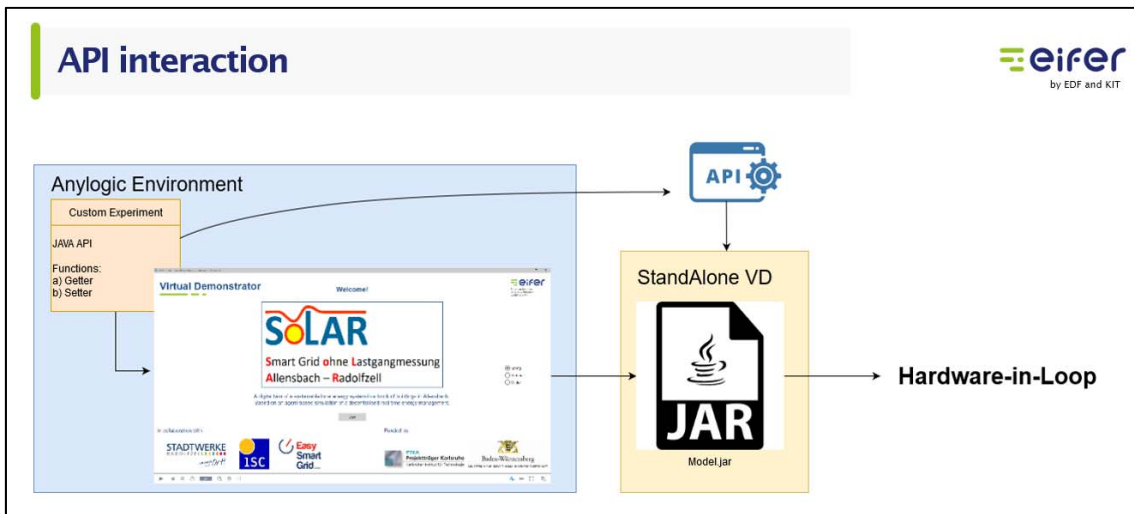


Abbildung 19: Application Programming Interface (AP) Interaktion mit der Stand-Alone-Version des Virtuellen Demonstrators

3.1.2.3 Modellierung von Haushaltsgeräten

Das Modell eines Kühl- bzw. Gefriergerätes ist in Abbildung 20 wiedergegeben. Beide Gerätetypen werden mit dem gleichen Agenten modelliert.

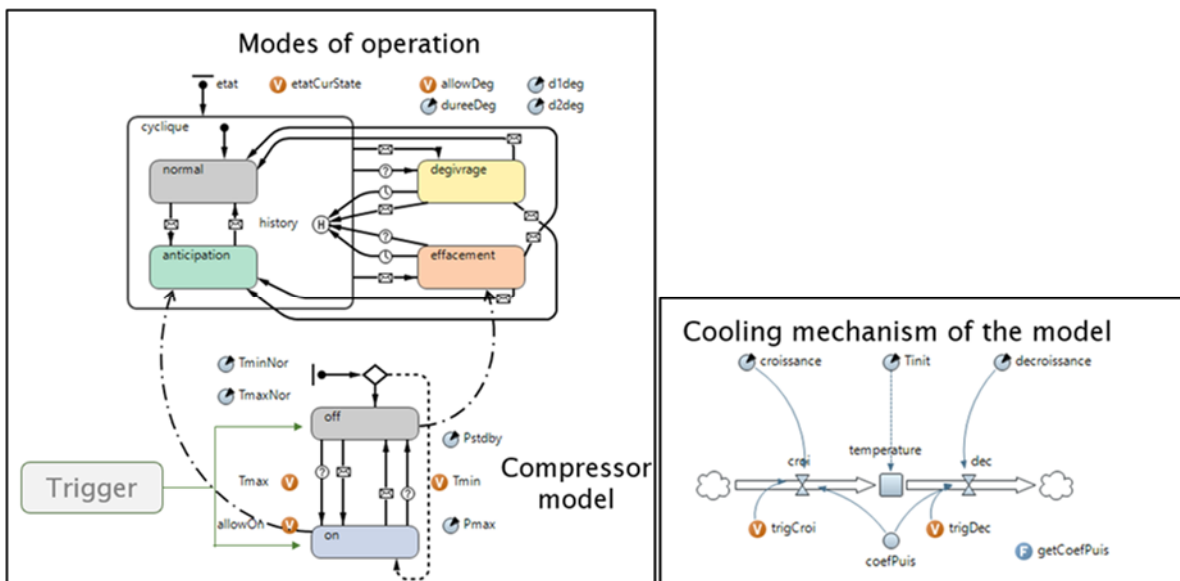


Abbildung 20: Modellentwicklung für Kühl- und Gefriergeräte in Anylogic

Der Unterschied im Betrieb wird durch die Eingangsparameter der Temperaturregelung, d. h. T_{minNor} (Minimum Normaltemperatur) und T_{maxNor} (Maximum Normaltemperatur) und unterschiedliche Parameter für die Dämmung und die Wärmekapazität des Innenraums erzeugt. Die Geräte arbeiten im klassischen 2-Punkt-Steuermodus. Der Betrieb des Kompressors im Modell wird durch zwei Modi gesteuert: Temperaturregelung und Message Control. Die Temperaturregelung wird als sichere Standardbetriebsart verwendet, damit das Gerät nicht in Überkühlung oder Überhitzung übergeht. Darüber hinaus wird zur Steuerung des Agenten über einen Controller der Message-Modus verwendet, der z.B. das Gerät aufgrund günstiger Strompreise in den Kühlmodus schalten kann, auch wenn die

Temperatur nicht die maximale Normaltemperatur überschritten hat.

Die Innentemperatur des Gerätes wird durch den Kühlmechanismus des Modells kontinuierlich berechnet. Der „croissance“-Modus (Erwärmung) wird aktiviert, wenn der Kompressor nicht in Betrieb ist und die Wärme der Umgebung die Temperatur im Gerät erhöht. Der „decroissance“-Modus (Abkühlung) wird ausgelöst, wenn der Kompressor des Modells eingeschaltet wird, was wiederum dem System Wärme entzieht. Die Temperaturregelung des Agenten wird durch Systemdynamikkomponenten der Anylogic-Software dargestellt, die eine Differentialgleichung in Bezug auf die Zeit darstellen. Die Parameter für Umgebungstemperatur und Wärmekapazität der Geräte werden nach Tageszeit und per Zufall generiert, um realistische Lastprofile zu erzeugen.

Der nächste Schritt war die Entwicklung von Agenten für verschiedene energieintensive Haushaltsgeräte. Waschmaschine, Trockner und Geschirrspüler gehören zu den meistgenutzten energieintensiven Geräten eines typischen Haushalts. Die Entwicklung aller Funktionalitäten verschiedener Haushaltsgeräte wurde in einem einzigen Agenten, *householdAppliance*, zusammengefasst.

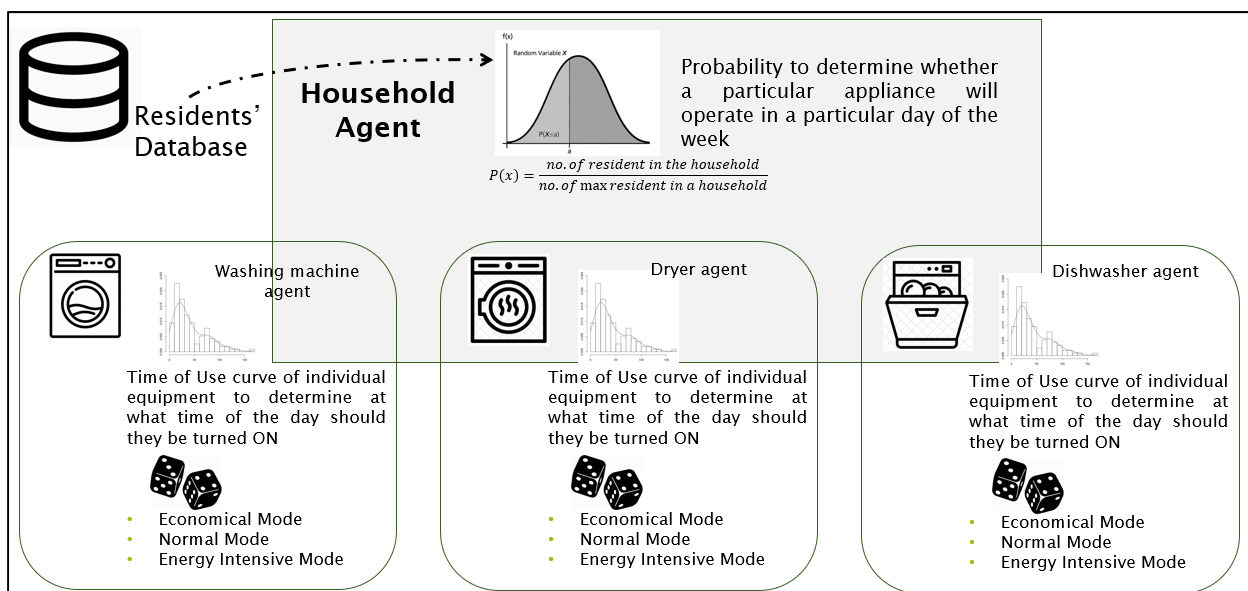


Abbildung 21: Schematische Darstellung der Entwicklung der Agenten für verschiedene Haushaltsgeräte

Die Geräte wurden mit einem dreistufigen Betriebsprotokoll eingerichtet. Die verschiedenen Betriebsarten hängen von der Anzahl der Haushaltsmitglieder, dem Zeitpunkt der Nutzung und der Betriebsart des Geräts ab. Die drei Betriebsarten werden täglich in einer bestimmten Reihenfolge abgearbeitet, die in Abbildung 21 dargestellt ist:

1. Die Wahrscheinlichkeit, ob ein Gerät überhaupt an einem Tag genutzt wird, wird auf Basis der Anzahl der Personen in einem Haushalt berechnet.
2. Die Wahrscheinlichkeit, wann ein Gerät genutzt wird, wird anhand typischer Nutzungsprofile berechnet, die in Abbildung 22 dargestellt sind.
3. Die Betriebsart (niedriger, durchschnittlicher und hoher Verbrauch – Abbildung 23) wird schließlich zufällig ausgewählt, da eine genaue statistische Analyse dieser Vorgänge außerhalb des Projektumfangs liegt.

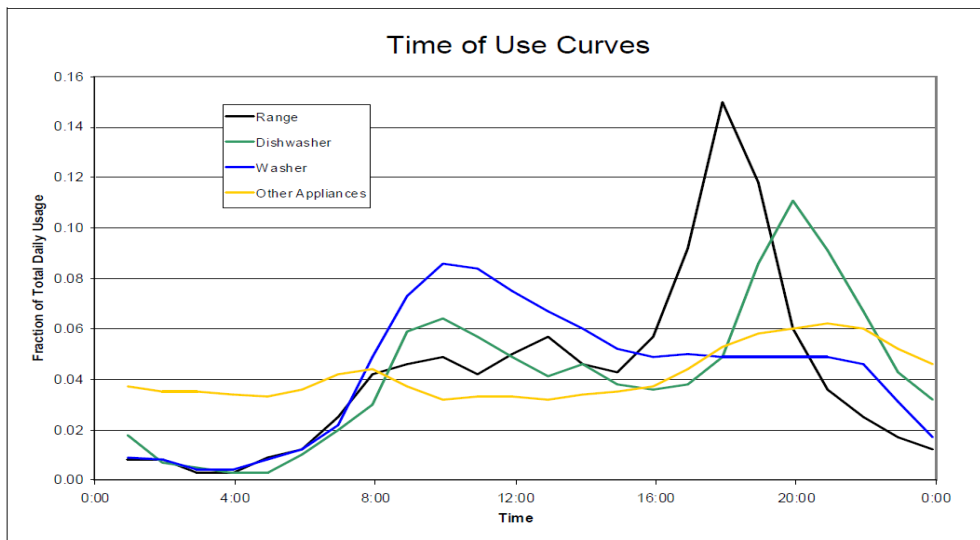


Abbildung 22: Kurven der Nutzungszeiten für verschiedene Haushaltsgeräte [Knight et al. 2007]

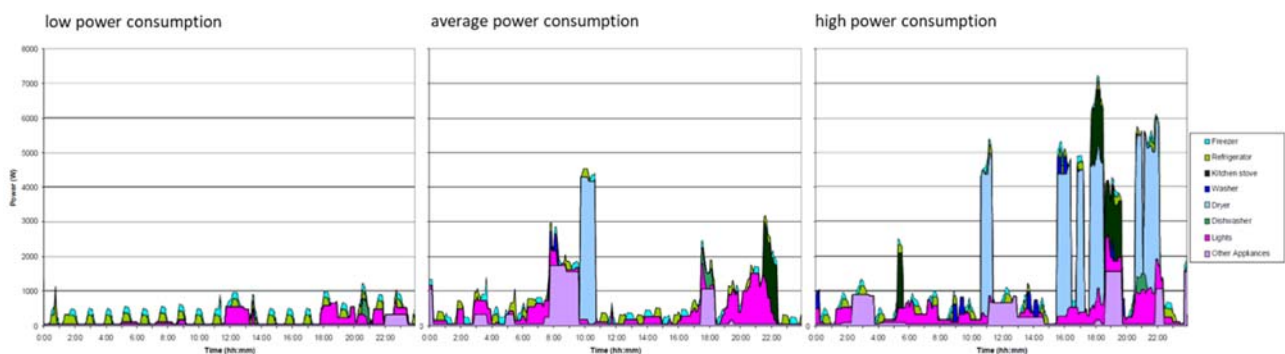


Abbildung 23: Lastprofile von Haushaltsgeräten in unterschiedlichen Modi der Energieintensivität [Knight et al. 2007]

3.1.2.4 Ladepunkte für Elektromobilität

Eingefügt wurde auch die Modellierung von Ladevorgängen von Elektrofahrzeugen. Da für die Liegenschaft noch keine genauen Daten zum Thema Elektroladen vorhanden sind, wurde dazu zusammen mit Easy Smart Grid und deren Tool „Easy Smart Grid Charge Modeller“ ein Szenario vorbereitet, das auf real gemessenen Ladevorgängen und realistischen Annahmen des Benutzerverhaltens beruht. Dabei werden auch Daten eines Flottenladesystems von Energiedienst genutzt, um typische Nutzungsdaten abzuleiten.

Das Simulationsmodell der Ladepunkte wurde entwickelt, um die zeitliche Flexibilität des Ladens von E-Fahrzeugen der Haushalte einzubeziehen. Die Elektroladestations-Agenten wurden im virtuellen Demonstrator auf Haushaltsebene integriert. Die Ladevorgänge wurden anschließend mit und ohne intelligente Steuerung untersucht. Es wurden 13 Haushalte mit E-Ladestationen dargestellt, die in der folgenden Tabelle beschrieben werden:



EV Connection-ID	Haushalt ID	Leistung (kW)	Leistungsmodulation bis zu	Kapazität (kWh)
1	DH 1.1	11	42%	50
2	DH 1.2	11	42%	50
3	DH 2.1	11	42%	50
4	DH 2.2	11	42%	50
5	DH 3.1	11	42%	50
6	DH 3.2	11	42%	50
7	DH 4.1	11	42%	50
8	DH 4.2	11	42%	50
9	DH 6.2	11	42%	50
10	WG 7.1.1	11	42%	50
11	WG 7.3.1	11	42%	50
12	WG 7.3.2	11	42%	30
13	WG 8.1.1	11	42%	30

Tabelle 3: Beschreibung der Haushalte mit Elektrofahrzeugen

Das Modell wurde mit einem dynamischen diskreten Ereignis erstellt, d.h. anstelle eines Ereignisses, das in gleichmäßigen Intervallen ausgelöst wird, wird das Ereignis hier zu einem bestimmten Zeitpunkt ausgelöst, der in aus einer Datenbank bestimmt wird. Die E-Fahrzeuge werden gemäß dem Ladeplan aufgeladen, der für jedes E-Fahrzeug für ein Jahr erstellt wird. Zum besseren Verständnis zeigt die Tabelle 4 den Zeitplan für Januar von E-Fahrzeug 1.

- Plugin Der Zeitpunkt, an dem das Elektrofahrzeug zum Aufladen an die Steckdose angeschlossen wird
- Plugout Der Zeitpunkt, an dem das Elektrofahrzeug von der Ladedose entfernt wird
- t_{req} Der Zeitpunkt, zu dem der Ladevorgang beendet sein soll
- SOC_{set} Die zwischen zwei Ladevorgängen verbrauchte Ladungsmenge in Wh (Ist der Wert positiv, wird der Speicher auf die angegebene Ladungsmenge gesetzt)
- SOC_{req} Der Ladezustand in Wh, den das Fahrzeug am Ende des Ladevorganges haben sollte.

Wenn wir zum Beispiel den simulierten Ladevorgang vom 9. Januar 2017 betrachten, sehen wir, dass das Elektrofahrzeug am 09.01.2017 um 18:10 Uhr an die Ladestation angeschlossen wird und am nächsten Tag um 10.01.2017 um 07:49 Uhr von der Ladedose entfernt wird. Das Ende des Ladevorganges wurde vom Energiemanagement mit einem gewissen Sicherheitsabstand vor dem Abdocken auf 10.01.2017 um 06:05 Uhr terminiert. Als das Fahrzeug an die Steckdose angeschlossen wurde, war das Fahrzeug von der ursprünglichen Ladung von 50000 Wh um -10536 Wh entladen. Zielladezustand des Fahrzeugs war 10000 Wh. Da in diesem Fall $50000 \text{ Wh} - 10536 \text{ Wh} = 39464 \text{ Wh} > 10000 \text{ Wh}$, wurde das Fahrzeug gar nicht geladen. In anderen Fällen findet die Ladung entsprechend statt. Teilweise wird das Fahrzeug vor Ende des vorgegebenen Ladezeitraums abgedockt. Lademenge und Endzeitpunkt für den Ladevorgang werden dabei als von einem Energiemanagementsystem, das vom Nutzer konfiguriert werden kann, bestimmt angenommen. Dieser Umsetzung aus der Tabelle wurde mit Hilfe des dynamischen diskreten Ereignisblocks von Anylogic realisiert.



Plugin	Plugout	t_{req}	SOC _{set} (Wh)	SOC _{req} (Wh)	EV ID
07.01.2017 16:43	09.01.2017 07:23	09.01.2017 04:43	46976	50000	1
09.01.2017 18:10	10.01.2017 07:49	10.01.2017 06:05	-10536	10000	1
10.01.2017 17:29	11.01.2017 07:53	11.01.2017 06:41	-7901	10000	1
11.01.2017 17:02	11.01.2017 18:10	12.01.2017 05:19	-7876	10000	1
12.01.2017 00:03	12.01.2017 07:30	12.01.2017 07:23	-8655	50000	1
12.01.2017 17:52	12.01.2017 19:18	13.01.2017 05:14	-21349	10000	1
12.01.2017 21:08	13.01.2017 07:47	13.01.2017 04:32	-4386	50000	1
13.01.2017 18:26	14.01.2017 12:20	14.01.2017 07:29	-33196	50000	1
14.01.2017 13:52	14.01.2017 16:51	15.01.2017 06:42	-10470	22515	1
14.01.2017 18:21	15.01.2017 13:36	15.01.2017 05:23	-2611	10000	1
15.01.2017 15:39	16.01.2017 07:35	16.01.2017 06:30	-4808	50000	1
16.01.2017 18:12	17.01.2017 07:48	17.01.2017 05:49	-13302	10000	1
17.01.2017 17:08	18.01.2017 07:24	18.01.2017 05:38	-8542	50000	1
18.01.2017 18:45	18.01.2017 21:21	19.01.2017 06:41	-10734	10000	1
18.01.2017 23:36	19.01.2017 07:31	19.01.2017 06:58	-4055	50000	1
19.01.2017 18:28	20.01.2017 07:32	20.01.2017 04:36	-10712	10000	1
20.01.2017 17:16	20.01.2017 20:10	21.01.2017 07:27	-8346	10000	1
21.01.2017 02:05	22.01.2017 10:26	22.01.2017 06:11	-9836	50000	1
22.01.2017 11:51	22.01.2017 13:19	23.01.2017 07:12	-2674	30578	1
22.01.2017 14:45	23.01.2017 07:26	23.01.2017 06:41	-2626	18981	1
23.01.2017 17:09	23.01.2017 19:53	24.01.2017 06:54	-8575	10000	1
24.01.2017 01:14	24.01.2017 07:35	24.01.2017 05:01	-2346	50000	1
24.01.2017 18:18	25.01.2017 07:49	25.01.2017 05:25	-10282	10000	1
25.01.2017 17:45	25.01.2017 20:27	26.01.2017 06:12	-8227	10000	1
25.01.2017 23:31	26.01.2017 07:19	26.01.2017 06:11	-2050	10000	1
26.01.2017 18:29	26.01.2017 19:49	27.01.2017 07:22	-9701	10000	1
26.01.2017 22:32	27.01.2017 07:38	27.01.2017 07:11	-2403	10000	1
27.01.2017 18:27	27.01.2017 20:34	28.01.2017 04:41	-9331	10000	1
28.01.2017 00:11	28.01.2017 13:39	28.01.2017 07:23	-5755	10000	1
28.01.2017 15:32	30.01.2017 07:47	30.01.2017 07:08	-9219	50000	1
30.01.2017 18:09	30.01.2017 19:30	30.01.2017 22:42	-9567	50000	1
30.01.2017 22:05	31.01.2017 07:21	31.01.2017 06:43	-3255	10000	1
31.01.2017 17:12	01.02.2017 07:32	01.02.2017 05:21	-8686	10000	1

Tabelle 4: Zeitplan E-Fahrzeug Nummer 1 für den Monat Januar

Das E-Fahrzeug-Lademodell des Virtuellen Demonstrators ist in Abbildung 24 dargestellt. Das Modell basiert auf einem Algorithmus, bei dem der Ladevorgang nur zum Zeitpunkt des Einsteckens ausgelöst wird. Sobald ein Gerät in das dynamische Ladeereignis eingetreten ist, wartet es auf den Verzögerungsparameter, der die gesamte Berechnung des Ladevorgangs übernimmt und jede Sekunde ausgelöst wird. Der selectOutput 2 ist der Entscheidungsparameter, bei dem die Einheit nur dann die Senke 1 überqueren darf, wenn die Modellzeit gleich t_{req} ist. Solange die Modellzeit kleiner als t_{req} ist, wird die Einheit zum Verzögerungsparameter zurückgeführt, und die Funktion eVCharging wird ausgeführt. eVCharging hat folgende Funktionen:



- 1) Prüfen, ob der eVChargingTrigger vom EV-Controller oder standardmäßig auf ON gesetzt ist oder nicht. Wenn dies der Fall ist, wird die Batterie des Elektrofahrzeugs entsprechend der Nennleistung oder der vom Controller eingestellten (durch *chargingPointModulation* definierten) Leistung geladen.
- 2) Einrichtung des Lade-Vorgangs entsprechend den im Abschnitt "Ergebnisse" genannten verschiedenen Fällen.
- 3) Eine Standardabschaltung unterbricht den Ladevorgang, wenn die Batterie voll ist.

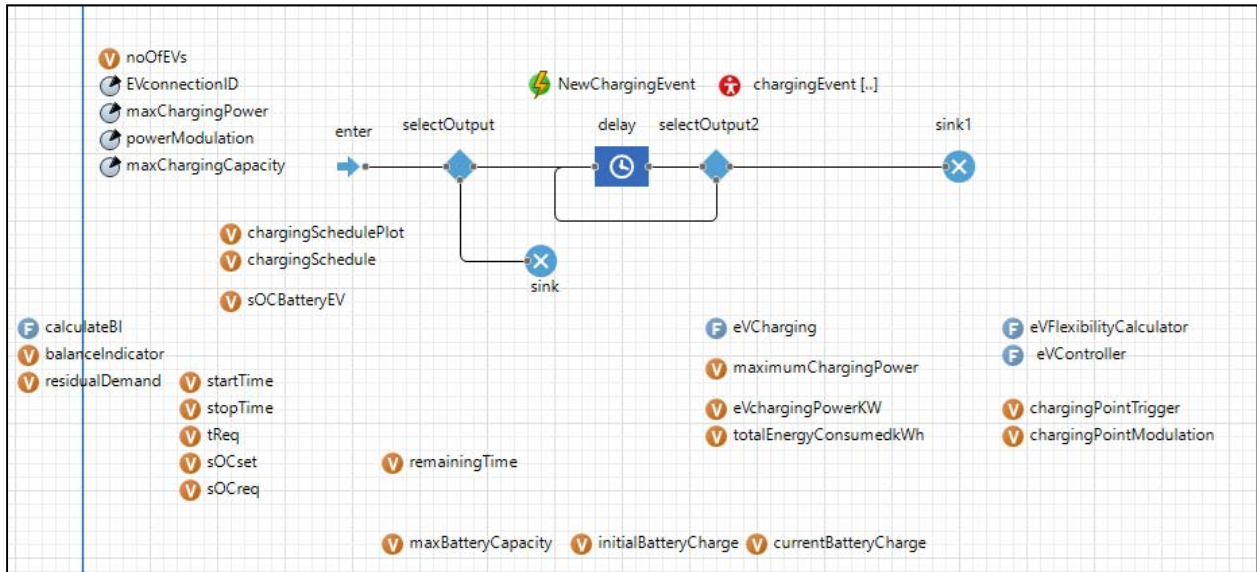


Abbildung 24: EV-Lademodell im Virtuellen Demonstrator

Es gibt zwei weitere Funktionen im eVCharging-Modell. Der eVFlexibility-Rechner wird jede Sekunde ausgeführt, um die Flexibilität (hergeleitet aus dem Ladezustand) der Batterie des Fahrzeugs zu aktualisieren. Der eV-Controller nimmt die Eingaben des Gleichgewichtsindikators und der Flexibilitätsreserve aus dem Virtual Demonstrator auf und liefert dann je nach Controller die boolesche Ausgabe für das Ein- oder Ausschalten und die prozentuale Modulation des Ladevorgangs.

3.1.2.5 Export der Stand-Alone-Version des Virtual Demonstrator

Nach Komplettierung des Modells wurde der Virtuelle Demonstrator aus der Anylogic-Umgebung verschoben und das gesamte Modell zusammen mit allen Anhängen, unterstützenden JAR-Dateien, SQL-Abfragen, Lastprofilgeneratoren und anderen unterstützenden Bibliotheken in einer einzigen JAR-Datei zusammengefasst und an andere Partner weitergegeben, damit sie diese eigenständige Version verwenden können, um die Kalibrierung der Geräte und ihre Verbindung mit dem intelligenten Energiemanagementsystem zu prüfen und zu verifizieren. Diese Stand-Alone-Version des Virtuellen Demonstrators bietet allen Beteiligten die Möglichkeit, ihre Hypothesen zu testen und mit ihren Funktionsblöcken und Verbindungen zu experimentieren, bevor sie sie in das reale Projekt implementieren.



3.1.2.6 Rechnerinfrastruktur

Da Rechen- und Speicherbedarf der Simulationen, wie zu erwarten, an die Grenzen eines üblichen Bürorechners angelangt sind, wurden die Modelle auf einen dedizierten Simulationsrechner migriert. Dieser wurde angeschafft, konfiguriert und im EIFER Netzwerk getestet. Perspektivisch soll der Simulationsrechner im Rahmen weiterführender Projekte in der Liegenschaft aufgestellt werden. In der Zwischenzeit ist der Rechner, bis auf die Anbindung an das Liegenschaftsnetz, voll funktionsfähig und per VPN erreichbar. Der Rechner erlaubt so bereits jetzt einen einfacheren Daten- und Modellaustausch zwischen EIFER und dem ISC Konstanz, da beide Partner direkten Zugriff auf ihn haben und somit auf einer gemeinsamen Plattform Modelle und Daten verwerten und evaluieren können.

3.1.2.7 Extrapolation auf höhere Ebenen

Um das Zusammenspiel der Liegenschaft mit höheren Netzebenen darstellen zu können, wurde mit der Erstellung eines vereinfachten Simulationsmodells (Abbildung 25) begonnen, das in den Virtuellen Demonstrator integriert werden kann und die Netzumgebung der Liegenschaft (1) auf den Ebenen Niederspannungsbereich des Ortsnetztrafos (2), Verteilnetz in der Mittelspannung (3) und Regelzone in der Hochspannung (4), inkl. Frequenzbildung über Trägheiten, abbilden wird. Dieses Modell kann zukünftig genutzt werden, um einerseits die Systemstabilität im Gesamtnetz nachzuweisen und andererseits Aspekte der Preisbildung und Wirtschaftlichkeit in einem Echtzeitenergiemarkt zu untersuchen, siehe Abschnitt 3.3. Die Flexibilitäten werden darin in sogenannten „Energy Hubs“ vereinfacht über aggregierte Modelle für eine größere Anzahl an Geräten und die Repräsentation des Geräteverhaltens durch äquivalente Batteriemodelle mit zeitvarianten Speicher- und Leistungsvermögen abgebildet.

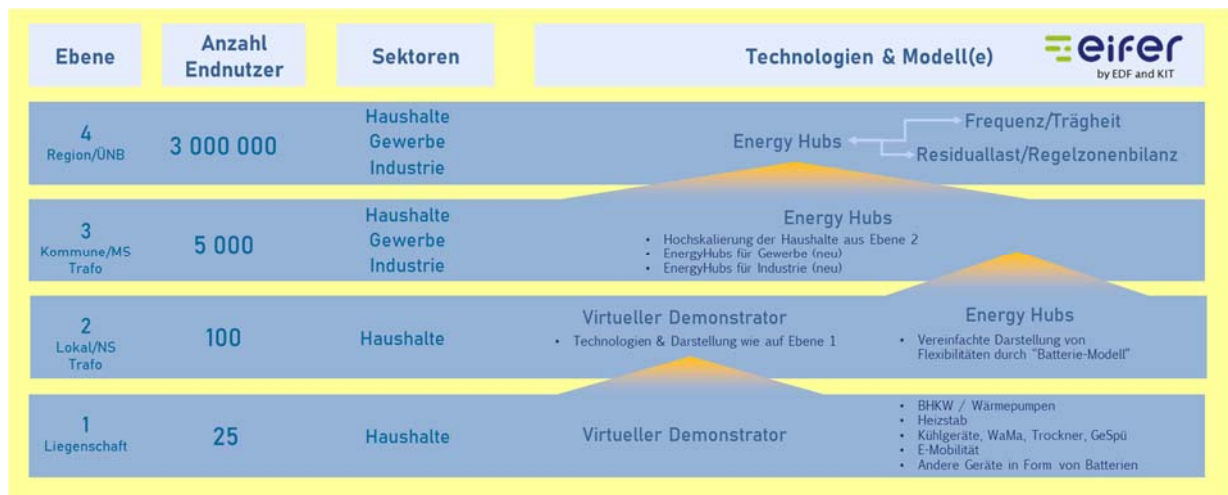


Abbildung 25: Extrapolationskonzept des Virtuellen Demonstrators in höhere Netzebenen

Über konzeptionelle Vorbereitungen hinaus wurde die Vorbereitung des Modellkonzepts „Virtual Aggregator“ (VA) zur Extrapolation, in Anlehnung an Energy Hubs, als vereinfachte Form des Virtuellen Demonstrators (VD) bearbeitet. Die Oberfläche eines zugehörigen Hub Agenten zeigt Abbildung 26.

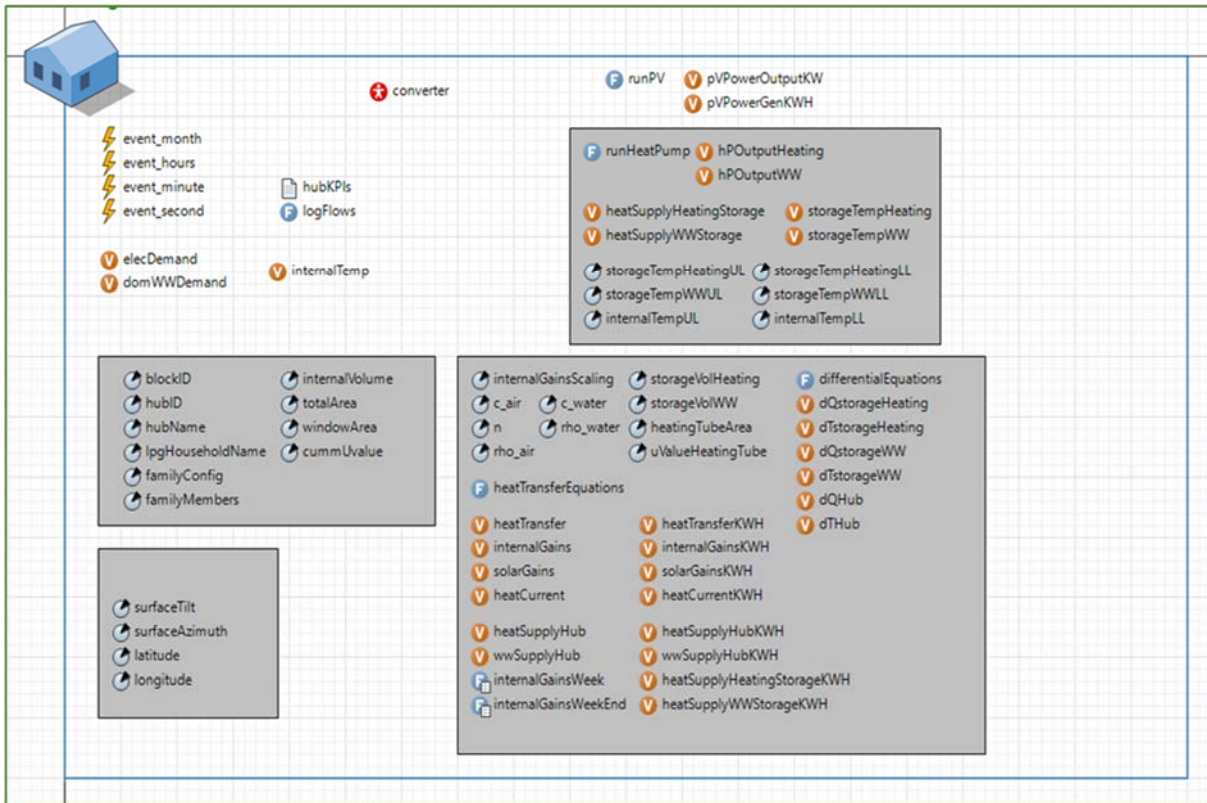


Abbildung 26: Snapshot eines Hub Agent für das Virtual Aggregator Model

Erste Vergleiche des vereinfachten Modells (VA) wurden den Ergebnissen des VD gegenübergestellt (siehe Abbildung 27), um den VA zu kalibrieren.

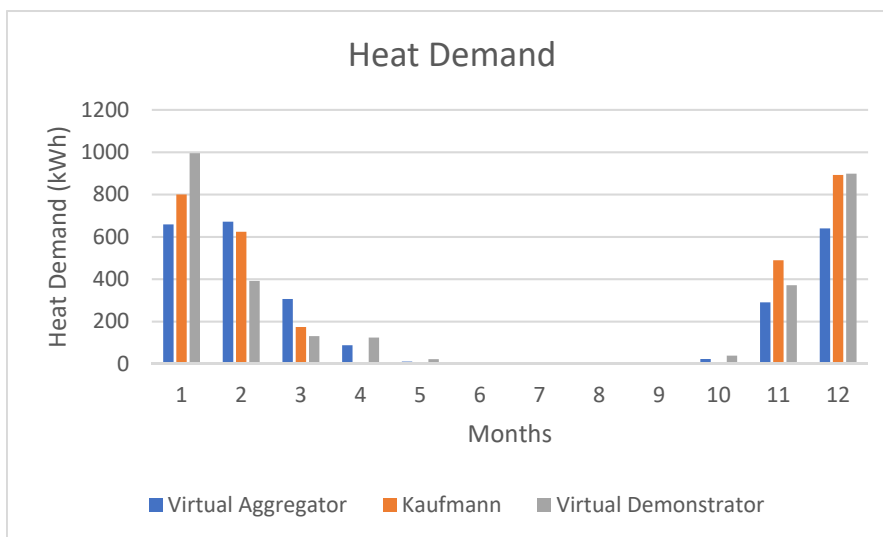


Abbildung 27: Vergleich Ergebnisse der beiden Modelle und der Planungsdaten der Fa. KaufmannBau



3.1.3 Schrittweise Umsetzung des Regelkonzeptes

Zur intelligenten Sektorkopplung wird aus der Residuallast am Netzanschluss der Liegenschaft ein Balance Indicator (BI) als normierter Wert zwischen -1 (maximal zulässiger Strommangel, höchster Preis) und +1 (maximal zulässiger Stromüberschuss, niedrigster Preis gebildet, der von den Geräten als Echtzeit-Preissignal interpretiert und autonom von der Steuerung jedes Gerätes für eine wirtschaftlich optimale Betriebsweise genutzt wird. Im Rahmen des Quartierstrommodells in der Demonstration wird der BI dabei nicht zur Abrechnung genutzt, sondern nur als Koordinationssignal. Hinsichtlich der grundsätzlichen Funktion des Systems zur Steuerung von flexiblen Geräten über ein Preissignal (Balance Indicator), das aus Netzzustandsgrößen abgeleitet wird, verweisen wir auf den Abschlussbericht der Phase 1 von SoLAR vom April 2019 [SoLAR 2019]. Darin sind auch erste Ergebnisse der Simulationen im Virtuellen Demonstrator veröffentlicht.

Bereits 2019 wurde die in der ersten Phase von SoLAR erreichte Funktionsfähigkeit des Regelkonzeptes noch einmal verbessert und im Virtuellen Demonstrator des EIFER evaluiert. In Abbildung 28 ist die netzdienliche Verschiebung der Betriebszeiten des BHKW und der Wärmepumpen und der Leistungsmodulation des BHKW an zwei Tagen im Sommer im Vergleich zum rein wärmegeführten Betrieb gut zu erkennen. Die Wärmepumpen verschieben ihren Betrieb in Zeiten maximaler PV-Erzeugung und reagieren instantan auf Wolkenzug – ohne die Notwendigkeit einer Wetterprognose. Mindestlaufzeiten und andere Randbedingungen des ordnungsgemäßen Betriebs werden dabei berücksichtigt. Das BHKW verschiebt seinen Betrieb auf die Zeiten höchster Netzlast und reduziert Laufzeit und Leistung so, dass es jeden Tag netzdienlich in Betrieb geht. In Phase 1 noch auftretende gleichzeitige Leistungsspitzen von BHKW und Wärmepumpen wurden vollständig eliminiert und ein nahezu optimaler Betrieb erreicht.

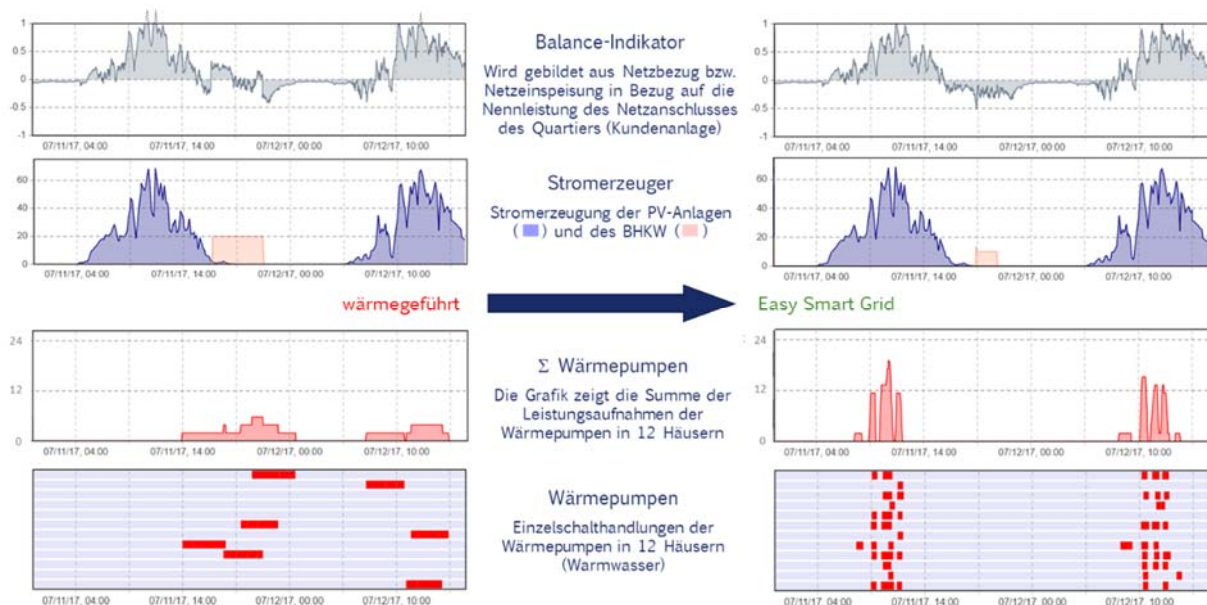


Abbildung 28: Steuerung von BHKW und Wärmepumpen über den Balance Indicator, 2 Tage im Sommer

Abbildung 29 zeigt das Verhalten der Wärmeerzeuger im Winter. Durch den hohen Wärmebedarf können die Wärmeerzeuger ihre Flexibilität voll ausnutzen und die Netzbelastung minimieren.

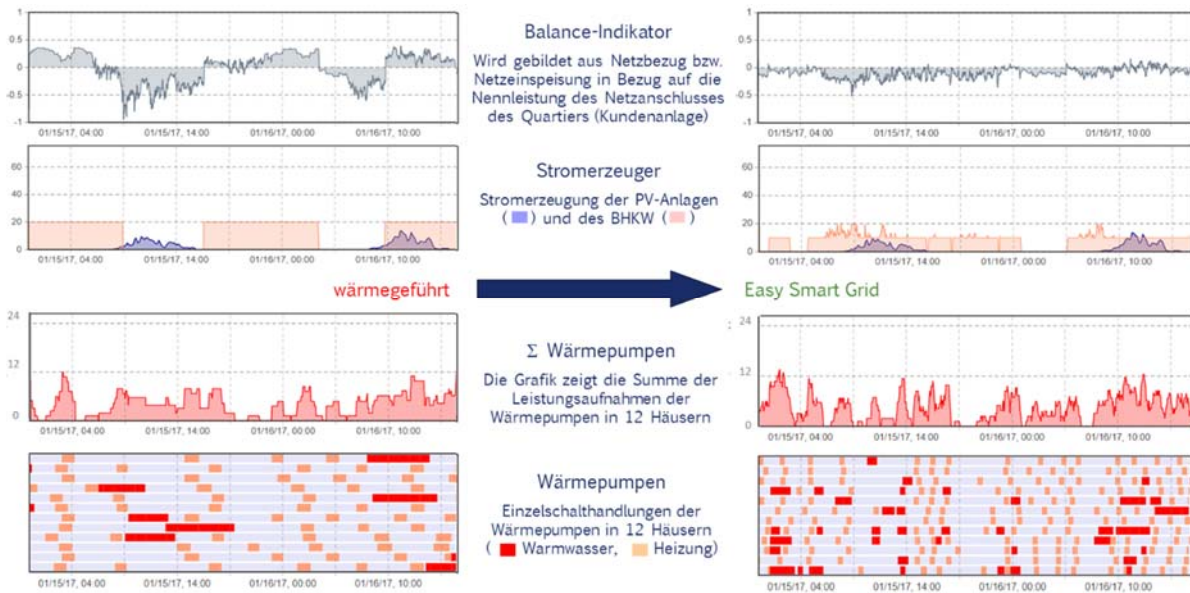


Abbildung 29: Steuerung von BHKW und Wärmepumpen über den Balance Indicator, 2 Tage im Winter

Zur Prüfung der Leistungsfähigkeit des Regelkonzeptes wurde 2020 eine nachträgliche Optimierungsberechnung mit einem „allwissenden“ MILP-Solver durch einen Werkstudenten von Easy Smart Grid (ESG) mit stündlich aggregierten Daten durchgeführt. Auf Basis der Nutzung der Flexibilität von BHKW und Wärmepumpen hat der ESG-Controller die Eigenverbrauchsrate (EVR) von 54,4 % auf 69,4 % erhöht. Maximal wären 71,0 % erreichbar. Somit hat der Controller im Beispiel 90% der möglichen Optimierungsleistung erreicht.

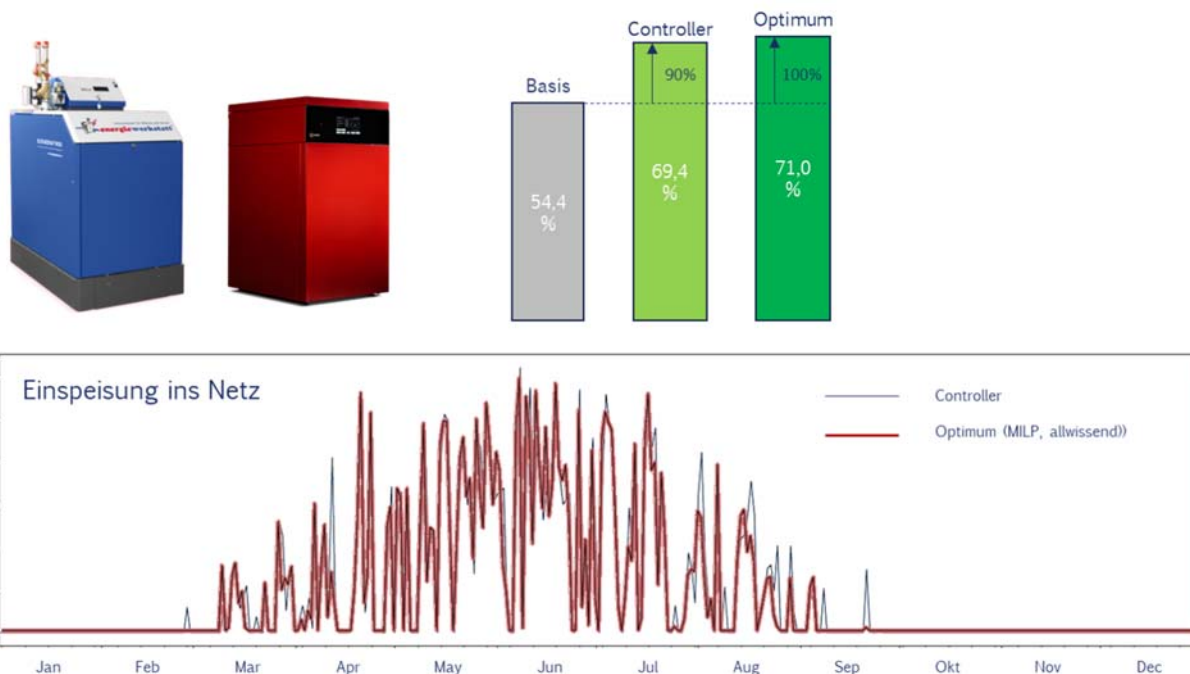


Abbildung 30: Vergleich der Leistungsfähigkeit des Controllers mit einem „allwissenden“ Solver

Wie in Abbildung 30 zu erkennen ist, besteht noch Optimierungspotential in der Übergangszeit, was an höheren Einspeiseraten ins Netz im Vergleich zum allwissenden Solver erkennbar ist. Sie entstehen mutmaßlich durch starke Unterschiede im Wärmebedarf nachts und tagsüber, die insbesondere vom

Controller des BHKW, das mit deutlich weniger Zyklen betrieben werden kann als die Wärmepumpen, noch nicht antizipiert werden, weil die internen Vorhersagealgorithmen sich noch auf den BI aus der Leistungsbilanz am Netzanschluss beschränken und noch keine Vorhersage des Wärmebedarfs einfließt. Trotzdem wurde bereits eine sehr hohe Leistungsfähigkeit des Controllers erreicht.

In 2020 wurde zunächst der Controller so weiterentwickelt, dass auch Geräte mit Pufferspeicher begrenzter Größe und dadurch geringer zeitlicher Flexibilität sinnvoll angesteuert werden können. Die netzdienliche Steuerung von Kühl- und Gefriergeräten konnte in der Simulation erfolgreich nachgewiesen werden.

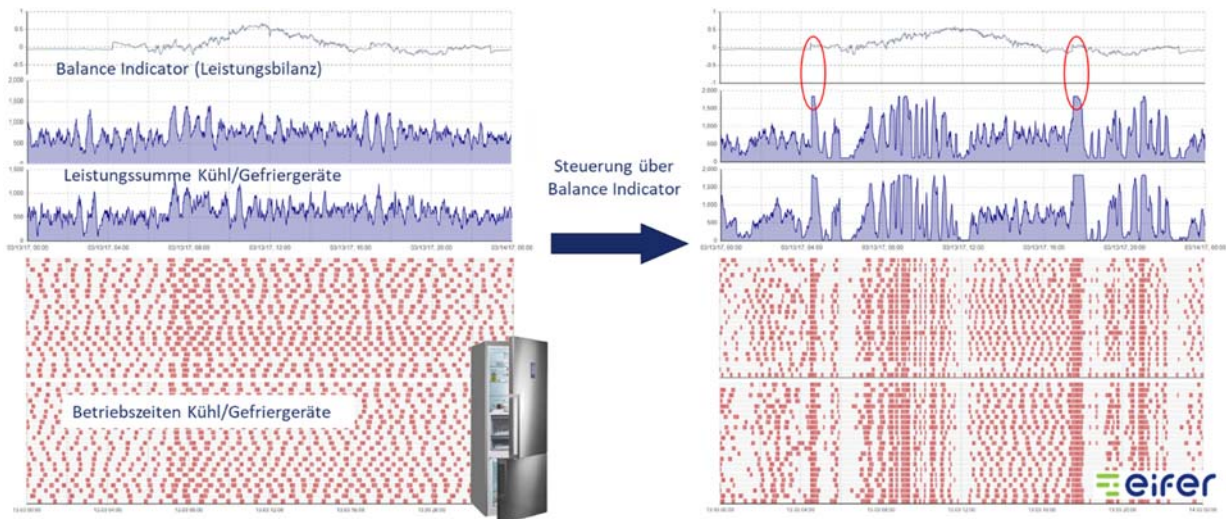


Abbildung 31: Vergleich der Betriebszeiten von Kühl- und Gefriergeräten in den Haushalten der Liegenschaft ohne und mit Controller für dezentrales Energiemanagement

Die Geräte verschieben ihre Betriebszeiten so, dass aggregiert eine deutliche netzdienliche Lastverschiebung zu erkennen ist. Es tritt kein „Schwarmeffect“ durch hohe Gleichzeitigkeit auf, sondern das Schwarmverhalten der Geräte trägt messbar zur Glättung der Netzbelastung bei, sowohl mikroskopisch als auch makroskopisch (siehe auch Abschnitt 3.1.5.2). In der Abbildung 31 gut zu erkennen ist, dass die Leistungsstöße ins System, die durch Einschalten des BHKW mit einer Mindestleistung von 10 kW indiziert werden, durch sofortige Aktivierung aller Kühl- und Gefriergeräte gedämpft werden (rote Markierung). Dies entspricht einer Sicherung gegen Blackouts durch plötzliche Überlastungen des Stromnetzes.



Abbildung 32: Netzdienliche Steuerung einer Geschirrspülmaschine mit dem Balance Indicator



Die Algorithmen zur Steuerung der flexiblen Verbraucher und Erzeuger wurden im Weiteren von Easy Smart Grid nochmals überarbeitet und verbessert. Die Nutzung von Prozessflexibilität (z.B. Geschirrspüler, Elektroladen) war nun möglich und wurde in die Simulation eingebunden. Abbildung 32 zeigt dazu beispielhaft die netzdienliche Steuerung einer Geschirrspülmaschine, die an zwei Tagen morgens aktiviert wird und abends entleert werden soll. Am ersten Tag wird der hohe Anteil an Solarstrom zur Mittagstunde optimal genutzt. Am zweiten Tag startet das Programm wegen mangelnder PV-Erzeugung sehr spät, schließt den Prozess aber rechtzeitig vor dem vorgegebenen Endzeitpunkt ab.

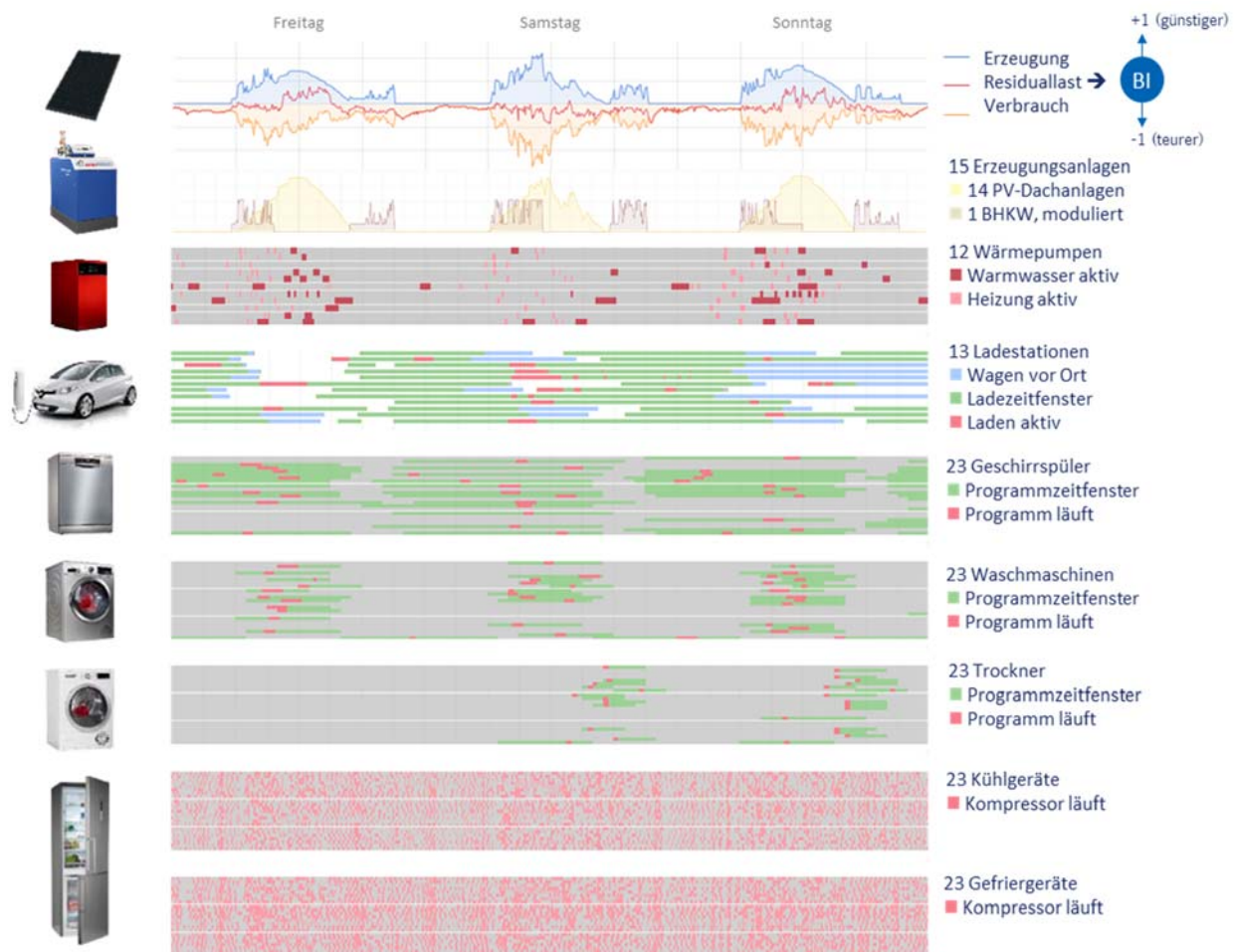


Abbildung 33: Simulation der intelligenten Steuerung aller flexiblen Geräte in drei Tagen im April

Zusammen mit der Funktionserweiterung wurde die Parametrierung des Controllers optimiert. Als Eingabeparameter sind nur noch bekannte Kenngrößen für unterschiedliche Geräte notwendig. Interne Prozessparameter werden automatisch im Betrieb auf Basis der Systemreaktion optimiert. Gleichzeitig wurde der Controller nicht mehr im Virtuellen Demonstrator von EIFER realisiert, sondern im SEAL-System des ISC, das zur Steuerung der realen Geräte genutzt wird und über eine API mit dem Virtuellen Demonstrator verbunden werden kann (siehe Abschnitt 3.1.2.2). Dadurch wurde im Weiteren für Simulation und Realbetrieb die identische Software zur Gerätesteuerung verwendet.

Ein Beispiel für eine komplette Simulation mit intelligenter Steuerung aller flexiblen Geräte zeigt Abbildung 33. Die obere blaue Kurve repräsentiert die summierte Erzeugungsleistung, die orangene Kurve den summierten Verbrauch und die rote Kurve die Residuallast am Netzanschluss der Liegenschaft, aus der der BI gebildet wird. Rot markiert sind die Betriebszeiten der Geräte. Die grünen Bal-



ken markieren die Zeiten, in denen die Geräte für Lastverschiebung zur Verfügung stehen. Gut zu erkennen ist, wie das System, trotz unterschiedlichem Angebot an Solarstrom und verstärkter Nachfrage durch Ladevorgänge für Elektrofahrzeuge am Samstag, die Residuallast in engen Grenzen hält. Dabei passen sich die Geräte nach Möglichkeit an die aktuellen Gegebenheiten an. Zum Beispiel stehen am Samstag sehr viele Elektrofahrzeuge über den Mittag an den Ladepunkten und versuchen, im Rahmen des vorgegebenen Ladezeitfensters, günstigen Sonnenstrom zu tanken. Da die Wärmepumpen weniger festgelegt sind, weichen sie auf andere Zeiten aus und sind am Samstag weniger im Betrieb. Die Haushaltsgeräte haben geringere Ausweichmöglichkeiten, gruppieren sich aber quasi um die Ladevorgänge der Elektrofahrzeuge herum. Dies alles geschieht durch autonomes Handeln der Geräte im Echtzeitmarkt ohne übergeordnete Steuerung und ohne, dass die Geräte „voneinander wissen“.

3.1.4 Simulationsrahmendaten

Die Simulationen, auf denen die hier präsentierten Ergebnisse beruhen, wurden auf folgender Simulationsumgebung ausgeführt:

- Anylogic University Researcher Edition 8.7.7
- Simulation Datum: 01.01.2017 - 31.12.2017
- Zeitliche Auflösung: 1 Sekunde

Folgende Datenquellen wurden im Simulationsmodell verwandt:

- Wetterdaten: Deutscher Wetterdienst für das Jahr 2017 für Konstanz (02712)
https://www.dwd.de/EN/climate_environment/cdc/cdc_node_en.html
 - Sonneneinstrahlung: 10 min Intervall
 - Temperatur: 1-Stunden-Intervall
- Lastdaten für Haushalte: Angepasste Version des Lastprofilgenerators von Dr. Noah Pflugradt (<https://www.loadprofilegenerator.de/>)
- Lastprofile für Geräte: Europäische und kanadische Strom- und Warmwasser-Lastprofile für die Simulation der Leistung von Kraft-Wärme-Kopplungssystemen in Wohngebäuden (ohne HLK)
- Haushaltsmaße und U-Wert-Daten: Ingenieurbüro Bernd Kuhn GmbH Inh. Bernd Kuhn Bericht (Stand 18.01.2018)
- Arbeitszahl-Kurven von Wärmepumpen: Weider GmbH (SW70)
- KWK-Wirkungsgradkurven: Technisches Produktdatenblatt Energiewerkstatt (ASV 21)
- EV-Last und Zeitplanung: Stefan Werner, Easy Smart Grid Charge Modeller

In der Simulationsanalyse wurden folgende Szenarien berücksichtigt:

- **0. Base Case:** Es werden keine Geräte vom intelligenten Energiemanagementsystem gesteuert, alle Geräte verhalten sich im Standardbetriebsmodus.
- **1. HP+CHP:** Nur Wärmepumpen (WP/HP) und BHKW (KWK/CHP) werden intelligent gesteuert.



- **2. Appliances:** Zusätzlich zu 1 werden Haushaltsgeräte wie Kühlschränke, Gefriergeräte, Waschmaschinen, Trockner und Geschirrspüler intelligent gesteuert.
- **3. EV:** Zusätzlich zu 2 werden Ladepunkte für Elektrofahrzeuge gesteuert (Szenario mit intelligenter Steuerung aller flexiblen Geräte).

3.1.5 Simulationsergebnisse

Die wichtigsten Indikatoren (Key Performance Indicators, KPI) für die Simulation sind in der nachstehenden Tabelle aufgeführt.

KPIs	1. Base Case	2. HP+CHP	3. Appliances	4. EV
Stromnachfrage (MWh)	122,58	122,30	122,05	120,55
WP Stromnachfrage (MWh)	16,10	16,04	16,03	16,02
Bedarf an Raumwärme (MWh)	104,99	104,83	104,79	104,71
Bedarf an Warmwasser (MWh)	63,05	62,99	62,95	62,96
PV-Erzeugung (MWh)	68,64	68,64	68,64	68,64
KWK-Stromerzeugung (MWh)	44,35	34,36	34,10	33,27
KWK-Wärmeerzeugung (MWh)	95,04	94,89	94,81	94,76
EV-Laden (MWh)	21,35	21,35	21,35	19,93
Wärmebedarf DH (MWh)	36,82	36,82	36,82	36,82
Warmwasserbedarf DH (MWh)	36,11	36,04	36,06	36,03
Wärmebedarf WG (MWh)	68,18	68,00	67,96	67,89
Warmwasserbedarf WG (MWh)	26,93	26,95	26,89	26,94
Eigenverbrauch Strom (MWh)	61,99	71,84	72,75	74,50
Importe aus dem Netz (MWh)	76,72	66,52	65,35	62,16
Einspeisung ins Netz (MWh)	51,03	31,16	29,99	27,42
Lokale Gesamterzeugung (MWh)	113,02	103,01	102,75	101,93
Eigenverbrauchsrate	54,8%	69,7%	70,8%	73,1%
Autarkiegrad	44,7%	51,9%	52,7%	54,5%
Leistungsspitze Bezug (kW)	85,601	71,181	77,064	50,347
Leistungsspitze Rückspeisung (kW)	83,130	65,038	62,106	60,180
Jahresarbeitszahl WP	4,5	4,5	4,5	4,5

Tabelle 5: Indikatoren

Die Werte sind die kumulierte Summe der einzelnen Haushalte der gesamten Liegenschaft für ein Jahr unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Szenarien. Die reduzierte Stromerzeugung durch das BHKW im geregelten Betrieb erklärt sich aus der Leistungsmodulation, die zu einem geringeren elektrischen Wirkungsgrad führt. Der wirtschaftliche Nachteil daraus wird durch eine höhere Eigennutzungsrate für den KWK-Strom überkompensiert.



Legende:

MWh: Megawattstunde

DH: Doppelhaushalte oder Zweifamilienhaushalte

WG: Wohnungshaushalte in Mehrfamilienhäusern

Eigenverbrauchsrate: Verhältnis zwischen dem kumulierten Verbrauch der lokal erzeugten Energie und der erzeugten Energie.

Autarkiegrad: Verhältnis zwischen dem kumulierten Verbrauch der lokal erzeugten Energie und dem Gesamtbedarf der Liegenschaft

Jahresarbeitszahl WP: Kumulative Arbeitszahl der Wärmepumpen.

3.1.5.1 Erhöhung des Eigenverbrauchs und Netzentlastung

Abbildung 34 zeigt zusammengefasst die Entwicklung der Eigenverbrauchsrate durch die Zuschaltung von Flexibilitäten.

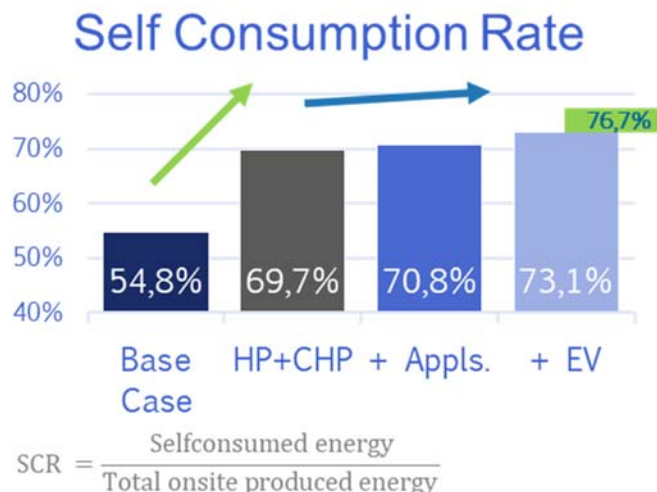


Abbildung 34: Entwicklung der Eigenverbrauchsrate für die 4 Simulationsszenarien

Bei Zuschaltung des intelligenten Energiemanagements auf die Wärmepumpen und das BHKW (Szenario 1) ist zunächst eine deutliche Steigerung der Eigenverbrauchsrate um ca. 15 Prozentpunkte zu sehen. Die Zuschaltung der Haushaltsgeräte (Szenario 2) bewirkt eine geringe weitere Erhöhung um etwa einen Prozentpunkt. Ebenfalls relativ gering erscheint die Steigerung um 2,3 Prozentpunkte durch Lademanagement der Elektrofahrzeuge (Szenario 3), trotz ihres im Vergleich zu Wärmepumpen und BHKW theoretisch deutlich größeren Flexibilitätspotentials (siehe Abschnitt 3.1.1).

Die geringeren zusätzlichen Steigerungen lassen sich einerseits dadurch erklären, dass BHKW und Wärmepumpen schon einen relativ großen Bereich der möglichen Flexibilitätswenster besetzen und z.B. das BHKW Haushaltsgeräte und Ladevorgänge versorgt, deren Verschiebung dann weniger Vorteile bringt. Andererseits müssen die Ladevorgänge größtenteils über die Nachtstunden verteilt werden, weil die Fahrzeuge tagsüber nicht in der Liegenschaft sind. Ein Lademanagement kann dadurch wegen fehlender Solarerzeugung und begrenzter BHKW Leistung (die bereits von anderen Verbrauchern absorbiert wird) in den Nachtstunden zu keiner großen Erhöhung mehr führen. Ähnliches gilt z.B. für die Flexibilität von Wäschetrocknern, die meist am Abend im Anschluss an die Entleerung der Waschmaschine laufen und den höchsten Energiebedarf der Haushaltsgeräte haben (siehe Abbildung 33).



Exemplarisch wurde deshalb die Erweiterung des Ladezeitfensters (Laden wird auch über die Nacht hinaus am folgenden Tag erlaubt) als zusätzliche Option in Szenario 3 getestet. Hiermit kann die Eigenverbrauchsrate um ca. 6 Prozentpunkte auf 76,7 % angehoben werden (grüner Balken in Abbildung 34).

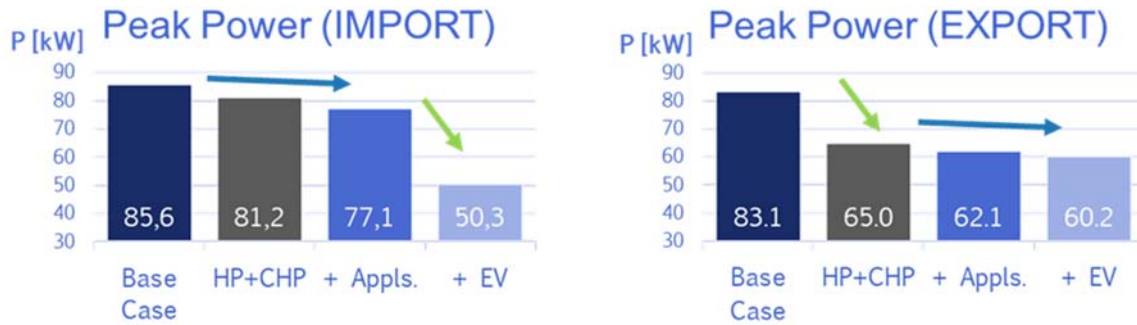


Abbildung 35: Entwicklung der Spitzenlast beim Netzbezug und für die Einspeisung für die 4 Simulationsszenarien

Das Lademanagement bewirkt dennoch eine signifikante Reduzierung der Spitzenlast, indem die Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge reduziert wird, d.h. diese werden über das gesamte zeitliche Ladezeitfenster verteilt und finden nicht simultan bei Anschluss statt. In jedem der Szenarien reduzieren sich die Lastbezugsspitzen als Nebeneffekt des eigentlichen Ziels der Algorithmus deutlich (Abbildung 35 links), auch durch die intelligente Steuerung der Hausgeräte, die hinsichtlich der Netzentlastung einen ähnlichen Effekt hat, wie die Steuerung des BHKW und der Wärmepumpen. Beim Export werden die Leistungsspitzen bereits durch das BHKW und die Wärmepumpen signifikant reduziert (Abbildung 35 rechts). Dies führt zu einer Entlastung der Netze und perspektivisch zu einer besseren Nutzung installierter Infrastruktur, indem durch weniger Gleichzeitigkeit die gleiche Menge an Energie bei niedriger Maximallast übertragen wird. Ein Ausbau des Netzes wegen zusätzlicher Stromverbraucher kann somit komplett vermieden oder zumindest verzögert werden. Bei einer Reduzierung der Spitze um 35 kW und einem flacheren Profil kann mit dem bestehenden Stromnetz durch freigewordenen Kapazität bis zu 170 % mehr Energie transportiert werden.

0. Base Case



3. Controlled Case (with EV)



Abbildung 36: Residuallast am Netzanschlusspunkt der Liegenschaft über ein Jahr



Über das Jahr kann beobachtet werden, dass die Residuallast im Allgemeinen geglättet wird (rote Kurve in Abbildung 36 und Abbildung 37). In Abbildung 37 werden die saisonalen Schwankungen deutlich: durch ein stark durch Photovoltaik geprägtes System ist der größte Teil der lokalen Erzeugung in den Sommermonaten verfügbar. Im Winter steht das BHKW einer größeren elektrischen Last gegenüber, die dadurch nur teilweise gedeckt werden kann. Gut zu sehen ist, dass die Einspeiseleistung in den Wintermonaten und einem Teil der Übergangszeit durch die intelligente Steuerung zu Null wird – die Leistungsabgabe des BHKW und der PV-Anlagen wird komplett vor Ort verbraucht.

0. Base Case

3. Controlled Case

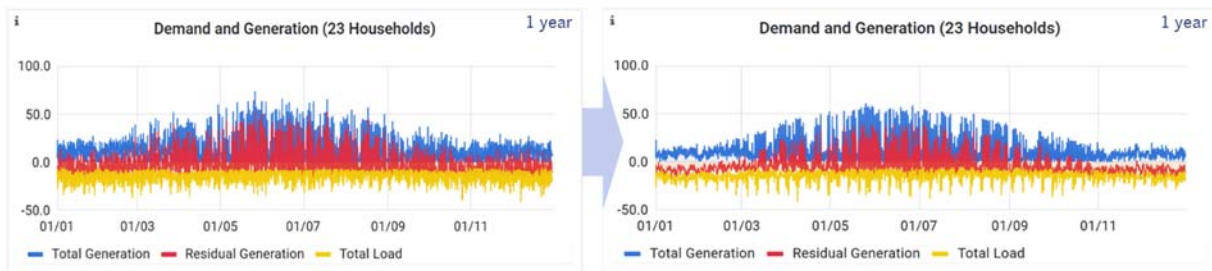


Abbildung 37: Last- (gelb) und Erzeugungskurven (blau) über ein Jahr, mit Residualerzeugung am Netzanschlusspunkt (rot)

Die fehlende saisonale Überlappung ist der Hauptgrund dafür, dass der Autarkiegrad nur ca. 55 % erreicht, eine Steigerung um etwa 10 Prozentpunkte (Abbildung 38). Um ihn weiter erhöhen zu können, wäre mehr Vor-Ort-Erzeugung im Winter notwendig. In einer größeren Netzzelle könnte diese Aufgabe von Windenergie übernommen werden. Überschüsse im Sommer könnten zur Erzeugung von grünem Wasserstoff für KWK genutzt werden.

Self Sufficiency Rate

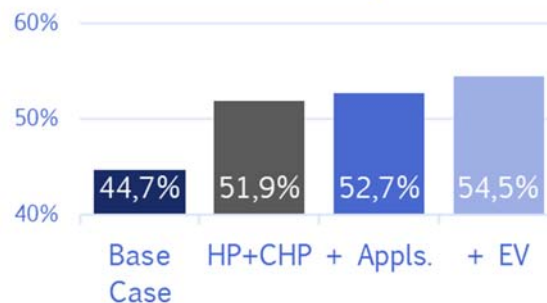


Abbildung 38: Entwicklung des Autarkiegrads für die vier Simulationsszenarien

Der Effekt der intelligenten Steuerung von BHKW und Wärmepumpen wurde bereits im Abschnitt 3.1.3 verdeutlicht.

In Abbildung 39 wird der Einfluss der intelligenten Steuerung der Haushaltsgeräte sichtbar. Diese verschieben Ihre Last innerhalb des vorgesehenen Zeitfensters (grüner Balken). Dabei wird dann zum Beispiel der Geschirrspüler abends eingeschaltet und erst am nächsten Abend entleert. Die Aktivierung des Spülprogramms erfolgt dann tagsüber, wenn ausreichend Solarstrom verfügbar ist oder gleichmäßig verteilt in den Wintermonaten. Es kommt damit zu weniger Spitzen durch Gleichzeitigkeit am Abend und die lokale Erzeugung wird besser genutzt. Die Spitzen im Sommer in der Abbildung entsprechen der Aufnahme von PV-Strom über die Mittagszeit.



0. Base Case



2. Controlled Case (no EV)

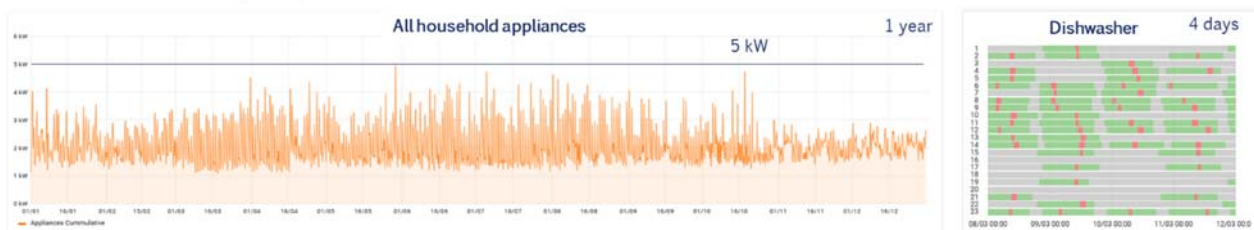
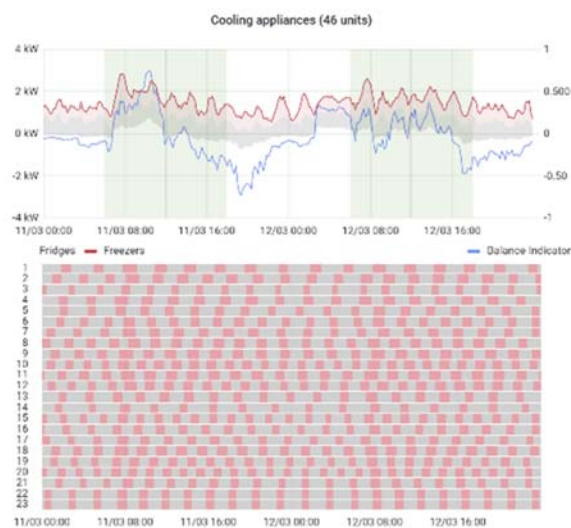


Abbildung 39: Lastverschiebung der Haushaltsgeräte über 1 Jahr und 4 Tage

Der Effekt intelligent gesteuerter Kühlgeräte kann in Abbildung 40 beobachtet werden. Die rote Kurve zeigt die Leistungsaufnahme der Kühlgeräte, die blaue Kurve den BI der Liegenschaft. Darunter sind die individuellen Aktivierungszeiten der Gefriergeräte als rote Streifen gezeigt. Im geregelten Fall koordinieren sich die Geräte untereinander und glätten die kleineren Schwankungen der Residuallast (sichtbar am geglätteten BI, siehe gelbe Markierung) effektiv aus. Der markierte Bereich zeigt das Verhalten in den Nachstunden, wenn insgesamt wenig Verbrauch und keine Erzeugung vorliegt.

0. Base Case



2. Controlled Case

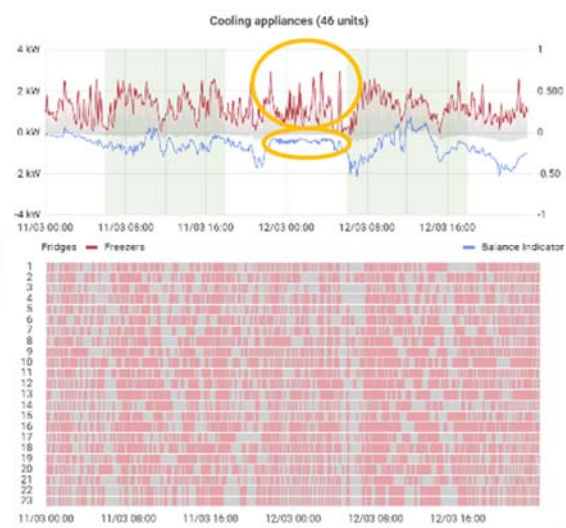


Abbildung 40: Stabilisierung des BI durch Kühlgeräte, hier dargestellt alle Gefrierschränke

In Abbildung 41 ist der Effekt der Regelung der Ladeprozesse von Elektrofahrzeugen ersichtlich im Zusammenspiel mit der intelligenten Steuerung des BHKW. Zunächst kann beobachtet werden wie das BHKW im geregelten Fall nicht zu Sonnenspitzenzeiten in Betrieb ist, sondern zu den Randzeiten, in denen ein hoher Strombedarf herrscht, der morgens zusätzlich mit einem hohen Wärmebedarf aufgrund leerer Pufferspeicher korreliert. Die Modulation ist im geregelten Fall auch mit den Ladeprozessen abgestimmt. Hierbei ist gut zu sehen wie BHKW und Ladeprozesse selbstorganisiert, ohne direkte



Kommunikation und nur durch die Information des Balance Indicator zu einer geglätteten Residuallast führen.

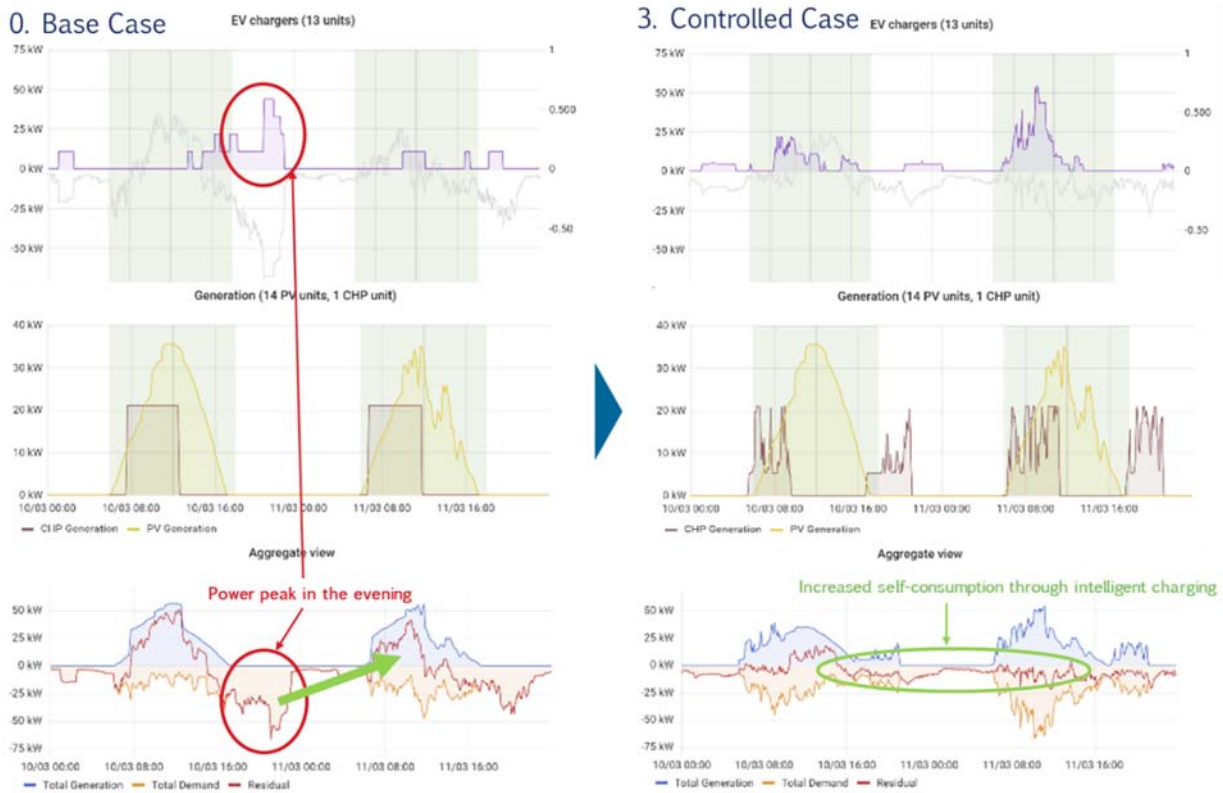


Abbildung 41: Intelligentes Laden von Elektrofahrzeugen und BHKW-Steuerung

Abbildung 42 zeigt die Verschiebung der Ladezeitpunkte für die Elektrofahrzeuge durch intelligente Steuerung vom Zeitpunkt des Anschlusses hin zu optimalen Ladezeiten während der Sonnenstunden oder verteilt über Nacht.

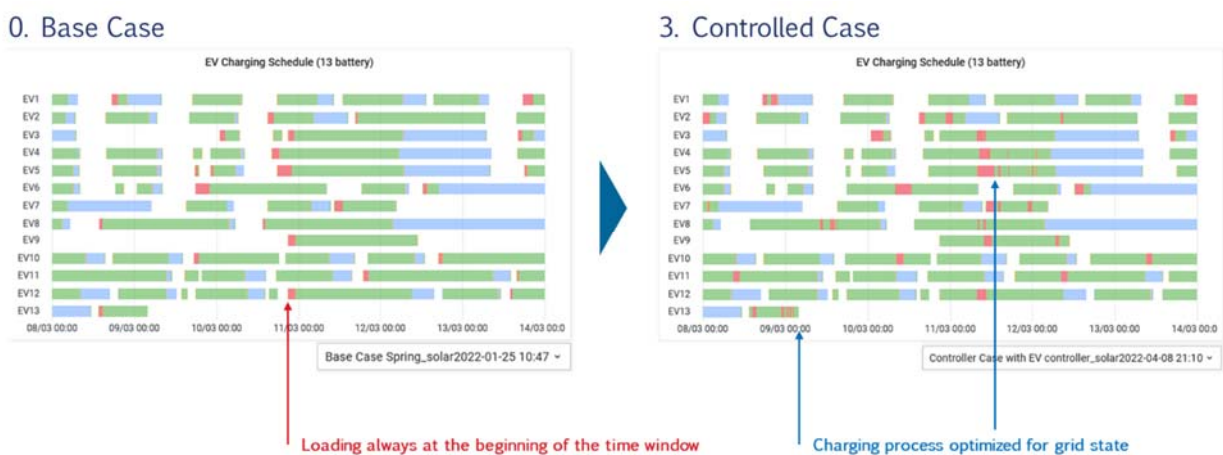


Abbildung 42: Ladung von Elektrofahrzeugen: zeitliche Lastverschiebung innerhalb des erlaubten Ladefensters (grün)



3.1.5.2 Stabilitätsnachweis

Während der Modellierung neuer Flexibilitäten wurden vom EIFER immer wieder Simulationsdurchgänge berechnet, um die netzstützende Wirkung des Regelkonzeptes und seine Stabilität zu untersuchen. Als abschließender Stabilitätsnachweis wurde über die jährliche Simulation ermittelt, ob es folgende Abweichungen vom erwarteten Regelverhalten gegeben hat:

- Steile Gradienten am Netzanschlusspunkt
- Synchronisation des Leistungsabrufs (Gleichzeitigkeit), die zu hohen Lastspitzen / Erzeugungsspitzen führen
- Aufschwingendes Verhalten, bei dem durch hohe Spitzen in eine Richtung eine Gegenreaktion herbeigeführt wird die das gesamte System aufschwingt (vgl. hierzu auch [KREMERS 2013])
- Reglerausfälle und andere unerwartete Phänomene

In den jährlichen Simulationen auf Sekundenbasis konnte keiner dieser Punkte beobachtet werden, die Residuallast am Anschlusspunkt wurde in allen geregelten Fällen geglättet.

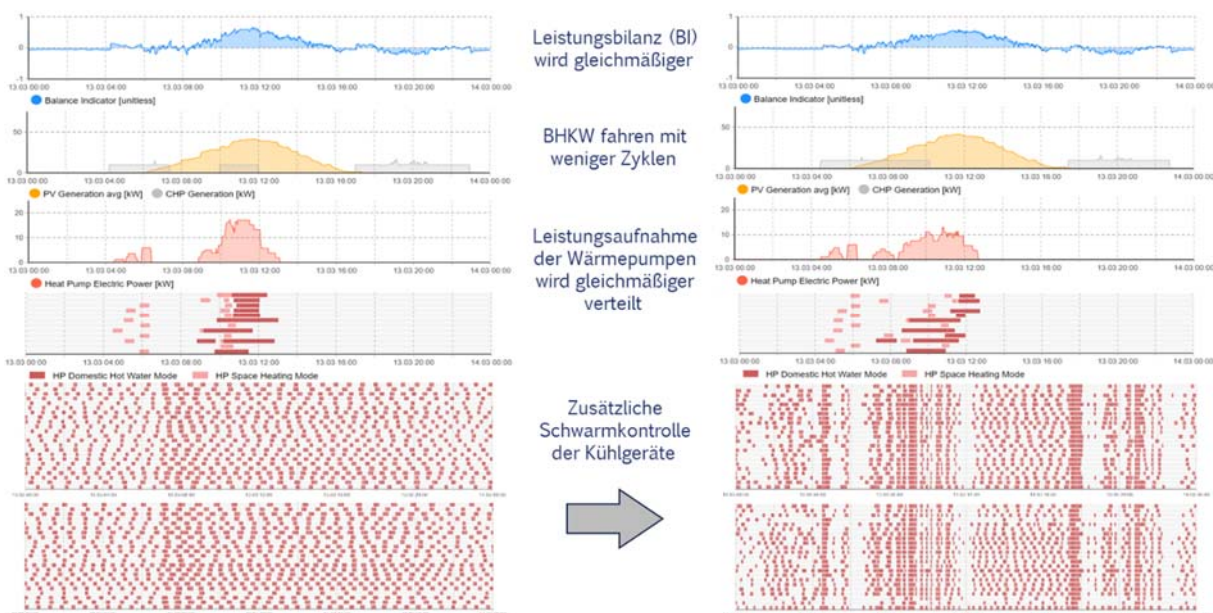


Abbildung 43: Einfluss der Steuerung von Kühl- und Gefriergeräten auf das Verhalten flexibler Wärmeerzeuger

Die positiven Effekte hinsichtlich der Stabilität durch intelligente Steuerung von Kühlgeräten wurde bereits in Abschnitt 3.1.5.1 kurz angesprochen. In der zweiten Phase der Entwicklung wurde das Verhalten der Kühl- und Gefriergeräte hinsichtlich der Netzstabilität genauer untersucht. Diese Geräte sind in ihrem Flexibilitätspotential stark begrenzt, eine stabile netzdienliche Steuerung ist deshalb besonders herausfordernd, die Aufgabe konnte aber im Rahmen von SoLAR erfolgreich gelöst werden. Abbildung 43 zeigt, dass auch das netzdienliche Verhalten der Wärmeerzeuger durch die Glättung des BI durch die Kühlgeräte weiter optimiert wird. Die Netzbelastung wird gleichmäßiger in ihrem Tagesrhythmus, die Betriebszeiten werden stärker entzerrt, die Schaltzyklen insbesondere des BHKW, werden verringert.

Mit Unterstützung des DFKI wurde eine genaue Analyse der Veränderung des BI durch den Einfluss der Kühlgeräte durchgeführt. Sie zeigte, dass das aktuelle Regelkonzept ein in Relation zur begrenzten Leistungsfähigkeit und Speicherkapazität der Geräte ein sehr gutes netzstabilisierendes Verhalten der Geräte bewirkt.

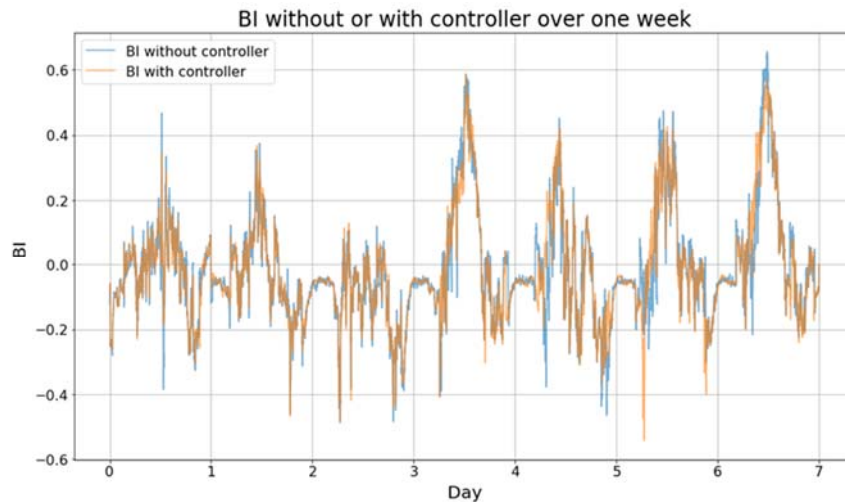


Abbildung 44: Veränderung des Verhaltens des Balance Indicator durch Steuerung von Kühl- und Gefriergeräten

Auch wenn die Eigenverbrauchsrate durch die netzdienliche Steuerung der Kühl- und Gefriergeräte aufgrund der geringen Leistungsaufnahme der Geräte nur unwesentlich verbessert wird und der Vergleich der Werte des BI in einer Woche im Frühjahr augenscheinlich keine großen Unterschiede zeigt (Abbildung 44), kann der Beitrag zur Netzstabilisierung deutlich gezeigt werden. In Abbildung 45 sind die absoluten Abweichungen des BI von Null, nach Größe der Abweichung geordnet, für positive und negative Abweichungen getrennt dargestellt. Es ist deutlich zu erkennen, dass die Zahl extremer Werte des BI abnimmt und moderate Abweichungen zunehmen. In der Leistungssumme ist der Effekt nicht gravierend, hat aber tatsächlich in etwa den Effekt und das Leistungsverhältnis der Sekundärregelleistung zur Spitzenlast im deutschen Stromnetz.

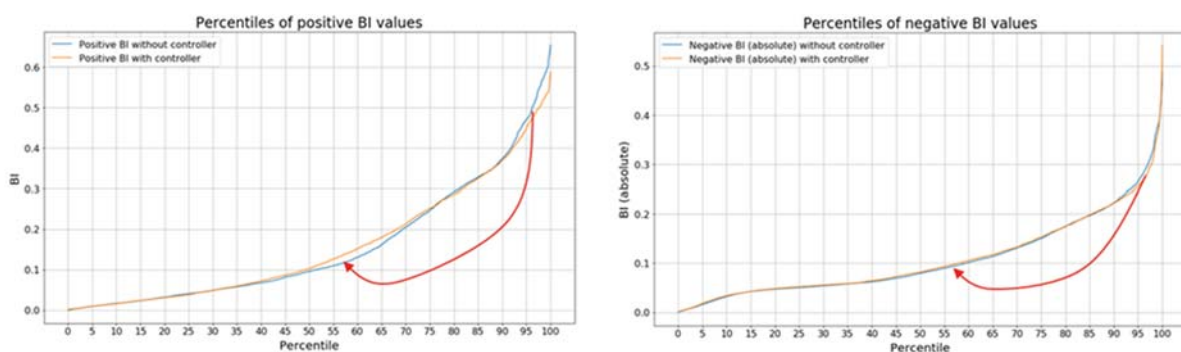


Abbildung 45: Verlagerung des Balance Indicator von extremen zu moderaten Werten durch Energiemanagement

Betrachtet man spezifischer die Veränderung der Abweichung des BI von einem gleitenden Durchschnitt, ist ein noch deutlicherer Effekt erkennbar, siehe Abbildung 46. Das dezentrale Energiemanagement auf Basis eines Echtzeitmarktes reduziert die Abweichungen vom Durchschnitt spürbar. Das Leistungsverhältnis zur Spitzenlast ist dabei vergleichbar mit der Wirkung der Primärregelleistung auf das Europäische Stromnetz. Das Ergebnis ist ein Indiz, dass allein die netzdienliche Steuerung von Kühl- und Gefriergeräten die heutige Bereitstellung von Regelleistung durch fossile Kraftwerke ersetzen



könnte. Die Ergebnisse veranlassten die Partner zu einer genaueren Untersuchung zur Bereitstellung von Regelernergie durch Kühlgeräte. Sie dazu Abschnitt 3.3.2.

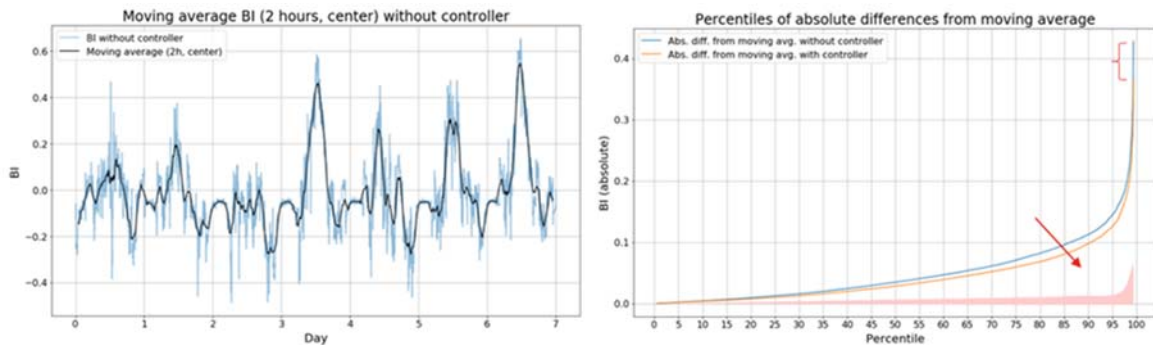


Abbildung 46: Veränderung der Abweichung des Balance Indicator vom 2-Stunden-Durchschnitt

3.1.5.3 Resilienz

Mit Unterstützung durch die EDF wurde von EIFER über die Untersuchung der Stabilität hinaus ein Resilienztest bei Ausfall der Kommunikation durchgeführt. Resilienz beschreibt die Fähigkeit von technischen Systemen, bei Störungen bzw. Teil-Ausfällen nicht vollständig zu versagen, sondern wesentliche Systemdienstleistungen aufrechtzuerhalten. Im virtuellen Demonstrator wurde untersucht, inwiefern ein Ausfall des Balance Indicator-Signals das System beeinträchtigt. Hierzu wurden 5 Tage simuliert, bei der nach 2 Tagen der Balance Indicator dauerhaft sowie nur zeitweise ausfällt. In beiden Fällen wird das System über die lokalen Steueragenten der Geräte weiter stabil betrieben, die Eigenverbrauchsrate sinkt, da kein optimaler Betrieb mehr durch die fehlende Information des BIs sichergestellt werden kann. Dennoch ist bei der zeitweisen Unterbrechung nach Wiederherstellung des BIs Signals die Wiederaufnahme des geregelten Betriebs problemlos möglich.

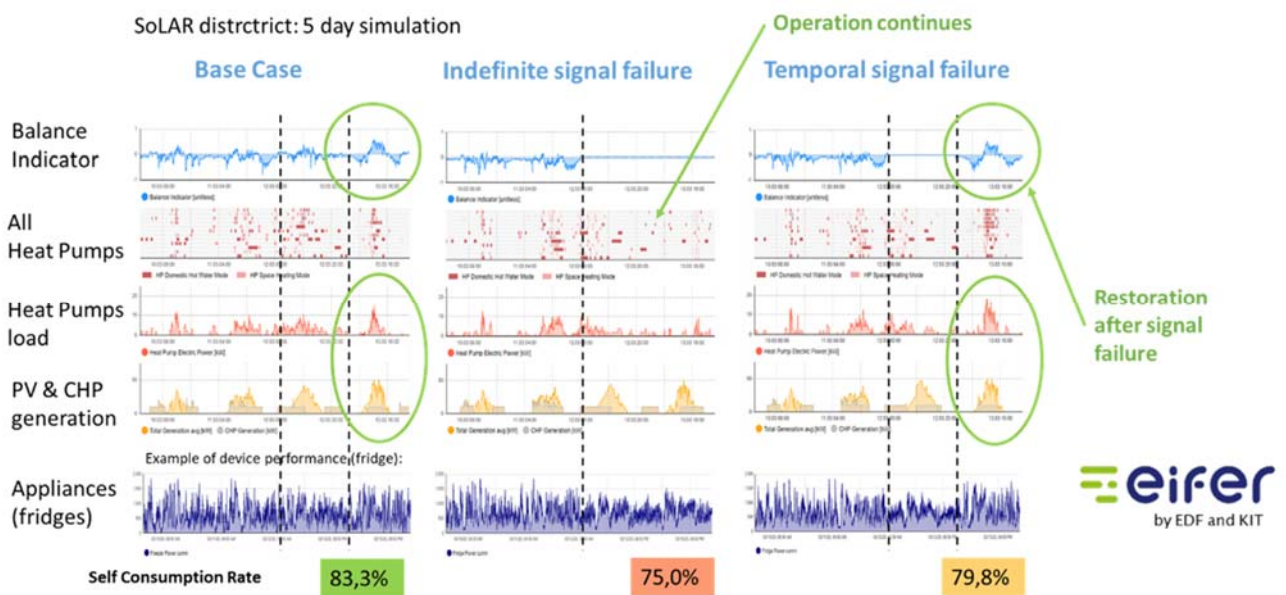


Abbildung 47: Resilienztest über 5 Tage, Auswirkung auf die Eigenverbrauchsrate (Self-Consumption Rate, unten)

3.1.5.4 Engpassmanagement auf Niederspannungsebene

Eines der Ziele von SoLAR ist es, zu zeigen, wie durch intelligentes Energiemanagement die bestehende Stromnetzinfrastruktur besser genutzt werden kann. Hierzu wurde vom EIFER in Partnerschaft mit der SDU Universität in Odense, Dänemark, eine Studie durchgeführt, bei der die Auslastung des lokalen Niederspannungsnetzes der Liegenschaft simuliert und analysiert wurde. Anhand der Simulationsdaten des virtuellen Demonstrators wurde ein vereinfachtes Stromnetzmodell gebildet und auf Grundlage der Kabeltypen typische Maximalströme für die einzelnen Netzstränge festgelegt. Diese entsprechen in etwa den bestehenden Kapazitäten.

Es wurden drei Ebenen betrachtet:

1. Top layer: 10/0.4 kV Netzanschluss
2. Intermediate layer: Kabel und Verzweigungstellen
3. Bottom layer: Endkundenanschlusspunkte

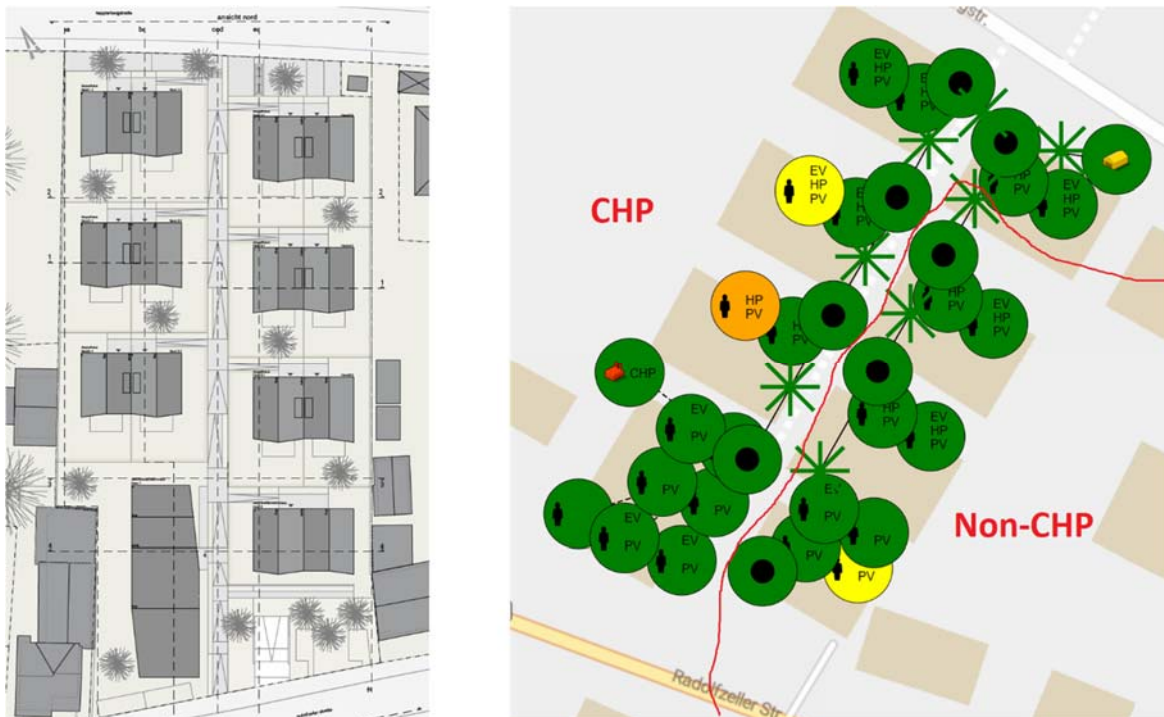


Abbildung 48: vereinfachtes Stromnetzmodell für die Liegenschaft. Quelle SDU, Magnus Værbak

Da bei den bestehenden installierten Netzkapazitäten (100 %) durch eine korrekte Auslegung und der entsprechenden großen Reserve in keinem Fall Netzengpässe entstehen, wird dieser Fall nicht dargestellt. Um Netzengpässe zu simulieren, wurde die Kapazität aller Komponenten auf 50% bzw. 25% verringert. Abbildung 49 bis Abbildung 51 zeigen bei einem Kapazitätsszenario von 25% die Zeiten der Überlastung über das Jahr in den verschiedenen Netzebenen ohne und mit intelligenter Steuerung.

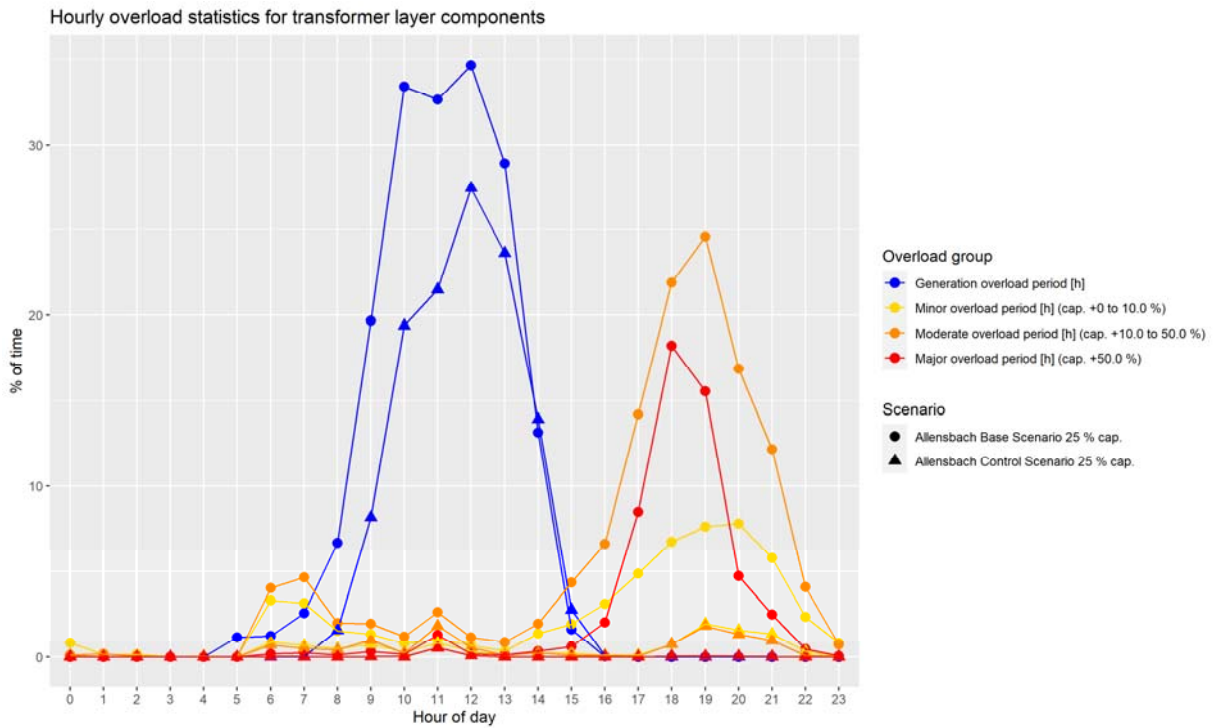


Abbildung 49: Netzengpässe auf der Netzanschlusspunktebene, ohne (kreisförmige Punkte) und mit (dreiecksförmige Punkte) intelligenter Steuerung, Kapazitätsszenario 25%, Quelle SDU

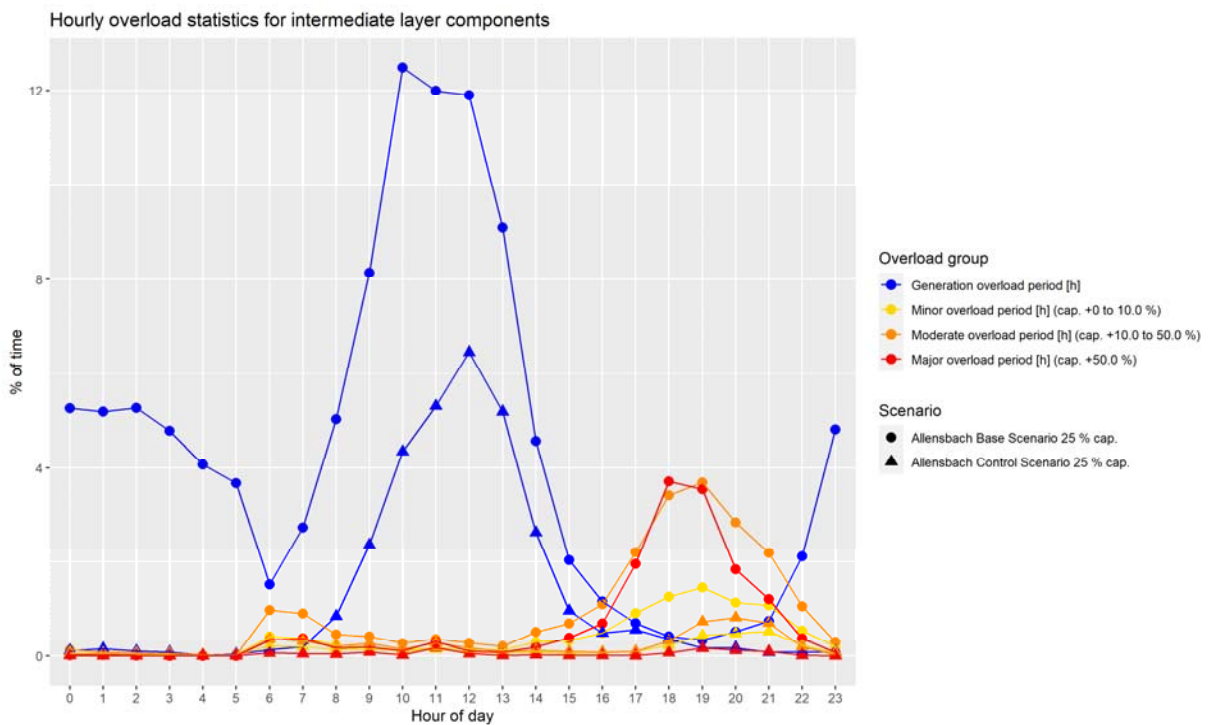


Abbildung 50: Netzengpässe auf der Zwischenebene, Kapazitätsszenario 25%, Quelle SDU

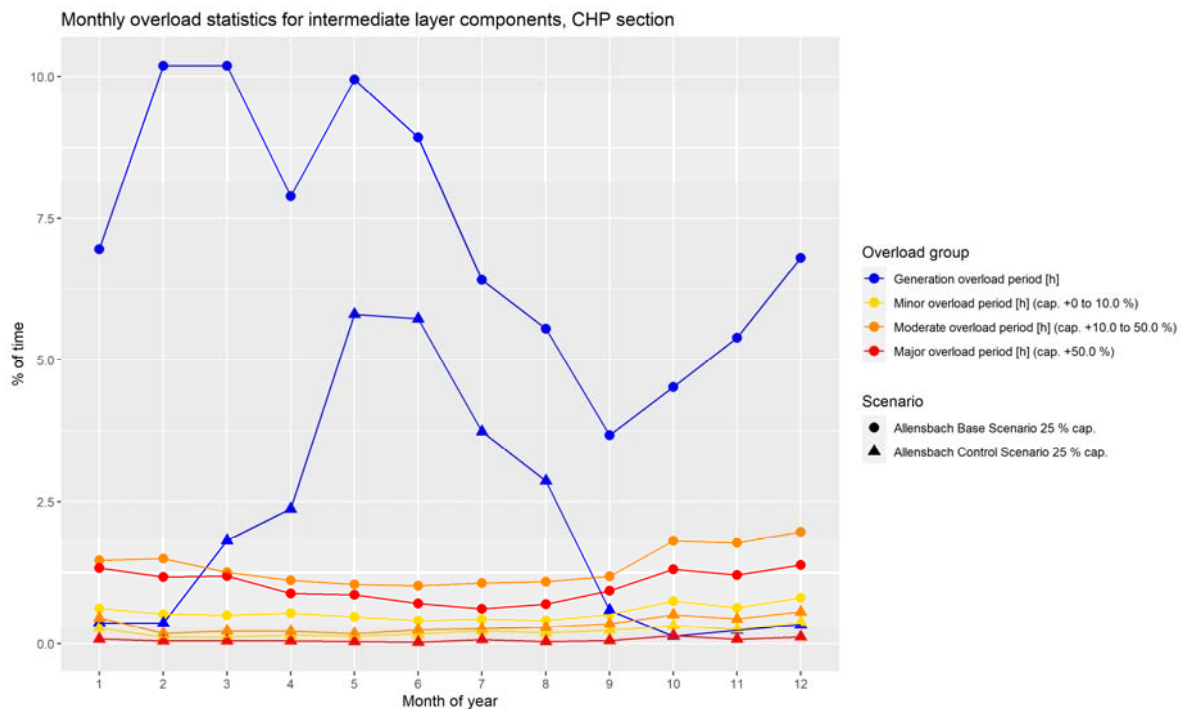


Abbildung 51: Netzengpässe auf der Zwischenebene für den durch das BHKW versorgten Bereich (Mehrfamilienhäuser), Kapazitätsszenario 25%, Quelle SDU

Netzüberlastungen treten größtenteils durch PV-Einspeisungen während der Mittagszeit, sowie durch Lastspitzen am Abend auf. Beide Überlastungen können durch das Energiemanagement zu jeder Stunde verringert werden. Das Netz wird also durch die bessere Abstimmung von Bedarf und Erzeugung effektiver genutzt (geringere, gleichmäßigere Leistungen, über eine längere Zeit, statt viele, kurze Leistungsspitzen).

In der letzten Abbildung ist der Bereich des BHKW zu sehen, bei dem die Überlastungen rund um die Uhr im unregelmäßigen Fall auftreten. Im geregelten Fall werden die Überlastungen vom BHKW ausgeregelt, da es dann erzeugt, wenn Strom in der Liegenschaft gefragt ist. Es bleiben dennoch die Überlastungen der PV-Einspeisung um die Mittagszeit, da diese nicht geregelt werden kann.

3.1.5.5 Wirtschaftlichkeit

Die ursprünglich geplanten simulativen Untersuchungen zur Wirtschaftlichkeit bei Einsatz der Technologie im Verteilnetz mit dynamischen Tarifen konnten aufgrund der diversen Verzögerungen im Projektzeitraum nicht mehr durchgeführt werden. Abschätzungen zur Wirtschaftlichkeit des Einsatzes der Technologie im gesamten Verteilnetz sind im Abschnitt 3.3 wiedergegeben.

Die Wirtschaftlichkeit bei der Anwendung der Technologie im Rahmen von Mieter- bzw. Quartierstrommodellen konnte bestätigt werden. Abbildung 52 zeigt noch einmal die in Phase 1 ermittelten möglichen Steigerungen der freien Marge durch die intelligente Steuerung von Flexibilität. Auf Basis der damals ermittelten Zahlen und mit der errichteten Eigenverbrauchsquote in der Simulation von etwa 73 % ergibt sich eine zusätzliche Marge von etwas über 3 Cent pro kWh Stromverbrauch, was einer Verdoppelung ggü. dem in Phase 1 erreichten Stand entspricht. Mit einer optimierten Steuerung der Ladevorgänge der Elektrofahrzeuge wurden bis zu 77% als erreichbar ermittelt, verbunden mit einer zusätzlichen Marge von etwa 3,7 Cent pro kWh. Das ist weniger als das in Phase 1 postulierte Ziel von

4 Cent pro kWh, aber dennoch ein gutes Ergebnis. Aufgrund der angespannten Lage im Energiesektor bei Gas und Strom ist die Abschätzung der Wirtschaftlichkeit augenblicklich schwierig. Es ist aber davon auszugehen, dass das System durch die stark gestiegenen Kosten für den Strombezug aus dem Netz noch deutlich wirtschaftlicher ist als angenommen.

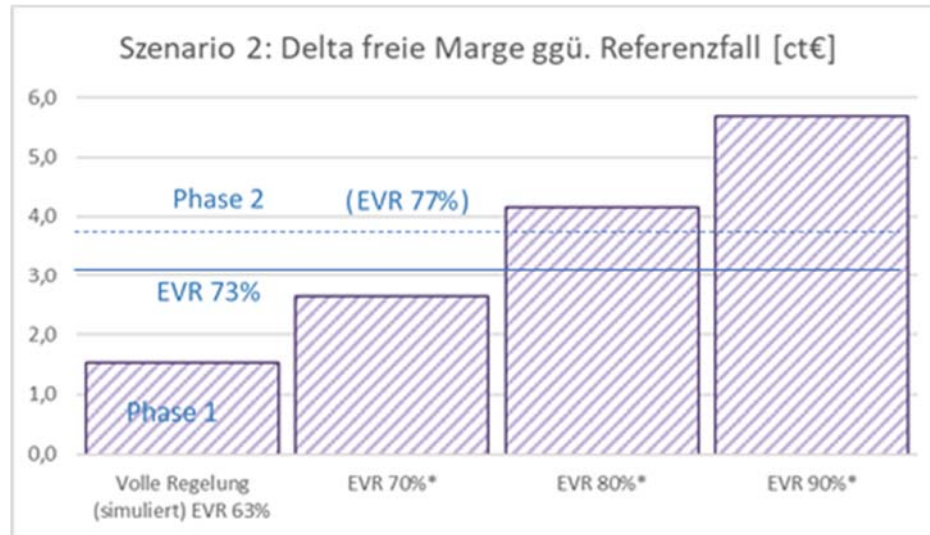


Abbildung 52: Zusätzliche Marge pro kWh im Vergleich zum Referenzszenario (reines Mieterstrommodell ohne Regelung)

3.1.6 Fazit aus Sicht der virtuellen Demonstration

- Ein angemessener agentenbasierter Modellierungsansatz bietet **hohe Flexibilität** für Simulationsanforderungen in **verschiedenen Projektphasen**.
- Eine sinnvolle **Koordination** von über 140 steuerbaren Lasten/Erzeugern wurde nachgewiesen. Die Kombination verschiedener Anlagen bietet ein höheres Maß an Flexibilität und Ausfallsicherheit. Jeder Flexibilitätstyp erfüllt eine unterschiedliche Rolle (Kühlschränke für kurzzeitigen Schwankungsausgleich, Wärmepumpen zur Tageslastverschiebung; Ladestationen zur Lastspitzenreduzierung).
- Eine Erhöhung der **Eigenverbrauchsrate** von 54 % auf 73 % bis 77 % wurde erreicht, damit verbunden sind deutliche Kostensenkungen durch das Mieter- Quartierstrommodell erreichbar. Die Berechnungen wurden vor den derzeit stark steigenden Strompreisen getätigt, die Einsparpotentiale durch vermiedenen Bezug erhöht die Einsparpotentiale in Zukunft weiter.
- Es wurde eine deutliche Reduzierung der **Lastspitzen** erreicht: -41 % (Bezug) und -28 % (Rückspeisung). Der Netzbetreiber kann dadurch bestehende Netzkapazitäten durch weniger Gleichzeitigkeit und Bezug lokaler Erzeugung vor Ort besser nutzen.
- Eine weitere Erhöhung des Eigenverbrauchs ist hauptsächlich begrenzt durch
 - fehlende saisonale Korrelation (PV im Sommer übermäßig vorhanden, aber Power-to-Heat hauptsächlich im Winter erforderlich) und
 - Ladezyklen und Verfügbarkeitsfenster der Fahrzeuge, fehlende Rückspeisung / V2G.
- Die weitere **Optimierung des Eigenverbrauchs** erfordert
 - die Einbindung weiterer Sektoren (Gewerbe, Dienstleistungssektor, Industrie),



- ein verbessertes Management der EV-Flotte,
- Berücksichtigung von Windenergie,
- saisonale oder mittelfristige Speicherung von Energie, sowie bei Bedarf
- die Nutzung von Batteriespeichern.

Eine Flexibilitätserbringung für **übergeordnete Ebenen** ist möglich, die Simulation einer entsprechenden Betriebsführung ist ausstehend.

3.1.7 Ausblick – Digitaler Zwilling mit Echtzeitkopplung an den realen Demonstrator

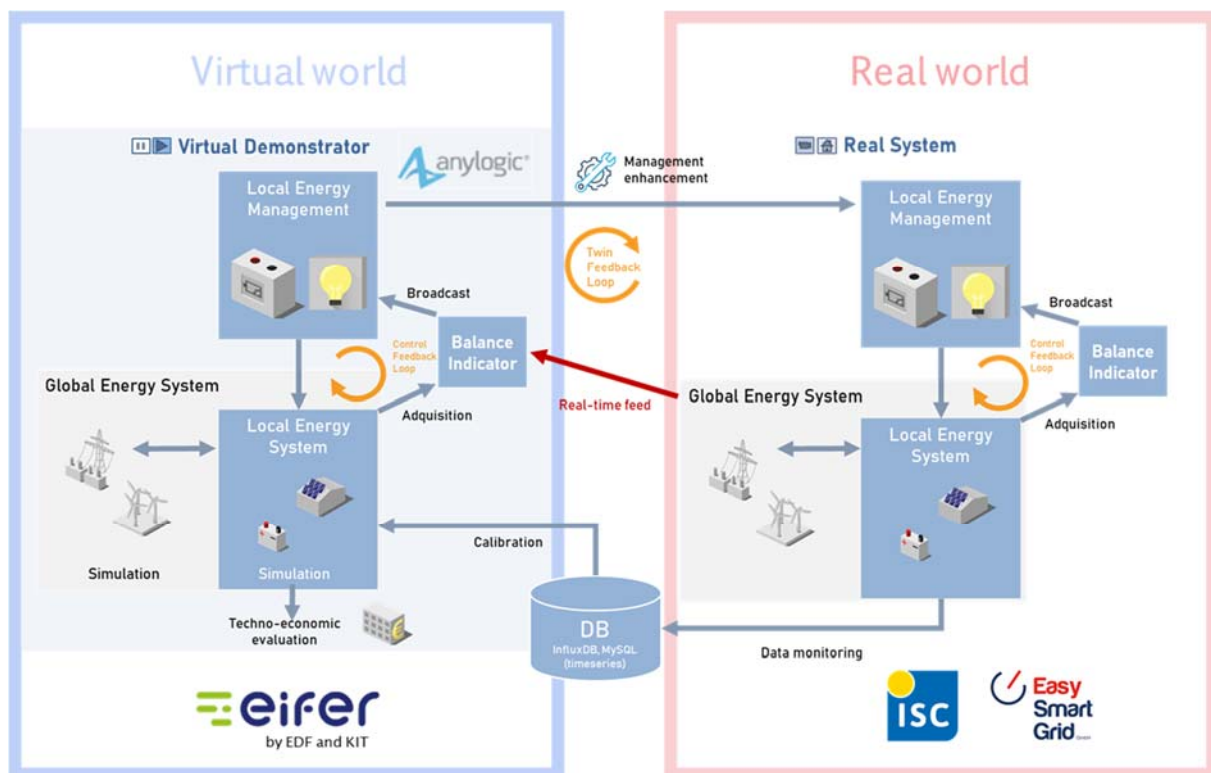


Abbildung 53: Digitaler Zwilling mit Echtzeitkopplung an den realen Demonstrator

Ein auf den virtuellen Demonstrator aufbauender digitaler Zwilling ermöglicht die **Verknüpfung von virtuellen und realen Versuchen**

- über den gesamten Systemlebenszyklus und
- in Echtzeit

Jenseits von rein lokal genutzten, statischen Berechnungsmodellen, entstehen durch die Verschaltung neue Einsatzmöglichkeiten:

- **Optimierte Fahrweisen** noch vor Inbetriebnahme
- Einsatz von **KI- und Machine-Learning-Tools** zur Verbesserung verschiedener Phasen des Systems, bei denen große Datenmengen anfallen (z. B. aufgrund von lokalen Messvorgängen)
- **Kontinuierliche Vorhersagen** des Systemverhaltens auf der Grundlage von Live-Daten
- **Selbstkalibrierung** von Parametern, die für die Steuerung und das Energiemanagement erforderlich sind

3.2 Praktische Umsetzung

Wie im Abschnitt 2.6 berichtet, konnte die praktische Umsetzung der intelligenten Steuerung, die im Virtuellen Demonstrator für die Liegenschaft vollständig simuliert und vorbereitet wurde, im Projektzeitraum nicht abschließend umgesetzt und im Prüfbetrieb evaluiert werden. Die bisher erzielten Ergebnisse des Realtests, die im Folgenden beschrieben werden, bestätigen aber allesamt das in der Simulation vorhergesagte Verhalten.

3.2.1 Quartierstrom, Messstellenbetrieb

Abbildung 54 zeigt das Messkonzept der Liegenschaft im Rahmen des Quartierstrommodells, in dem die Energiedienst AG den Kunden vor Ort den Tarif „NaturEnergie HausStrom“ anbietet. Dabei gibt es drei verschiedene Arten des Strombezugs. Die Bewohner der Doppelhaushälften profitieren zunächst einmal vom selbsterzeugten Strom der privaten PV-Anlagen, der abgesehen von der Investition und geringen Wartungskosten keine Energiekosten für die Nutzer verursacht. Überschüssigen PV-Strom der Privatanlagen kauft Energiedienst auf und verkauft ihn, zusammen mit Strom aus den eigenen PV-Anlagen und dem BHKW, an alle Bewohner des Quartiers (100 % der Bewohner haben sich für den „HausStrom“ entschieden). Der in der Kundenanlage erzeugte Strom ist kostengünstiger als der aus dem Netz beschaffte Strom und wird 10 % günstiger als der Netzstromanteil an die Kunden verkauft. Überschüssiger Strom aus der Kundenanlage wird eingespeist und vom Netzbetreiber Netze BW an Energiedienst vergütet.

Allensbach - Kundenanlage Messkonzept BWNetze Nr. 15
 Grüner Wohnen - Kaufmann

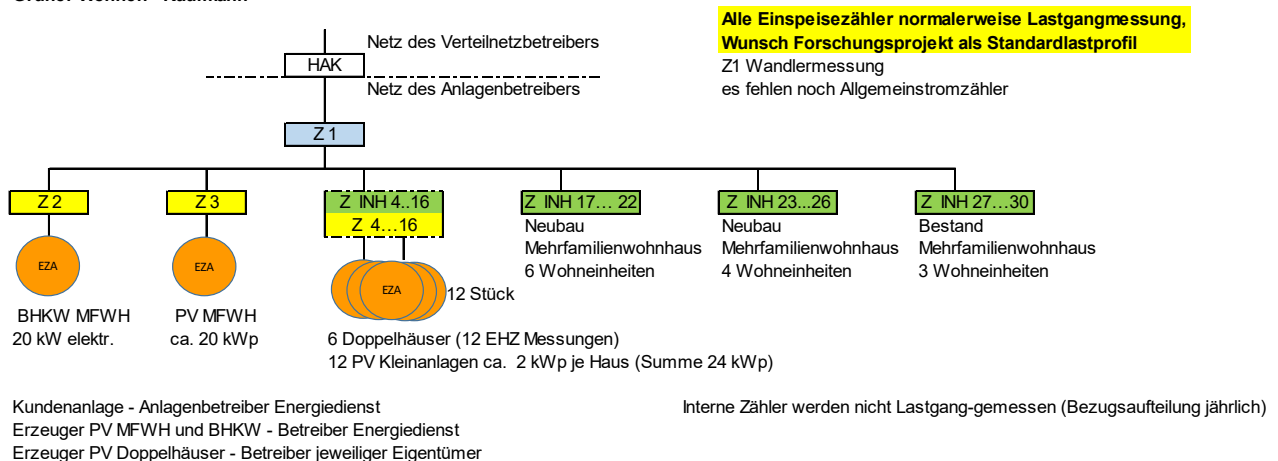


Abbildung 54: Messkonzept der Liegenschaft

Da das Stromnetz der Liegenschaft eine Kundenanlage im Betrieb durch Energiedienst mit verschiedenen Typen von Erzeugungsanlagen ist, kommt von Seiten des Netzbetreibers Netze BW das Messkonzept 15 zur Anwendung. Dabei müssen sowohl der Zähler am Anschluss der Kundenanlage zum öffentlichen Netz (Z1) als auch die Zähler für alle Erzeugungsanlagen (EZA, Z2 bis Z16) Lastgang-gemessen sein. Grund ist die Vorgabe des Netzbetreibers aufgrund rechtlicher Vorgaben, dass eine Einspeisung ins Netz der öffentlichen Versorgung in 15-Minuten-Lastgängen genau hinsichtlich des Anteils der verschiedenen Erzeugungsanlagen aufgeschlüsselt werden muss. Für die Verbrauchszähler (Z INH ...) ist eine einfache Mengenzählung ausreichend, da der jeweilige Anteil des Strombezugs aus dem Netz und aus der Kundenanlage in einer Abrechnungsperiode im bisherigen Modell gleichmäßig für alle Kunden angesetzt wird.

Selbst mit der Nutzung von iMSys ist das geforderte Messkonzept aufwändig. Aufgrund von Problemen beim aktuellen Messstellenbetreiber Discovery wurden die Netze BW von Energiedienst gebeten, den Messstellenbetrieb zu übernehmen. Es zeigte sich allerdings, dass auch die Netze BW die Einspeisung über iMSys nicht abrechnen kann. Energiedienst ist deshalb weiter mit der Netze BW in Kontakt, um eine angemessene Lösung zu finden, die der Intention von „SoLAR – Smart Grid ohne Lastgangmessung ...“ entgegenkommt. Für die intelligente Steuerung der Geräte ist eine Lastgangmessung nicht notwendig. Auch die Abrechnung könnte mit einfachen Mengenzählern erfolgen, wenn entsprechende Erzeugungsprofile für die PV-Anlagen und lediglich Lastgangmessungen am zentralen Wandler (Z1) ggf. beim BHKW (Z2) und erfolgen würden.

3.2.2 Implementation IKT, MSR-Technik

Da die Liegenschaft einen eigenen Abgang in der Ortsnetzstation hat, wurde aufgrund der aufgetretenen Verzögerungen und Mehraufwände für die Demonstration auf eine Installation einer zusätzlichen Messung am Ortsnetztrafo (ONT) verzichtet.

Im Laufe des Projektes hat sich zudem gezeigt, dass die ursprünglich favorisierte Kommunikation mit G3-PLC (Schmalband Power Line Communication) für die Übertragung der Preissignale fehlerbehaftet und teuer ist. Die Kommunikation der Preissignale findet deshalb in der Demonstration in der Liegenschaft auf herkömmlichen Weg über Intranet / Ethernet statt. Perspektivisch wird eine neuartige PLC-Kommunikation der Preissignale vorgeschlagen, die mit der Hochschule Offenburg untersucht wurde. Siehe dazu auch die Abschnitte 2.5.3 und 3.3.6.

Bei der Implementierung der zur Schwarmsteuerung notwendigen, hochaufgelösten Messung der Leistung der jeweiligen Knotenpunkte musste das ISC Konstanz leider mehrfach auf sich ändernde Voraussetzungen reagieren und das Vorgehen anpassen. Ursprünglich wurde hierzu mit dem im Projekt für die iMSys verantwortlichen Partner Energiedienst kooperiert, um sich auf die Verwendung von Discovery Messsystemen vorzubereiten. Diese mit Smart Meter Gateways (SMGW) ausgestatteten Messsysteme erlauben eine hochaufgelöste Bereitstellung der Messwerte im für den im Projekt notwendigen unteren Sekundenbereich.

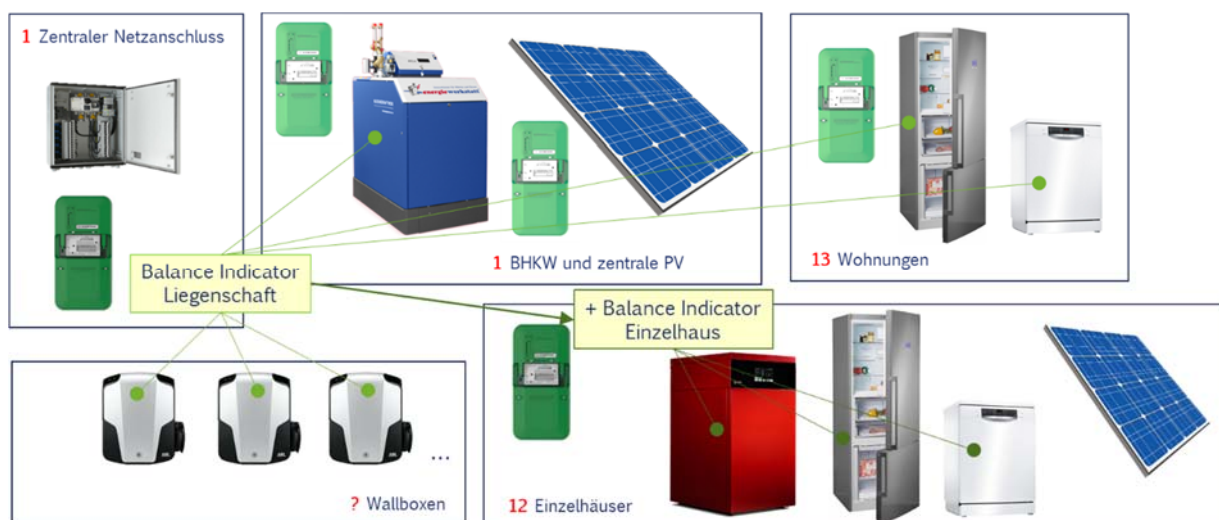


Abbildung 55: Intelligente Messsysteme und Bildung des Balance Indicator in der Liegenschaft



Abbildung 55 zeigt auf dem Stand von 2020 die Zuordnung der iMSys zu den verschiedenen Netzknoten in der Liegenschaft und die Bildung der Preissignale (Balance Indicator), inkl. der darauf jeweils reagierenden Geräte. Bei den Doppelhaushälften wird der Balance Indicator der Liegenschaft mit dem lokalen Balance Indicator des Haus-Netzanschlusses überlagert. Siehe dazu auch Abschnitt 3.1.1.

Aufgrund unvorhergesehen strikter Anforderungen an den Messstellenbetreiber und fehlender Zertifizierungen der Discovery, diese rechtskonform erfüllen zu können, musste der Partner Energiedienst kurzfristig SMARTY IQ-LTE SMGWs von der Sagemcom Dr. Neuhaus GmbH statt der vorbereiteten SMGWs von Discovery installieren. Diese neu eingebauten SMGWs verfügen leider über keinerlei Möglichkeit, sie in der angestrebten zeitlichen Auflösung auszulesen und verhindern somit die Nutzung der intelligenten Basiszähler im Rahmen des Projektes. Die zu Projektlaufzeit schwere Situation bezüglich Lieferketten verschärfte diese Situation, sodass auch die zwischenzeitliche Planung eines Austauschs durch SMGWs von Discovery zu Projektlaufzeit nicht mehr zu realisieren war. Am Liegenschaftsbezugspunkt wurde daher außerplanmäßig ein zusätzlicher Messwandlerzähler parallel und redundant zum bestehenden Messsystem installiert.



Abbildung 56: Aufbau und Schnittstellen der MSR-Technik in der Liegenschaft

Abbildung 56 zeigt schematisch den umgesetzten Aufbau des MSR-Systems (Mess-, Steuer- und Regel-technik) der Liegenschaft. Zur Steuerung der Geräte (Markierung EMS: Energy Management System) werden Kunbus Revolution Pi Industrierechner eingesetzt, die über ein lokales Ethernet miteinander verbunden sind und die Netzzustandsdaten an den jeweilig relevanten Netzknoten auslesen. Für den Liegenschaftsbezugspunkt passiert dies über den zusätzlich installierten Zähler über Modbus TCP/IP, in den Doppelhaushälften werden die PV-Wechselrichter von Fronius und E3DC über Modbus TCP/IP ausgelesen, sofern die Wechselrichter verfügbar gemacht werden konnten. Ansonsten wird für die Einzelhäuser auch der BI der Liegenschaft verwendet. In Phase 1 konnte gezeigt werden, dass sich die Eigenverbrauchsrate der Häuser bereits durch dieses Preissignal erkennbar erhöht.

Die Kommunikation zur Steuerung des BHKW und der Wärmepumpen erfolgt mittels Modbus RTU über jeweils eine serielle Schnittstelle.

Die Ladepunkte für Elektrofahrzeuge wurden von der Flotteladen GmbH realisiert. Kommunikation des Lademanagement-Systems (LMS) und dem EMS und Festlegung der Sollwerte geschieht über MQTT.



Die Kommunikation mit den steuerbaren Haushaltsgeräten erfolgt über die zentralen Server von Home Connect (BSH) über das Internet. Die Hausgeräte sind dabei über WLAN angebunden.

3.2.3 Einbindung und Betrieb der Geräte

Der Algorithmus zur Bildung des Preissignals und der Controller-Algorithmus für die intelligente Steuerung flexibler Verbraucher und Erzeuger wurden für die Einbindung in die auf Java OSGi basierende SEAL-Plattform (Smart Energy Application Laboratory) des ISC Konstanz als EMS programmiert (siehe auch Abschnitt 3.1.3). Die Controllerfunktionen können über eine definierte API in den Virtuellen Demonstrator des EIFER eingebunden werden und ermöglichen detaillierte virtuelle Tests vor der realen Inbetriebnahme der Komponenten. Die Realisierung der Algorithmen in der Liegenschaft erfolgte dann auf der Hardware-Basis der genannten Revolution Pi mit den entsprechenden Schnittstellen über Ethernet, serielle Schnittstellen oder Internet/WLAN. Die Anbindung und die Ergebnisse der Betriebstests der einzelnen Geräte werden im Folgenden beschrieben.

3.2.3.1 BHKW

Zur Steuerung des BHKW wurde eine serielle Datenleitung von der Anlage zum Hauptschaltschrank und des dort befindlichen EMS-Geräts des Projektes verlegt. Die Steuerung erfolgt konkret über ein Modbus RTU Register, in welches die gewünschte Betriebsleistung geschrieben wird.

Um die Flexibilität abschätzen zu können, welche dem BHKW zur Ansteuerung zur Verfügung steht, muss an Informationen über die Temperatur im Pufferspeicher gelangt werden. Abbildung 57 zeigt das installierte BHKW mit zwei von drei 1000 Liter Pufferspeichern des Gesamtsystems. Da die reguläre, durch das Energiedienst-Tochterunternehmen Messerschmid erfolgende, Steuerung des BHKW jedoch, anders als ursprünglich erwartet, als zweistufiges System implementiert wurde – mit einer internen BHKW-Steuerung und einer übergeordneten Regelung, inklusive Spitzenlastkessel – hat die interne Steuerung des BHKW keine Informationen über die Pufferspeichertemperaturen. Ursprünglich geplant war deshalb, den Füllstand der Speicher über die einfach abzufragende Vorlauftemperatur des BHKW abzuschätzen, was sich aber als nicht praktikabel erwies.



Abbildung 57: Das installierte BHKW mit Pufferspeichern und der dies steuernde Revolution Pi mit EMS im Schaltschrank

Zusammen mit Messerschmid wurde daher ein weiterer Kommunikationskanal eröffnet, indem das EMS über einen Modbus-TCP/IP Server die Temperaturen der Pufferspeicher in minütlichem Intervall übermittelt bekommt. Auf diese Weise erhält das EMS sechs relevante Temperaturen. Von diesen



Temperatursensoren befinden sich vier in den drei Pufferspeichern und wurden zu einer gewichteten Referenztemperatur T_{TES} zusammengefasst:

$$T_{TES} = \sum_{i=1}^n w_i * T_i, \quad \text{mit} \quad \sum_{i=1}^n w_i = 1$$

Die Gewichtung der Temperaturen erfolgt nach Höhe der platzierten Temperatursensoren und dem Volumen des Speichermediums, dem die gemessene Zone entspricht.

Die Steuerung des BHKW war anfangs trotz der guten Datenlage zu den Speichertemperaturen nicht zufriedenstellend. Insbesondere führte ein Absinken der Temperatur am höchsten Punkt des Pufferspeichers bei Inbetriebnahme des BHKW dazu, dass es mit zu hoher Leistung fuhr und zu viel Strom ins Netz einspeiste. Als Ursache wurde festgestellt, dass die Drehzahlregelung der Pumpe des BHKW nicht funktionsfähig war und dadurch die Vorlauftemperatur nicht richtig eingeregelt wurde und massiv absank, was das System als Absenkung der mittleren Speichertemperatur interpretierte. Die Feststellung des Fehlers und die langwierige Behebung durch Austausch der Steuerplatine im BHKW führte zu weiteren Verzögerungen.

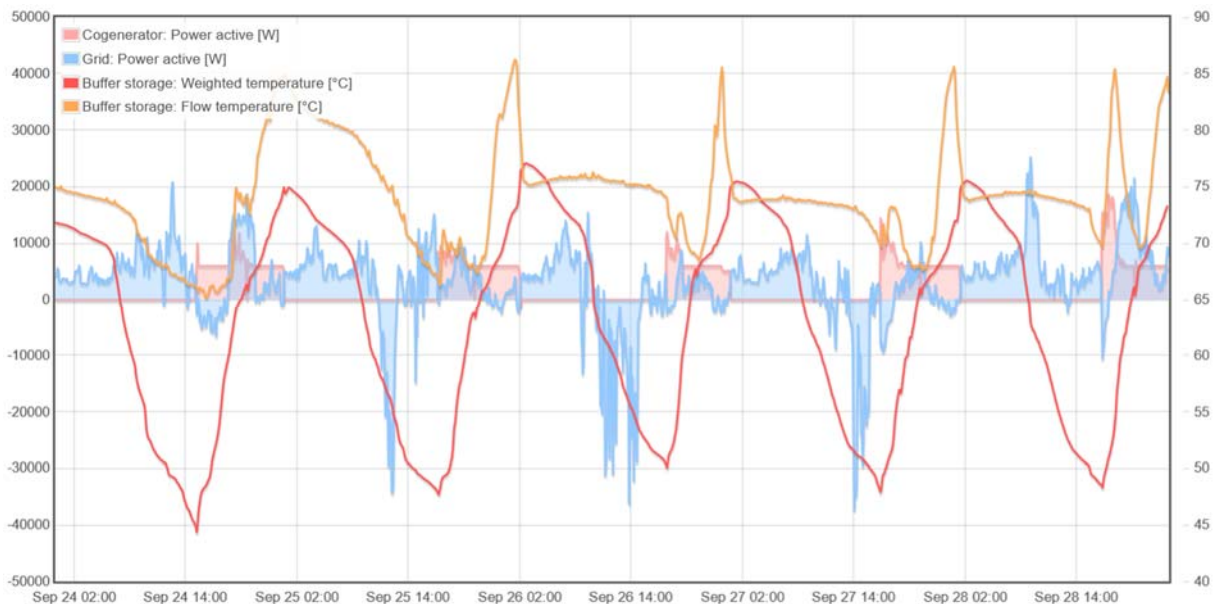


Abbildung 58: 5 Tage Messdaten am Liegenschaftsbezugspunkt und BHKW in der frühen Übergangszeit

Abbildung 58 zeigt aktuelle Messdaten der Import/Export-Leistung am Liegenschaftsbezugspunkt und der Erzeugung des BHKWs auf der linken Achse, zusammen mit der Temperatur des Heizkreises und der gewichteten Temperatur auf der rechten Achse, über fünf verregnete Tage in der Übergangszeit. Um die Versorgung der drei Gebäude mit Wärme zu gewährleisten, muss die Temperatur des Heizkreises über 60 °C gehalten werden, weshalb der Spitzenlastkessel bei einer Temperatur von 62 °C hinzugeschaltet wird. Es hat sich gezeigt, dass eine Heizkreistemperatur über 62 °C durch die in Serie geschaltete Architektur der Pufferspeicher zu erfüllen ist, solange die gewichtete Temperatur zwischen 40 und 75°C gehalten wird, da sich die Pufferspeicher erst der Reihe nach abkühlen. Entsprechend wurde die normierte Größe des Speicherinhalts, SOC (State Of Charge) für den Controller-Algorithmus zu SOC = 0 bei 40 °C und SOC = 1 bei 75 °C gemittelter Speichertemperatur festgesetzt. Die dadurch gebotene Flexibilität ermöglicht es, die Erzeugung des BHKW durch die intelligente Steuerung über den BI auf die späteren Nachmittags- bis Abendstunden zu legen, in denen kein Photovoltaikstrom mehr zur Verfügung steht, der Stromverbrauch der Haushalte nach Feierabend aber zunimmt. Die



Messungen zeigen auch, dass in den Betriebszeiten des BHKW nur minimal Strom ins Netz gespeist wird.

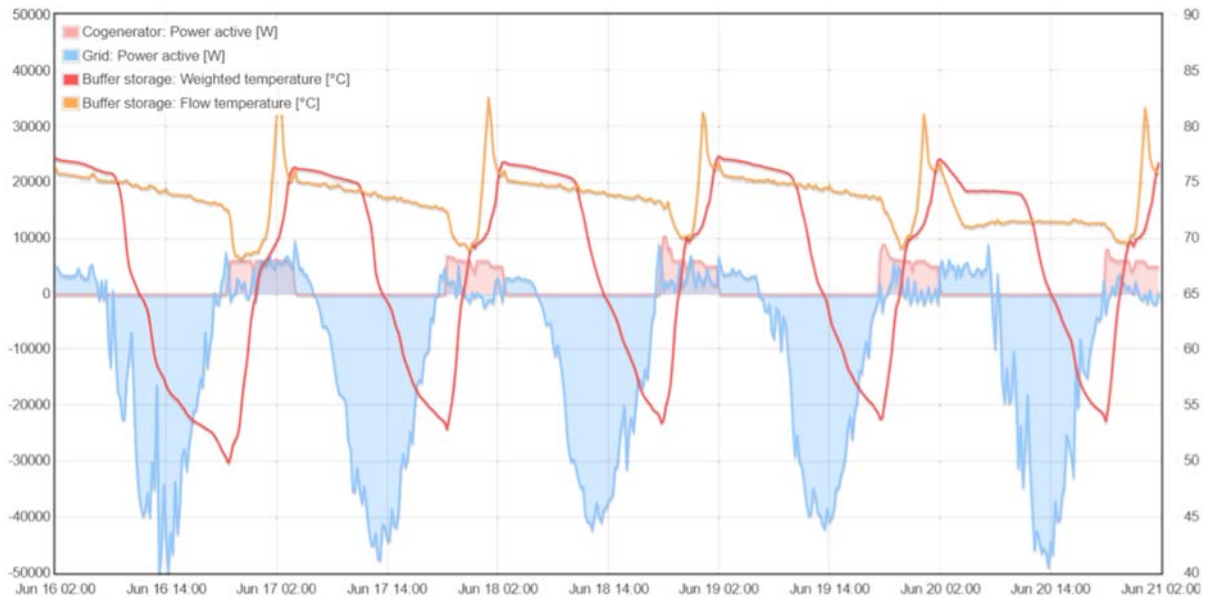


Abbildung 59: 5 Tage Messdaten am Liegenschaftsbezugspunkt und BHKW im Sommer

Abbildung 59 zeigt den Betrieb des BHKW im vergangenen Sommer an fünf sonnigen Tagen, nach erster erfolgreicher Implementation der intelligenten Steuerung, bei hoher PV-Leistung, wenn lediglich Wärme für die Warmwasserbereitstellung benötigt wird. Der Unterschied zwischen Zeiten mit PV-Einspeisung und BHKW-Betrieb kommt hier noch stärker zum Tragen. Das BHKW ist nur in den stromintensiven Abendstunden im Betrieb.

Messungen im Winter und in der kalten Übergangszeit konnten leider noch nicht durchgeführt werden. Die bisherigen Messungen bestätigen aber die Funktionsfähigkeit des Energiemanagements auf Basis von Echtzeit-Preissignalen aus dem Netzzustand.

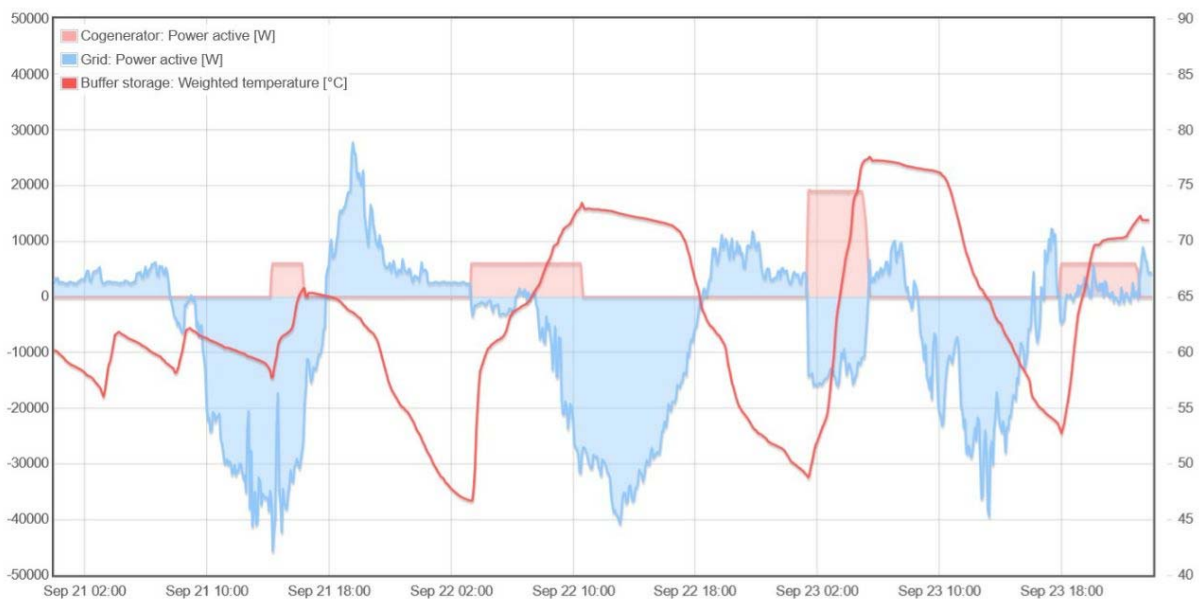


Abbildung 60: Verhalten des BHKW bei einer gestörten Kommunikationsverbindung

Hinsichtlich der praktischen Umsetzung ist anzumerken, dass die Kommunikation zwischen BHKW und EMS über die serielle Schnittstelle aktuell noch störungsanfällig ist. Die Ursache muss noch genauer untersucht und behoben werden. Vermutet werden EMV-Einflüsse durch das BHKW und die Umrichter für PV-Anlagen im Technikraum. Abbildung 60 zeigt drei Tage im September, an denen der Betrieb des BHKW aufgrund der Störungen nicht korrekt gesteuert ist. Zu erkennen ist vor allem, dass keine Modulation stattfindet und dass die Temperaturkurve des Pufferspeichers anfangs unmotiviert Sprünge aufweist. Am Folgetag (Abbildung 59) konnte die Störung behoben werden.

3.2.3.2 Wärmepumpen

Zur Steuerung der Wärmepumpen wurde ein serielles Datenkabel vom jeweiligen Gerät zum zentralen Schaltschrank des zugehörigen Kellers gelegt, mittels welchem Anfahrtsbefehle via Modbus RTU an das Controller Board der Wärmepumpe übermittelt werden.

In Abbildung 61 ist die rote Wärmepumpe vor dem großen weißen Schichtspeicher mit 826 Liter Volumen zu erkennen. Innerhalb des Schichtspeichers herrscht keine Konvektion und Energie wird nur mittels Wärmetauschern entnommen oder eingetragen. Somit kann eine klare Trennung zwischen einer oben befindlichen Hochtemperaturzone für Warmwasser und einer weniger heißen Zone für Heizwasser der hocheffizienten Fußbodenheizungen gezogen werden. Bei ausreichend Überschussenergie lässt sich der gesamte Speicher, inklusive der unteren Zone, jedoch auch auf hohe Temperaturen anheben und somit durch intelligente Verschiebung des Betriebszeitpunktes über einen Großteil des Jahres die Notwendigkeit minimieren, Energie aus dem öffentlichen Stromnetz zur Wärmeerzeugung zu ziehen.



Abbildung 61: Eine beispielhaft installierte Weider Wärmepumpe mit Pufferspeicher und die Installation der seriellen Schnittstelle zum EMS im Schaltschrank

Hierzu wurde in Absprache mit Weider zunächst implementiert, als Aktivierungssignal durch die intelligente Steuerung die Solltemperaturen für die jeweiligen Pufferspeicherzonen temporär auf eine Tem-



peratur von 55 °C anzuheben. Die Warmwasserzone des Pufferspeichers wird in den meisten Haushalten somit zwischen 44 und 55°C gefahren, die Heizwasserzone je nach Heizkurve und Außentemperatur sogar zwischen 22 und 55 °C.

Im Laufe des Projektes stellte sich zwar heraus, dass die weit verbreitete SGready Schnittstelle für die Zwecke des Projektes ebenfalls ausreichend und weniger problem- und wartungsanfällig gewesen wäre. Dies konnte aber mit der gegebenen Schnittstelle und Firmware der Wärmepumpensteuerung nicht mehr realisiert werden. Im Weiteren soll dieser Schritt zudem übersprungen und der Algorithmus zur intelligenten Steuerung der Wärmepumpe auf Basis des Balance Indicator direkt in das Controller Board programmiert werden, siehe Abschnitt 3.2.4.

Abbildung 62 zeigt die Messdaten dreier recht sonniger Tage in der Übergangszeit bei ca. 10 °C Außentemperatur. Blau hinterlegt sieht man an der linken Achse die Import/Export-Leistung des Haushaltes, Gelb die Erzeugung und in Rot hinterlegt die thermische Leistung der Wärmepumpe. Die Kurven der Temperaturen an der rechten Achse zeigen, wie auch in der Übergangszeit meist noch der gesamte Wärmebedarf für die Nacht durch Erzeugung aus Übertag-Überschussstrom bereitgestellt werden kann.

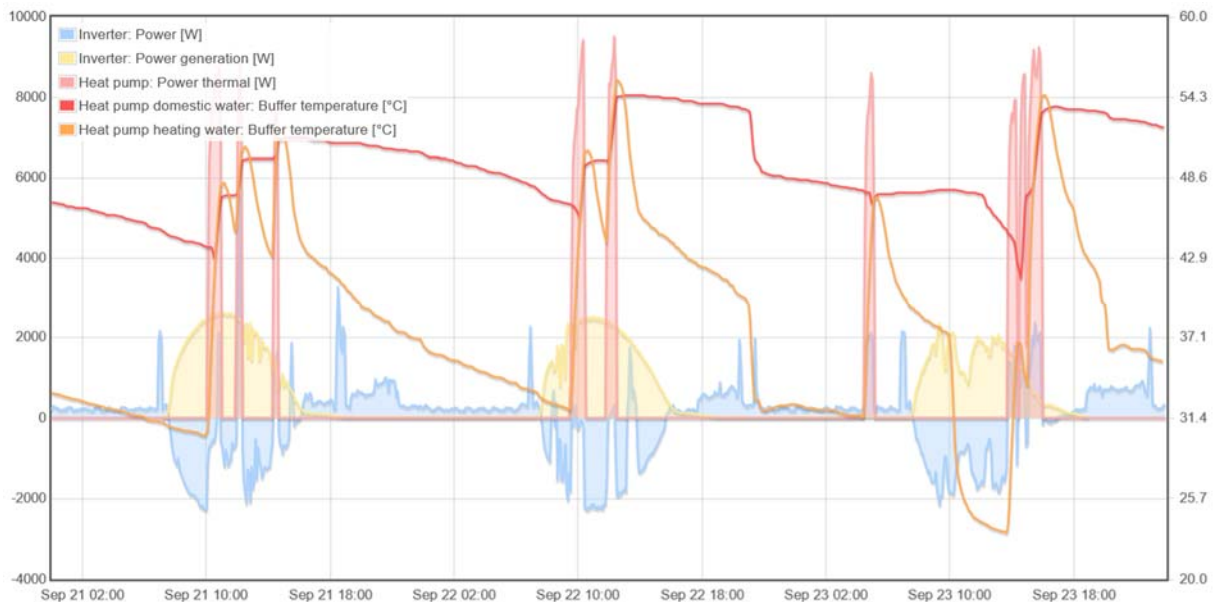


Abbildung 62: 3 Tage Messdaten eines Haushaltes mit Wärmepumpe in der Übergangszeit

Das Verhalten der Wärmepumpe am dritten Tag entspricht auf dem ersten Blick nicht den Anforderungen. Während der Betrieb gegen 5 Uhr morgens ggf. noch mit dem starken Abfall der Speichertemperaturen am späten Abend und einem weiteren Absinken über Nacht zu erklären wäre, wäre gegen Mittag ein weiteres Auffüllen der Speicher zu erwarten. Erklärt werden kann das Verhalten, wenn für den Zeitraum noch einmal die Residuallast am Netzanschlussknoten der Liegenschaft und das (fehlerhafte) Verhalten des BHKW in diesem Zeitraum (siehe Abschnitt 3.2.3.1) herangezogen wird, siehe Abbildung 63.

Es ist gut zu erkennen, dass die Residuallast am Netzanschluss zu den Aktivierungszeiten der Wärmepumpe (rot markiert) in den Morgenstunden (fehlerhafter Betrieb des BHKW) und am Nachmittag (starke Einspeisung durch PV-Anlagen auf Westdächern anderer Gebäude) eine hohe Einspeisung ins äußere Netz – also einen hohen BI – aufwies. Da das EMS am Hausanschluss diesen BI berücksichtigt, wurde die Wärmepumpe so gesteuert, dass sie im Sinne der Liegenschaft optimal betrieben wurde und am frühen Morgen dem fehlerhaften Betrieb des BHKW entgegenwirkte.

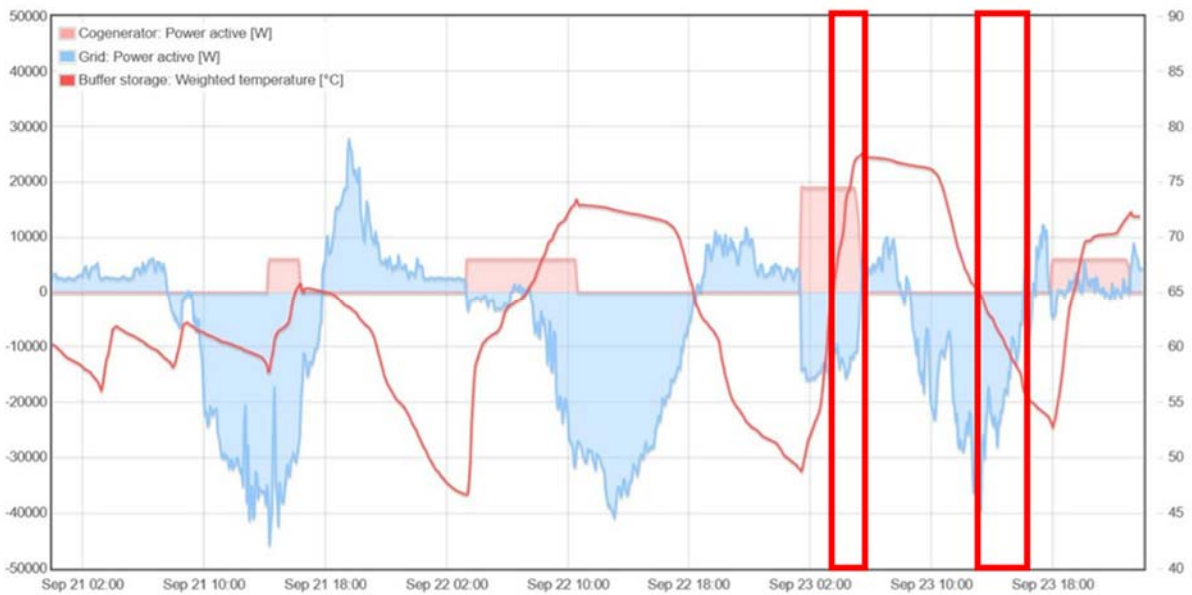


Abbildung 63: Messdaten am Liegenschaftsbezugspunkt und BHKW im Zeitraum der Abbildung 62

Abbildung 64 zeigt den Betrieb einer Wärmepumpe über fünf Tage im Sommer. Diesmal handelt es sich um einen Haushalt mit Batteriespeicher, dessen Ladezustand durch die schwarze Kurve angezeigt wird. Es ist gut zu erkennen, dass sich der Haushalt über die PV-Anlage und den Batteriespeicher weitgehend autark versorgt, da der Speicherfüllstand so gut wie nie auf Null sinkt. Die Wärmepumpe wird fast vollständig mit PV-Strom betrieben.

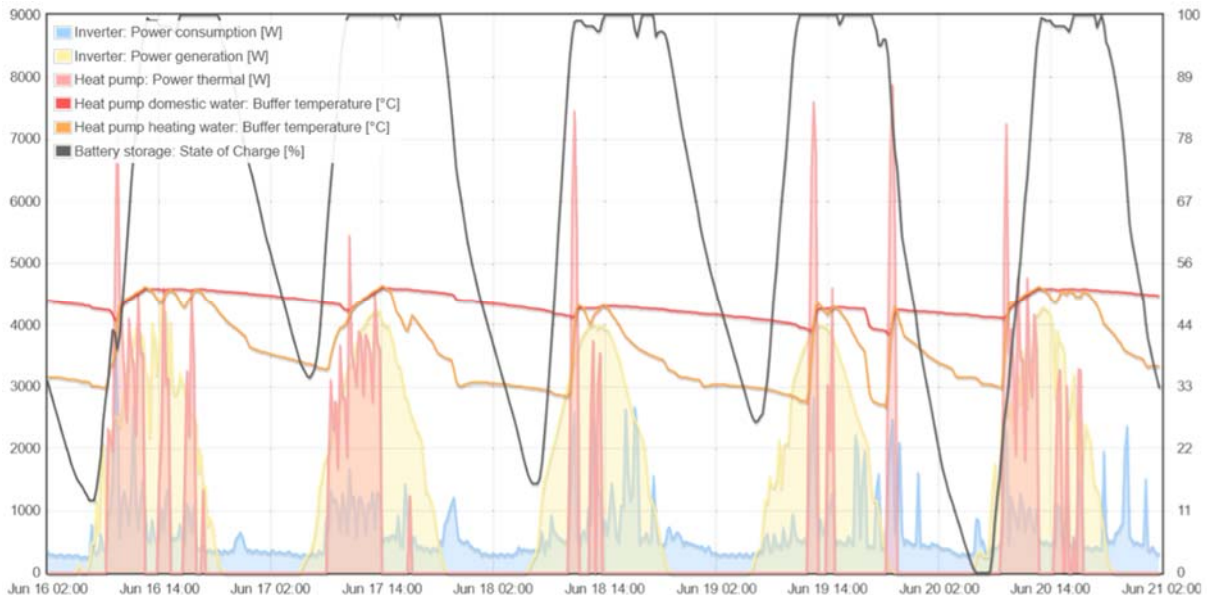


Abbildung 64: 5 Tage Messdaten eines Haushaltes mit Wärmepumpe und Batteriespeicher im Sommer

Lediglich ein starkes Absinken der Speichertemperaturen am Abend des vierten Tages induziert den kurzzeitigen Betrieb außerhalb der PV-Zeiten. Durch Vergleich mit Abbildung 59 in Abschnitt 3.2.3.1 ist zu erkennen, dass zu diesem Zeitpunkt das BHKW für eine ausgeglichene Leistungsbilanz in der Liegenschaft sorgt.

Das Zusammenspiel mit der Batterie ist im Weiteren noch zu optimieren, da hier die Batterie die Wärmepumpe mit Strom versorgt, obwohl ggf. das BHKW die Aufgabe übernehmen könnte. In der Folge



leert sich der Batteriespeicher vollständig, was über eine Ansteuerung der Batterie über BI verhindert werden könnte. Batterien können in das intelligente System über zwei Softwareagenten eingebunden werden, von denen einer möglichst günstig Strom einkaufen und der andere möglichst teuer verkaufen möchte. Beide Agenten arbeiten dabei mit dem gleichen Speicher – bloß mit umgekehrten Vorzeichen aus der jeweiligen Sicht. Die bisherige einfache Batteriesteuerung führt dazu, dass in der Mittagszeit, wenn der Speicher voll ist, plötzlich das Netz durch eine hohe Einspeisung belastet wird. Dies würde sicher verhindert werden und sollte in Folgeprojekten umgesetzt werden.

3.2.3.3 Ladestationen

Die privaten Ladestationen in der Liegenschaft wurden im Auftrag von Energiedienst durch Flotteladen installiert. Energiedienst tritt dabei gegenüber den Anwohnern als Anbieter auf. Die Flotteladen GmbH übernimmt die Regelung einer Vielzahl von Ladestationen, welche unter einem vermessenen Netzknotenpunkt zusammengefasst werden und dort gewährleisten, dass dort eine bestimmte Leistung nicht überschritten wird. Die Steuerung aller Ladestationen geschieht zentral über ein Lademanagement-System (LMS) in der Liegenschaft, auf welches mittels eines MQTT Brokers im Intranet zugegriffen werden kann.



Abbildung 65: Öffentliche Wallbox von ABL (links) und Ladepunkt von Flotteladen (rechts)

Zur intelligenten Steuerung der Ladepunkte über den Balance Indicator kommuniziert das SEAL-System des ISC Konstanz mit dem LMS von Flotteladen. In Zusammenarbeit mit Flotteladen wurde dazu eine MQTT API spezifiziert, welche den Austausch über Kabel- und Ladestatus, Ladeströme und Sollwert einzelner Ladepunkte ermöglicht. Die EMS der einzelnen Haushalte abonnieren die benötigten Kanäle für ihre jeweilige Ladestation am zentralen LMS und publizieren die Sollwerte der Ladeleistung dezentral selbst, da nur sie das BI-Preissignal für den Netzknoten selbst kennen.

Leider konnte die vollständige Integration aller Ladestationen in der Projektlaufzeit nicht mehr vollständig beendet werden. Eine Kooperation der betroffenen Partner außerhalb des Projektes besteht jedoch weiter und die ersten Ladevorgänge eines Haushalts wurden bereits erfolgreich geregelt. Da aufgrund der Lieferverzögerungen von Elektrofahrzeugen noch kein geeignetes Testfahrzeug in der Liegenschaft vorhanden war, wurde dem Haushalt ein Fahrzeug von my-e-car, einem Car Sharing-Anbieter von Energiedienst und stadtmobil Südbaden, zur Verfügung gestellt.



Energiedienst hat zusätzlich zu den privaten Ladepunkten von Flotteladen eine öffentlich zugängliche Wallbox von ABL auf einem Liegenschaftsparkplatz installiert, die vom Quartier mit Energie versorgt wird. Die Steuerung der Wallbox ist bisher nicht vorgesehen, da normalerweise nur spontan und schnell (11 bis 22 kW) geladen wird.

3.2.3.4 Haushaltsgeräte

Sowohl Wasch- und Spülmaschinen, Trockner, als auch Kühl-Gefrierkombinationen lassen sich in gewissem Maße über die Home Connect-Plattform von BSH flexibilisieren. Leider gibt es keine Möglichkeit, die Haushaltsgeräte über eine lokale Schnittstelle zu steuern und so dem dezentralen Ansatz des Projektes gerecht zu werden. Alle Kommunikation muss über die zentrale Cloud authentifiziert und geroutet werden. Haushaltsgeräte, die in der Home Connect-Cloud registriert sind, lassen sich dafür prinzipiell einheitlich über eine Web API-Schnittstelle steuern.

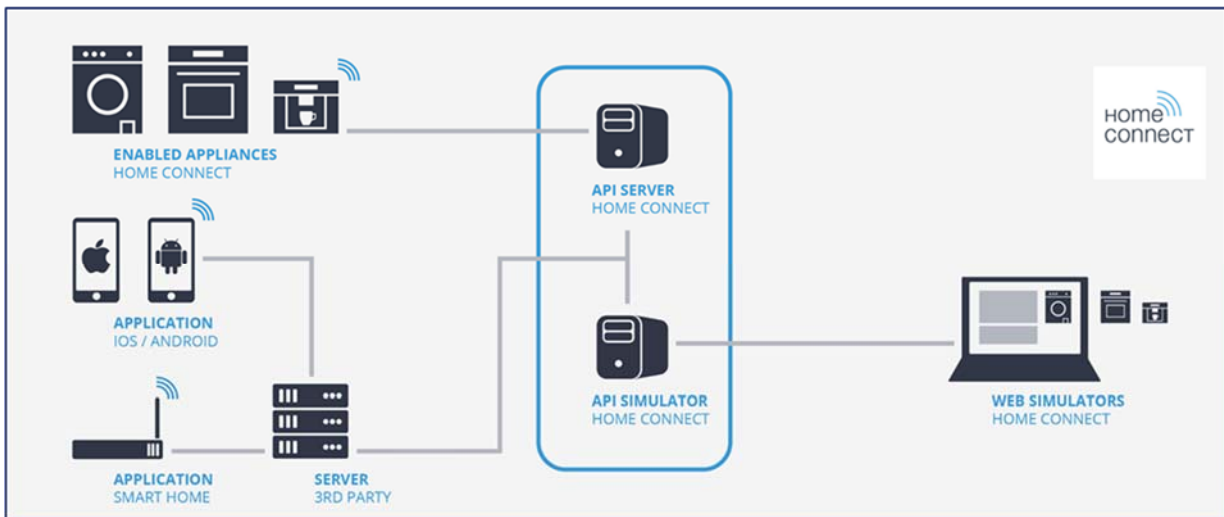


Abbildung 66: Schema der Kommunikationsstruktur des Home Connect Systems von BSH

So lassen sich Kühl- und Gefrierschränke in den Supercool- und Superfrost-Modus versetzen. Diese Modi sind beispielsweise im Kühlschrank dazu da, die Temperatur temporär um z.B. 2 °C abzusenken und schneller Getränke für unangekündigte Gäste kalt stellen zu können. Als Resultat beider Modi geht ihrer Aktivierung der Kompressor der Kältemaschine an und kühlt den Innenraum stärker ab als im Regelfall, wodurch die nächste Kühlperiode des Kompressors verzögert werden kann. Diese Flexibilität lässt sich nutzen.

Im Falle von Programm-Geräten wie Wasch- und Spülmaschinen sowie Trocknern wird für die Flexibilisierung genutzt, dass ein manuell zeitlich verzögertes Programm mit beispielsweise konfiguriert geforderter Fertigstellung um 17 Uhr abends über die API schon vorzeitig gestartet werden kann, wenn am meisten Überschussenergie vorhanden ist. Dies kann durch Einstellung am Gerät erfolgen oder durch Nutzung passender Apps für Mobilgeräte, wie in Abbildung 67 dargestellt. Da dies eine immer wiederkehrende, andauernde Nutzerinteraktion erfordert, wurde der Fokus bei der Implementation einer intelligenten Steuerung im ersten Schritt zunächst auf die Implementierung der Kühlschränke beschränkt.

Leider stellte sich heraus, dass die in den Kühlschränken gemessene Innentemperatur nicht über die Cloud-API ausgelesen werden kann. Da dies zur Beurteilung der Flexibilität durch den Algorithmus je-



doch eine notwendige Bedingung ist, wurde versucht diesen Missstand in Kooperation mit BSH zu beheben. Durch Entgegenkommen der Entwicklungsabteilung der Home Connect-Plattform wurde den Projektpartnern daraufhin in Aussicht gestellt, diesen Zustand zu beheben, was auch vor Abschluss des Projektes erfolgte. Die Implementierung konnte jedoch nichtmehr vollständig zur Projektlaufzeit beendet werden. Eine Kooperation der betroffenen Partner außerhalb des Projektes besteht jedoch weiter und die Integration, auch von Wasch- und Spülmaschinen sowie Trocknern, wird weiter fortgeführt.



Abbildung 67: Apps zur Bedienung intelligenter Haushaltsgeräte mit Home Connect von BSH

Auch mit der Firma Miele werden aktuell Gespräche geführt, um in einem gemeinsamen Projekt in absehbarer Zeit die Haushaltsgeräte dieser Marke in das Energiemanagementsystem zu integrieren.

3.2.4 Integration des Algorithmus in die Gerätesteuerung

Ein großer Vorteil der in SoLAR genutzten Technologie zur intelligenten Sektorkopplung von Easy Smart Grid ist die Tatsache, dass die notwendigen Softwareagenten zur Steuerung der Geräte anhand eines Preissignals sehr einfach sind und so direkt in der Controller-Hardware der Geräte umgesetzt werden können. Dies spart einerseits den hohen Aufwand an externer Hardware und kommunikativer Anbindung der Geräte, andererseits stehen im Gerät bereits alle notwendigen Daten zur Bestimmung des Flexibilitätspotential bereit und der Hersteller ist nicht gezwungen, interne Daten, die zur Steuerung benötigt werden, zu veröffentlichen. Oft kann so auch die intelligente Steuerung verfeinert werden, z.B. indem wichtige interne Prozesse im Gerät (z.B. Aufheizprozesse bei Wasch- und Spülmaschinen) einzeln flexibel verschoben werden können. Dadurch kann die Steuerung über die starre Verschiebung eines ganzen Programms hinaus deutlich verfeinert werden.

Bereits bei Projektbeginn von SoLAR wurde zwischen Easy Smart Grid und Weider vereinbart, dass die Wärmepumpe des Herstellers abschließend mit entsprechenden Softwareagenten ausgestattet werden soll, sobald die Projektergebnisse mit dem Virtuellen Demonstrator und mit der Steuerung durch ein externes EMS erfolgreich waren. Mit der Einführung der Baureihe weiTrona zu Beginn der Phase 2 von SoLAR stand bei Weider zudem ein Gerät zur Verfügung, das durch eine gute Konnektivität und der Möglichkeit zur Aktualisierung von Firmware über eine sichere Internetschnittstelle sehr gut für eine Implementation geeignet ist. Parallel zu SoLAR wurde deshalb Ende 2021 damit begonnen, die intelligente Steuerung in der Hardware der Wärmepumpe umzusetzen.

Die weiTrona ist durch eine App steuerbar, so dass sie prinzipiell mit mehreren Softwareagenten ausgestattet werden kann und so als Zentrale für die Sektorkopplung in privaten Haushalten dienen kann, siehe Abbildung 68.



Abbildung 68: Die intelligente Wärmepumpe als Zentrale für die Sektorkopplung im Haushalt

Über die Messung der Leistung (P) am Hausanschluss über einen Modbus-Zähler kann zunächst einmal ein BI für das Gebäude gebildet und damit die Betriebszeit der Wärmepumpe selbst optimiert werden. Dabei kann der Nutzer neben gewünschten Temperaturniveaus Nutzungsreserven (möglichst nicht zu unterschreitende Mindesttemperaturen) sowie Netzreserven (Temperaturreserven zur Aktivierung der Wärmepumpe bei sehr günstigen Preisen) für den Pufferspeicher definieren. Für die Warmwasserbereitung kann zudem eine Zeit angegeben werden, wann der Speicher eine bestimmte Temperatur erreicht haben soll, wenn z.B. zu bestimmten Zeiten viel geduscht wird. Warmwasserbereitung und Heizung haben dabei jeweils eigene Softwareagenten.

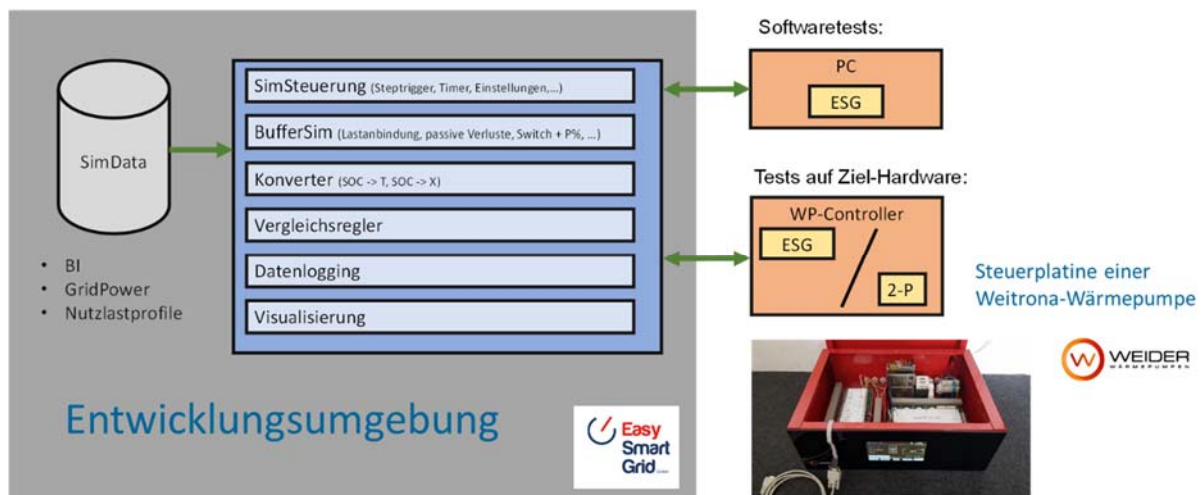


Abbildung 69: Integration des ESG-Algorithmus in die Wärmepumpensteuerung mit SIL und HiL Tests

Über einen weiteren Softwareagenten könnte die Wärmepumpe darüber hinaus auch Ladepunkte, die über Modbus ansteuerbar sind, intelligent steuern. Über einen Anschluss für Internet/Ethernet kann zudem ein externer BI abgerufen werden, der den Zustand von Netzzellen auf beliebigen höheren Ebenen repräsentiert, im Fall von SoLAR den BI der Liegenschaft. Über diese Schnittstelle kann auch der



individuelle BI des Hauses an einen Server übermittelt werden, der über entsprechende Softwareagenten angebundene Haushaltsgeräte steuert. Die Features für Ladepunkte und Haushaltsgeräte werden aktuell nicht untersucht, stehen aber konzeptuell für weitere Projekte bereit.

Die ESG-Software wurde zwischenzeitlich in C und C++ umgesetzt, in die Firmware der Wärmepumpe eingebunden und in einen Mock-Up des Controllers der Wärmepumpe installiert. Der Umfang des kompilierten C-Paketes liegt aktuell bei 16 kByte. Bis zum Berichtszeitpunkt wurde außerdem im Rahmen einer Studienarbeit für Easy Smart Grid eine Entwicklungsumgebung für Software-in-the-Loop (SiL) und Hardware-in-the-Loop (HiL) Tests aufgebaut, mit der die Software getestet und optimiert werden kann, siehe Abbildung 69.

Die Visualisierung eines Tests für die Warmwasserbereitung zeigt Abbildung 70. Der obere Graph zeigt die beiden BI, von extern und aus der Hausanschluss-Leistung (P) gebildet, die im zweiten Graph miteinander zu einem einheitlichen BI für das Haus und die Wärmepumpe verrechnet gezeigt werden. Im zweiten Graph sind dann in Orange die Wärmelast am Speicher und in Schwarz die Aktivierungszeiten der Wärmepumpe zu sehen. Der untere Graph zeigt in Schwarz die sogenannte Flexibilitätsreserve (FR), die aus der Speichertemperatur und der verbleibenden Zeit bis zum Zeitpunkt (21 Uhr), an dem eine bestimmte Solltemperatur (52 °C) erreicht sein soll, errechnet wird. Sie repräsentiert die Preisbereitschaft der Wärmepumpe und wird mit dem BI und anderen Parametern zur Berechnung des Aktivierungszeitraums genutzt.

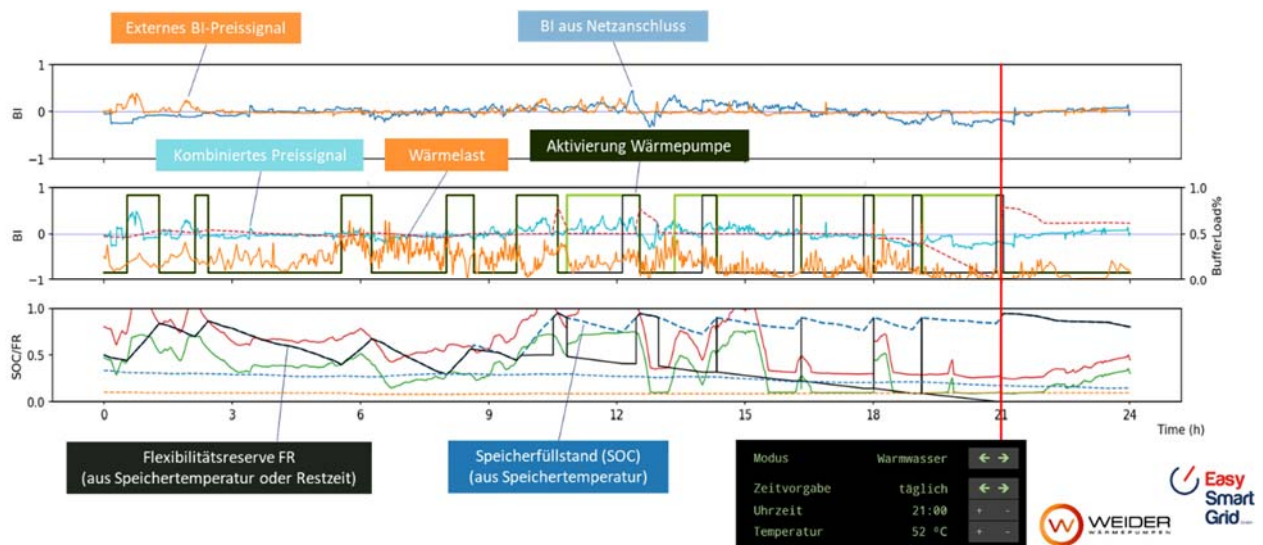


Abbildung 70: Visualisierung eines Testlaufs

In Abbildung 71 wird der Test visuell bewertet. Die grünen Markierungen zeigen an, dass die Wärmepumpe generell bei hohem Stromüberschuss (hoher BI, niedrige Preise) aktiviert wird. Rot markiert sind Zeiten der Deaktivierung, wenn der BI niedrig ist. In den grau markierten Bereichen führt eine niedrige Speichertemperatur (ausgedrückt als normierter SOC) bzw. der nahende Zeitpunkt, bis eine bestimmte Temperatur erreicht werden muss, dazu, dass die Wärmepumpe auch zu etwas ungünstigeren BI aktiviert wird, um ihre Aufgabe zu erfüllen, jederzeit die gewünschte Wärmemenge bereitzustellen. Man erkennt, dass die Steuerung die Aufgabe, ihre Funktion korrekt zu erfüllen und dabei bei möglichst günstigen Strompreisen aktiv zu sein, gut erfüllt. Die angeforderte Temperatur steht, wie gewünscht, um 21 Uhr zur Verfügung.

Die bisherigen Testergebnisse sind sehr erfolgversprechend, weshalb von einer baldigen Umsetzung im realen Probebetrieb in der SoLAR-Liegenschaft ausgegangen wird. Die Entwicklungsumgebung steht



auch für andere Hersteller zur Einbindung der Softwareagenten zur Verfügung. Als nächstes soll das BHKW der Firma Energiewerkstatt entsprechend ertüchtigt werden.

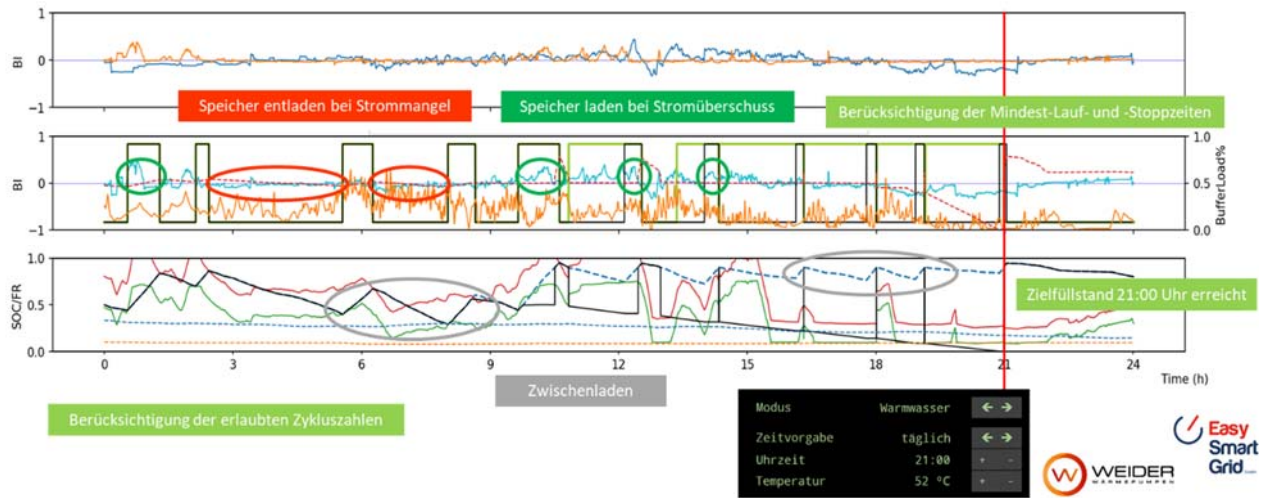


Abbildung 71: Beurteilung des Testlaufs

3.3 Integration in das Energiesystem

Mit der Veröffentlichung des „Clean Energy Package for all Europeans“ in 2016 forderte die Europäische Kommission eine stärkere Beteiligung der dezentralen Verbraucher und eine flexible und reaktionsfähige Nachfrageseite durch dynamische Preisgestaltung. In Deutschland wird die Entwicklung hin zu einem dezentralen Stromsystem durch die Energiewendeziele unterstützt. Bis 2022 war der Ausstieg Deutschlands aus der Atomkraft terminiert, bis spätestens 2038, möglichst 2030 der Ausstieg aus dem Kohlestrom. Parallel sollte bis 2030 ein Erneuerbare Energien Anteil von 65 % erreicht werden, der inzwischen auf 80 % erhöht wurde. Die aktuelle Energiekrise infolge des Ukraine-Krieges erzeugt darüber hinaus massiven Druck, auch die Stromerzeugung aus Gas, die bisher als Brückentechnologie angesehen wurde, deutlich schneller durch erneuerbare Energien zu substituieren.

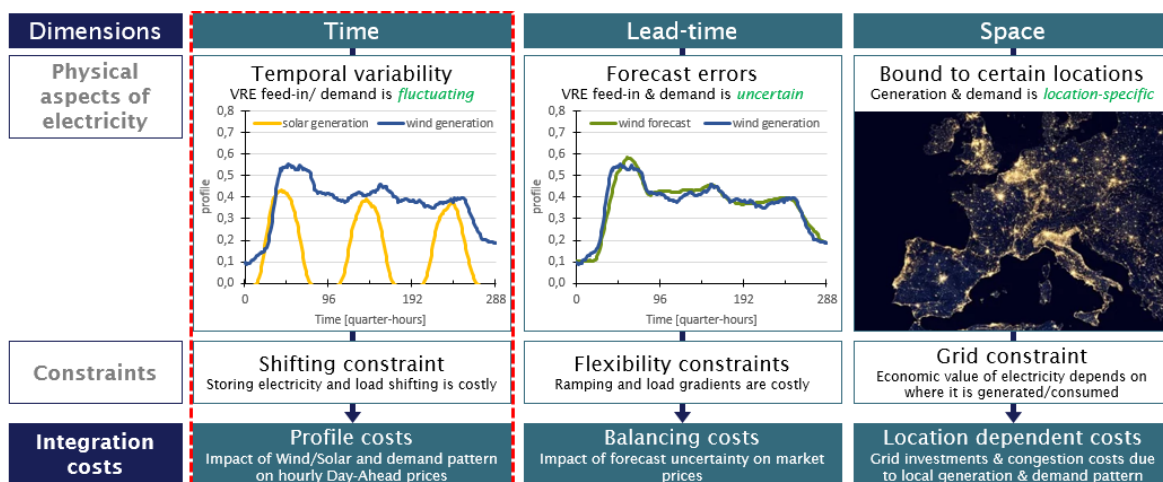


Abbildung 72: Strom als heterogenes Gut (Source: EIFER, basierend auf Hirth und Ueckerdt)



Steigende Anteile Dargebots-abhängiger Erzeugung und der Verlust an konventioneller Flexibilität lässt die Bedenken hinsichtlich der Komplexität des Stromsystems wachsen. Neben der weitreichenden Veränderung der Erzeugungs- und Netzinfrastruktur treten bereits neue Marktakteure und –rollen auf den Markt auf. Dabei ergibt sich die Frage, welche Anforderungen ein dezentrales Stromsystem gegenüber dem traditionell zentralistischen Stromsystem an das zukünftige Strommarktdesign stellt. Im Folgenden werden die aktuelle Entwicklung des Strommarktdesigns in Deutschland beleuchtet und die Rolle von dezentralen Flexibilitätsoptionen dargestellt.

[HIRTH et al. 2016] und [HIRTH 2013] argumentieren, dass Strom nicht nur zeitlich heterogen ist, sondern auch entlang der weiteren Dimensionen Raum und Vorlaufzeit zwischen Vertrags- und Lieferzeitpunkt:

Hieraus leiten sich drei Marktdimensionen ab:

1. Stromerzeugung und Verbrauch sind an bestimmte Standorte gebunden. Netzausbau und Netzengpässe verursachen Netzintegrationskosten. In nodalen Märkten wie z.B. ERCOT oder PJM in den USA werden Netzengpässe über *locational marginal pricing* (LMP) direkt eingepreist. In Europa bestehen hingegen Strompreiszonen mit einheitlichen Preisen innerhalb einer Gebotszone in denen Netzengpässe operativ über Redispatch-Eingriffe behoben werden. Über die Einführung von Redispatch 2.0 in Deutschland zum 01.10.2021 werden bereits alle Erzeugungsanlagen mit einer Leistung größer 100 kW bzw. mit einer Ansteuerungsmöglichkeit einbezogen. Dies erhöht die Rolle von dezentralen Anlagen zur Beseitigung von Netzengpässen. Jedoch ist der Redispatch nicht als Redispatch-Markt, sondern als Redispatch-Kostenvergütung reguliert (§13 EnWG) und eignet sich daher nicht als Geschäftsmodell.
2. Spot-Märkte berücksichtigen die zeitliche Variabilität von Stromnachfrage- und Erzeugung, indem zeitabhängige Preise abgeleitet werden können. Durch die Einführung der Direktvermarktung im EEG 2014 sowie Anwendung intelligenter Messeinrichtungen für die Time-of-Use-Tarife schreitet die Integration dezentraler Energiesysteme in die Spot-Märkte voran.
3. Erzeugung und Nachfrage sind bis zur Erfüllung ungewiss. Während die Ungewissheit mit kürzerer Vorlaufzeit sinkt, fällt parallel die Verfügbarkeit reaktiver Flexibilitätsoptionen. Diese geringere Verfügbarkeit drückt sich in höheren Preisen auf den Regelenergiemärkten aus.

Ein Ziel in Phase 2 von SoLAR war es, Möglichkeiten für ein Echtzeitpreissystem auf Basis von (möglichst lokal gemessenen) Netzzustandsgrößen vorzuschlagen, das die drei Marktdimensionen im Sinne der Umsetzung in einem dezentralen Energiesystem mit maximaler Beteiligung flexibler Prosumer einbezieht und zu einem Optimum mit minimalen Handelszeitfenstern, minimaler Vorlaufzeit und höchstmöglicher lokaler Auflösung weiterentwickelt. Die mögliche hohe lokale Auflösung (nodales System) ist dabei nur Mittel zum Zweck. Solange keine Engpässe auftreten ist ein möglichst großes Gebiet mit einheitlichen Preisen anzustreben, um den volkswirtschaftlichen Nutzen zu maximieren. Mit einem Echtzeitmarkt auf Basis der Technologie aus SoLAR entstehen im besten Falle nur kurzzeitig und lokal begrenzt Netzzellen mit abweichenden Preisen, um Netzüberlastung zu vermeiden.

Das bestehende „Smart Balancing“-Konzept einiger Übertragungsnetzbetreiber kommt in der aktuellen Anwendung der Intention eines Echtzeitmarktes am nächsten. Deshalb untersuchte EIFER im Rahmen von SoLAR zusammen mit Easy Smart Grid die Unterstützung eines „Smart Balancing“ Verfahrens auf der Basis von Echtzeitverrechnungspreisen, mit dem Regelenergie durch systemdienliche Abweichung eines Bilanzkreises vom Fahrplan unterstützt wird. Easy Smart Grid ist hierzu im Gespräch mit allen deutschen Übertragungsnetzbetreibern sowie Tennet und Elia, die das Verfahren in den Niederlanden und Belgien bereits anwenden. Siehe dazu auch Abschnitt 3.3.2.

Mit den assoziierten Partnern Energiedienst, Stadtwerk Haßfurt und den Stadtwerken Trier, die als assoziierte Partner in SoLAR mitwirkten, sowie mit anderen interessierten Netzbetreibern, Stadtwerken und Verbänden wurden zudem verschiedene weitere Märkte und Systemdienstleistungen diskutiert, die mit einem Echtzeitpreissystem unterstützt werden können.

Ganz allgemein hat sich gezeigt, dass in der Vermeidung von Kosten für den Netzausbau bei gleichzeitig deutlich ansteigendem Stromverbrauch aufgrund der Elektrifizierung der Sektoren Wärme und Verkehr ein sehr hohes Einsparpotential bei den Energiekosten liegt. Stromerzeugung und Stromverteilung sollten deshalb immer als Ganzes betrachtet werden, um ein volkswirtschaftliches Optimum zu erreichen. Abbildung 73 zeigt schematisch anhand einer Abschätzung wie ein hohes Maß an Flexibilisierung vorhandener Geräte in einem 100 % erneuerbaren Szenario zu Stromlieferkosten führt, die sogar teilweise deutlich unter den Kosten für Erzeugung und Netznutzung von fossilem Strom liegen, wie er noch 2020 günstig auf dem Spotmarkt gehandelt wird. Die Netzentgelte sind aus der Preisliste der Netze BW für 2020 abgeleitet. Erzeugungskosten sind typische LCOE-Werte aus verschiedenen Quellen.

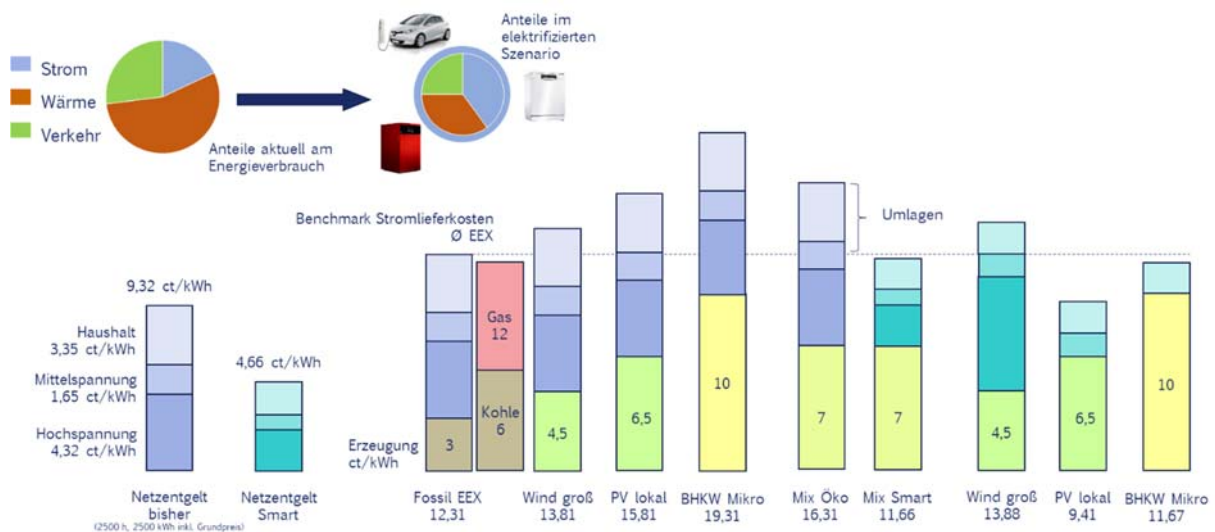


Abbildung 73: Vergleich der Stromlieferkosten 2020 mit einem 100 % Erneuerbaren Szenario mit Flexibilitätsmanagement

Die Netzkosten in den verschiedenen Spannungsebenen für einen typischen privaten Netzanschluss mit 2500 kWh/a Jahresstrombezug werden dabei als Benchmark mit einem typischen durchschnittlichen Strompreis am EEX-Day-Ahead-Markt kombiniert und mit typischen Erzeugungskosten erneuerbarer Anlagen und Mikro-BHKW verglichen. Die höheren Kosten der umweltfreundlichen Anlagen mussten in 2020 noch über Umlagen gedeckt werden (inzwischen liegen fast alle erneuerbaren Anlagen mit ihren Kosten unter den aktuellen Börsenpreisen). Im 100 % erneuerbaren Szenario mit dezentralem Energiemanagement ist mit mehr als der Verdoppelung der Strommengen zu rechnen, während die Netzausbaukosten moderat sein können. Dadurch halbieren sich in einer groben Abschätzung die Netzentgelte in Bezug auf die Arbeit. Die Stromlieferkosten sind nun geschätzt in Summe mit dem Benchmark vergleichbar, der wiederum deutlich unter den Kosten für Strom aus nicht abgeschriebenen fossilen Kraftwerken (mit den Preisen von 2020!) liegt. Ordnet man dann noch überschlägig die Nutzung der Netzebenen den verschiedenen Erzeugungstechnologien zu (rechts in der Abbildung 73),

ist deutlich zu erkennen, dass die Energieversorgung mit lokalen regenerativen Energien deutlich günstiger sein wird als die heutige fossile Versorgung aus zentralen Anlagen – vollumfängliche und intelligente Nutzung vorhandener Flexibilitäten vorausgesetzt.

3.3.1 Dynamische Stromtarife

Zur Integration aller drei oben genannten Marktdimensionen in einem einheitlichen Echtzeitmarkt, wird vorgeschlagen, die Tarifbildung in zwei Komponenten zu splitten (siehe Abbildung 74):

1. Refinanzierungspreis: OTC (Over The Counter – direktverhandelt) bzw. per PPA und am Terminmarkt verhandelte Energiepreise der Bilanzkreise reflektieren die Durchschnittskosten der Stromerzeugung und sind die Basis für die Re-Finanzierung und damit verbundene Instrumente (CO₂-Abgabe, Förderungen, Kapazitätsmärkte etc.). Dabei werden auch die Energiemengen volatiler erneuerbarer Energien über Prognosewerte bzw. Erzeugungslastprofile gehandelt. Sie werden verbunden mit einem durchschnittlichen Netzentgelt (auf die Arbeit umgelegte „Briefmarke“ der Netzebene, ggf. noch abhängig von der Anschlussleistung), und den gesetzlich vorgeschriebenen Umlagen, Steuern etc., die auch möglichst einheitlich für alle Netzanschlüsse sein sollten.
2. Koordinative Tarifkomponente: Echtzeit-Preissignale berechnen sich aus Refinanzierungspreis und einer dynamischen Tarifkomponente und reflektieren die räumliche und zeitliche Netzsituation mit effektiven Spreizungen ggü. dem Refinanzierungspreis und repräsentieren den „Gesamtmarkt“, inkl. Regelenergie (Balance Indicator) und lokalem Engpassmanagement (Congestion Indicator, CI – siehe Abschnitt 3.3.4).

Die dynamische Tarifkomponente kann sowohl dynamische Strompreise als auch dynamische Netzentgelte enthalten. Aus Sicht der Partner wären die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) die geeigneten Akteure, um die notwendige Plattform für diese Koordinierungsfunktion gemeinsam mit den Verteilnetzbetreibern (VNB) zu entwickeln und flexiblen Prosumern zur Verfügung zu stellen.

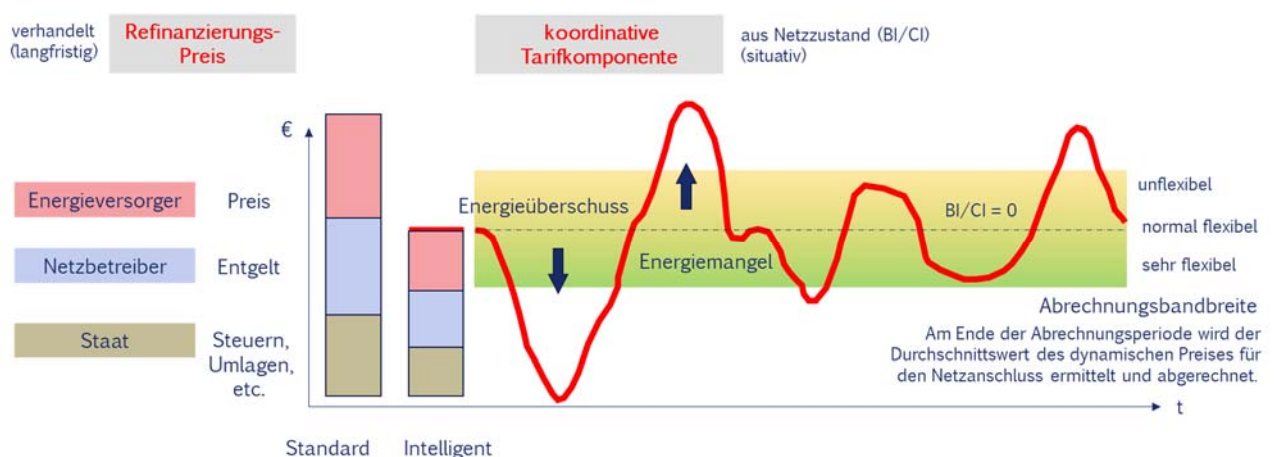


Abbildung 74: Konzept eines zukünftigen Stromtarifs aus Refinanzierungspreis und Echtzeit-Tarifkomponente

Der Refinanzierungspreis ist für alle Netzanschlüsse eines Netzgebietes einheitlich und unterscheidet sich nur durch den Preis für Erzeugung und Vertrieb des Lieferanten. Komplizierte Regelungen für Netzentgelte und Umlagen können komplett durch die dynamische Tarifkomponente abgelöst werden.

Energieintensive Industrien können ihre Energiekosten durch netzdienliches Verhalten minimieren, ohne dass z.B. Umlagen erlassen und dafür privaten Haushalten aufgebürdet werden müssen. Außerdem führt netzdienliches Verhalten so nicht zu erhöhten Netzentgelten wie bisher, sondern zu geringeren. Inc Dec Gaming wird sicher verhindert. Es entsteht ein sehr einfaches und gerechtes Tarifsystem. Die Einsparungen durch intelligente Sektorkopplung kommen letztendlich allen Netzanschlussnehmern zugute, auch denen, die über keine oder nur geringe Flexibilität verfügen, da der Refinanzierungspreis durch die positiven Effekte besonders günstig ist, vergleiche Abschnitt 3.3.

Eine Zukunftsvision (siehe auch Abschnitt 3.3.6) sieht einen BI vor, der direkt aus der Netzfrequenz abgeleitet wird. Die Prosumer unterstützen dadurch jederzeit die Stabilität des gesamten europäischen Stromnetzes. Die eingesparten Aufwände für Regelenergie könnten dem VNB vom ÜNB als ReBAP-Derivat über den Differenzbilanzkreis des VNB gutgeschrieben werden. Dieser gibt die Einsparung über ein niedrigeres Basis-Netzentgelt an die Netzanschlussnehmer weiter. Alternativ könnte auch die Regelzonenabweichung (Area Control Error, ACE) im Sinne des „Smart Balancing“ vom ÜNB kommuniziert werden, siehe Abschnitt 3.3.2. In diesem Fall kann der aktuelle ReBAP verrechnet werden. Allerdings ist dafür eine zusätzliche Kommunikation notwendig, während die Frequenz als Informationsträger überall einfach gemessen werden kann.

Die Regelenergie berücksichtigt keine lokalen Netzbeschränkungen, deshalb ist für die Einführung eines Echtzeit-Preissystems ggf. ein Bottom-Up-Ansatz zielführend, der im Abschnitt 3.3.3 beschrieben wird.

Abbildung 75 zeigt ein im Rahmen von SoLAR vorgeschlagenes Verfahren zur Bestimmung und Abrechnung dynamischer Tarife mit Echtzeitpreisen über eine intelligente Messeinrichtung (iMSys). Dabei empfängt das Smart Meter Gateway (SMGW) kontinuierlich die aktuelle Leistung P am Netzanschluss und vom Netzbetreiber das tarifrelevante Preissignal BI. Der BI kann entweder über den (bisher noch nicht realisierten) TAF5 zur eventgesteuerten Tarifierung [BSI 2021] nach Preisklassen genutzt werden oder gemeinsam mit der Netzbezugsleistung P aufintegriert werden, um in einem einfachen Verfahren (TAF1) den durchschnittlichen BI und damit den Durchschnittspreis der bezogenen Energiemenge E für eine Abrechnungsperiode t zu bestimmen. In beiden Fällen ist weder zur Steuerung flexibler Geräte, noch zur Tarifierung eine Kommunikation des Lastganges des Netzanschlusses an Dritte erforderlich.

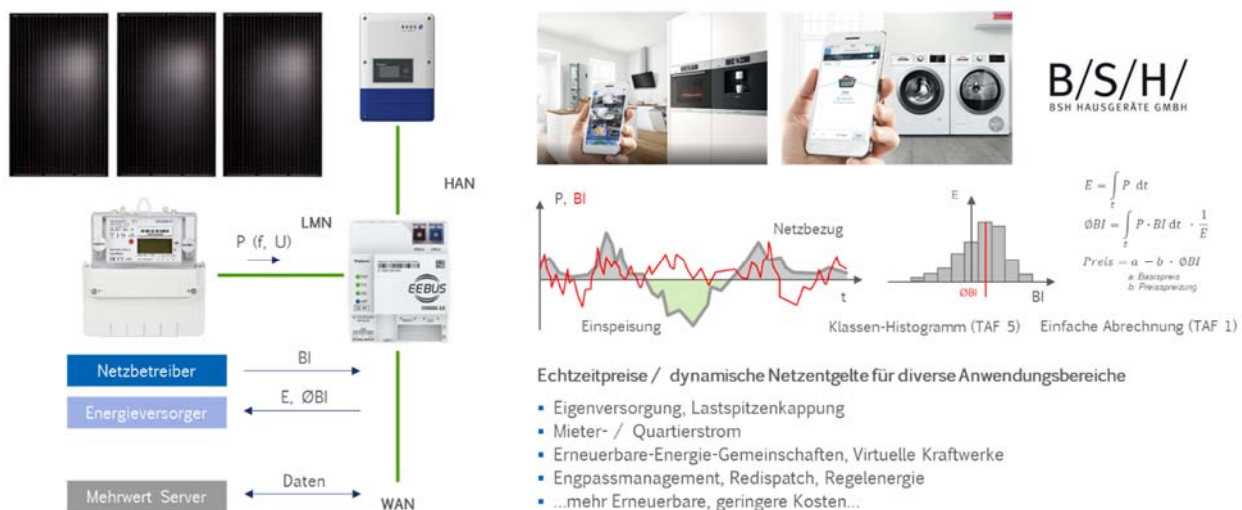


Abbildung 75: Vorschlag zur Tarifierung im SMGW ohne Lastgangübermittlung

Bei der Tarifierung der Einspeiseleistung kann analog verfahren werden.

Neben der Anschlussleistung P können auch die Frequenz f und die Spannung U am Netzanschluss gemessen und ggf. lokal in ein tarifrelevantes Preissignal umgesetzt werden.

Im Beispiel dient das SMGW bzw. eine über den CLS-Kanal angeschlossene Systemeinheit zusätzlich als Verbindung zu einem Mehrwert-Server, der Komfort-Funktionen realisieren kann. Im Bild ist das entsprechende Mehrwertmodul der Firma Theben dargestellt. Die Übertragung des Preissignals und die Mehrwertfunktionen sollten dabei strikt getrennt sein, um die Resilienz zu erhöhen.

3.3.2 Regelernergie

Durch die Umsetzung der European Balancing Guideline befindet sich der Regeler Energiemarkt seit einiger Zeit im Umbruch [MOTTE-CORTÉS et al. 2019]. Wesentliche Änderungen des Regeler Energiemarktes in Deutschland unterstützen die Integration dezentraler Anlagen:

- Kürzere Produktzeitscheiben: 15min für aFRR und mFRR seit 01.11.2021
- Trennung von Kapazitäts- und Energieauktionen seit 02.11.2020
- Kürzere Vorlaufzeiten: 25min für aFRR und mFRR seit 01.11.2021
- Pooling
- Öffnung von Präqualifizierungsanforderungen für Windkraftanlagen (29.05.2020)
- Vereinfachte Gebotsstrategie zu Grenzkosten durch Einheitspreisverfahren (marginal pricing) seit 01.11.2021

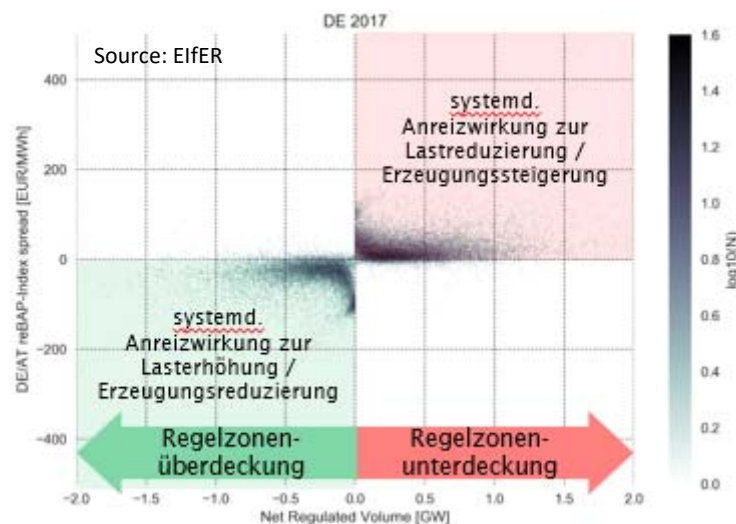


Abbildung 76: Systemungleichgewicht (NRV) und reBAP-Intraday (ID3) Preisunterschied (Quelle: EIFER, basierend auf ENTSO-E transparency data)

Diese Treiber lassen deutlich eine Tendenz zu kleineren Teilnahme-Einheiten, vereinfachten Preisverfahren und kürzeren Handelsperioden erkennen. Jedoch betreffen sie lediglich die aktive Teilnahme am Regeler Energiemarkt als Regeler Energieanbieter (engl. balancing service provider). Den Bilanzkreisverantwortlichen fällt nach aktueller Regulierung die Rolle zu, eigene Bilanzkreisabweichungen zu minimieren. Systemdienliche Abweichungen die den Regeler Energieabruf reduzieren würden, werden zwar finanziell angereizt (siehe Abbildung 76), Bilanzkreisvertrag und Stromnetzzugangsverordnung verpflichten jedoch zur Fahrplantreue. In den Niederlanden und Belgien ist die netzdienliche Abweichung



vom Fahrplan, das sogenannte „Smart Balancing“, erlaubt und wird durch die Bereitstellung von Echtzeitinformationen gefördert [RÖBEN et al. 2019].

Im Rahmen einer Studie die durch EIFER und BSH durchgeführt wurde, konnte das theoretische Flexibilitätspotential zur Erbringung von Sekundärregelleistung (auch: automatic Frequency Restoration Reserve, aFRR) durch Kühlgeräte in Deutschland ermittelt werden, siehe Abbildung 77. Hierbei wurden nur Haushaltsgeräte und keine weiteren Kühlgeräte, wie sie zum Beispiel in Gewerbe oder Industrie auftreten, betrachtet. Diese würden das Potential noch einmal erhöhen. Grund der Betrachtung von Kühlgeräten für die Regelleistungserbringung sind folgende Punkte:

- Trotz kleiner Einzelleistung weisen Kühlgeräte einen **dauerhaften Betrieb** auf, der **eine kontinuierlichen Abruf** möglich macht (erforderlich für Reservedienstleistungen).
- **Hohe Verbreitung** von Kühlgeräten, im Schnitt mehr als ein Gerät pro Haushalt
- Pulsierende Lasten, die nahezu **konstanten Leistungsabruf** in der Summe aufweisen, was zu einem flachen und vorhersehbaren Profil ohne große Schwankungen führt (Grundlast)
- Durch eine enorm große Anzahl an Einzelgeräten ist die **Verfügbarkeit statistisch garantiert**. Ausfälle einzelner Geräte haben keinen signifikanten Einfluss auf die aggregierte Leistung

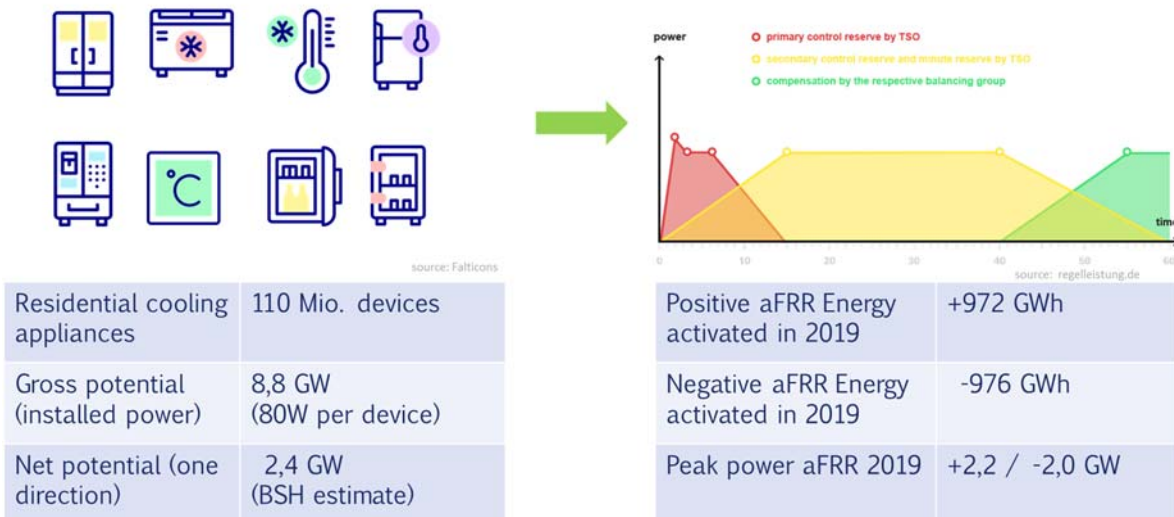


Abbildung 77: Flexibilitätspotential von Kühlgeräten in Deutschland, Gegenüberstellung zu Sekundärregelleistungsbedarfen

Im Rahmen einer weiteren Simulationsstudie durch das EIFER wurde das Potential zur Bereitstellung von Regelenergie mit je 23 Kühl- und 23 Gefriergeräten aus dem Virtuellen Demonstrator für SoLAR in einem gesonderten Modell genauer untersucht, siehe Abbildung 78. Dabei wurde zunächst die durchschnittliche Leistung der Geräte im Modell von etwa 1500 W durch einen simulierten Stromerzeuger gleichmäßig zur Verfügung gestellt. In der Simulation wird die Regelzonenabweichung in Deutschland im Modell vereinfacht in Echtzeit dargestellt, indem die Vorgabe der SRL Regelleistung für Deutschland 2019 skaliert als Abweichung der Erzeugungsleistung des gedachten Kraftwerkes vom Soll umgesetzt wird. Die Bilanzkreise, zu denen die Kühlgeräte gehören, werden in Abhängigkeit ihres Verhaltens mit der entsprechenden Ausgleichsenergie (reBaP) vergütet bzw. belastet. Drei Geräte wurden nicht gesteuert. Ein Gerät soll sich absichtlich kontraproduktiv verhalten.

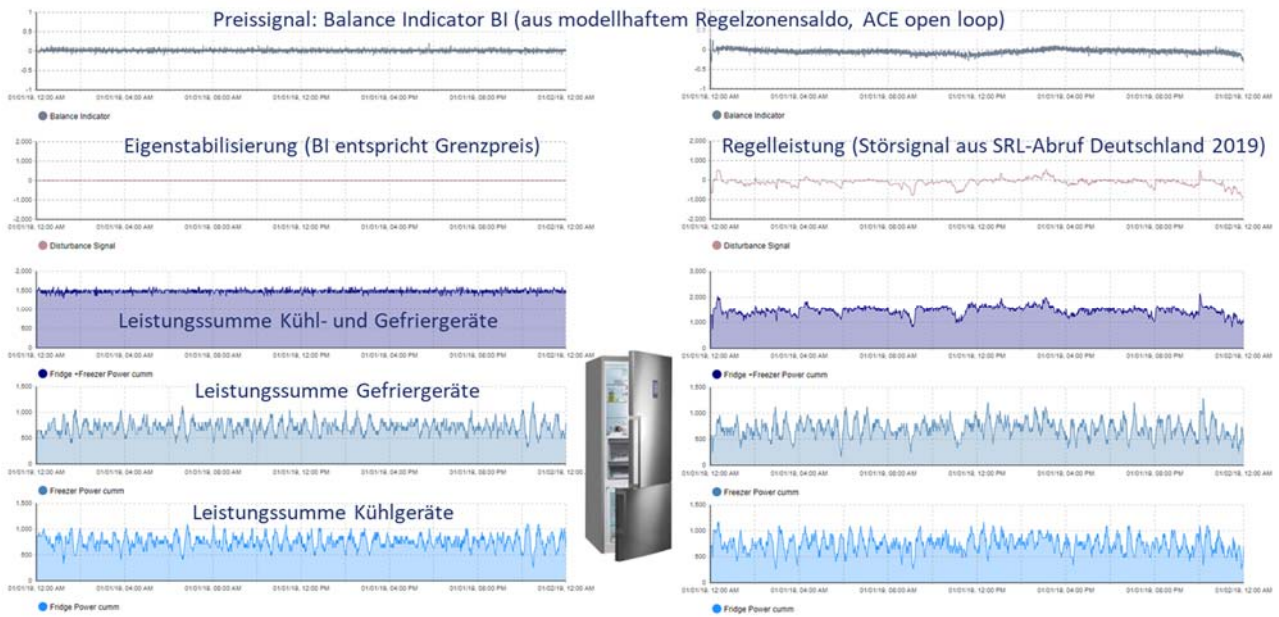


Abbildung 78: Skalierte Kühlgerätesimulation ohne (links) und mit Sekundärregelleistungsabruf (rechts)

Die Abweichung zwischen Leistungsabgabe und Aufnahme bildet den ACE (Area Control Error) dieser modellhaften Regelzone. Daraus wurde ein BI gebildet. Als Reaktion auf den BI verbrauchten die Kühlgeräte dauerhaft exakt die Summenleistung von 1500 W. Die Abweichungen entsprachen lediglich dem Leistungssprung in der Energiebilanz beim Aktivieren oder Deaktivieren einzelner Kompressoren. Um nun die Bereitstellung von Regelleistung zu simulieren, wurde die Leistung des Erzeugers so variiert, dass ihre Schwankung dem skalierten Abruf von Sekundärregelleistung in Deutschland entspricht. Als Ergebnis folgten die Geräte sehr exakt in Ihrem Verbrauch den Schwankungen des Erzeugers und reduzierten den ACE wieder weitgehend auf null, solange keine Temperaturgrenzwerte überschritten wurden.

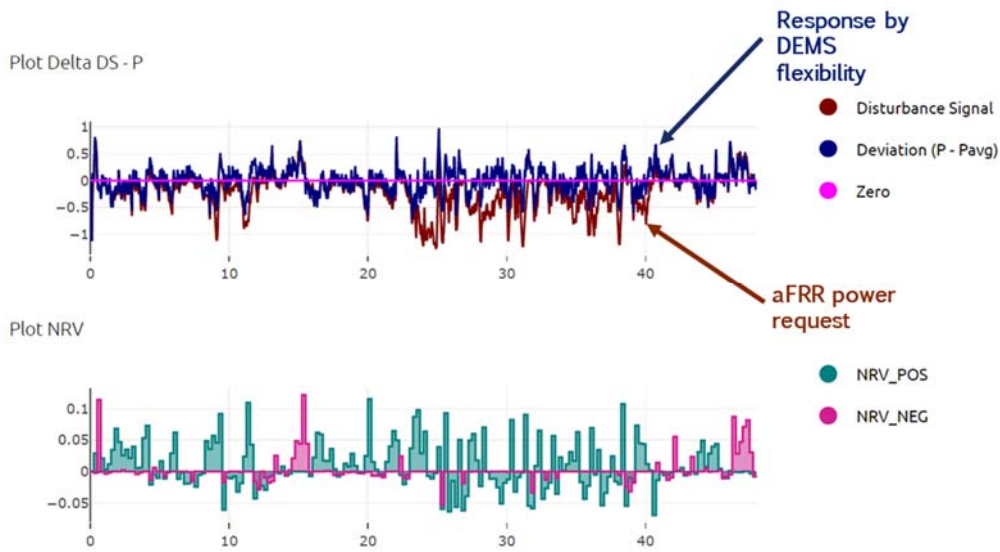


Abbildung 79: 48-Stunden Simulation mit Auswertung der erbrachten Regelleistung (NRV)



Abbildung 79 zeigt das Leistungsverhalten der Kühlgeräte im Verhältnis zur benötigten Regelleistung (Disturbance Signal) und der erbrachten Regelenergie (NRV, Net Regulated Volume). Es ist zu erkennen, dass die Geräte die Regelleistung über die ersten 22 Stunden eines beispielhaften Betrachtungszeitraums von 48 Stunden sehr gut abfahren können. Erst wenn die Regelleistungsanforderung über mehrere Stunden in die gleiche Richtung erfolgt, ist keine Flexibilitätsreserve mehr in durch die Kühlgeräte vorhanden (Stunden 23-30). Hier kann die bereitgestellte Regelleistung nicht komplett die Leistungsvorgabe decken. Diese kann durch bestehende Kraftwerke oder perspektivisch auch durch weitere Flexibilitätsoptionen wie Wärmepumpen erbracht werden, welche durch eine größere Speicherkapazität die Energie über eine längere Zeit verschieben können.

Die jeweils geleistete Regelenergie (NRV) in einem 15-Minuten-Intervall als Abweichung der Leistungssumme (P) der Kühlgeräte vom Normalwert (P_{avg}) wird in ihrer Richtung hinsichtlich der Richtung und Höhe der notwendigen Regelenergie bewertet. Sind Richtung und Menge der erbrachten Regelenergie in einem Intervall netzstabilisierend, wird sie in der Jahressumme als „good“ bewertet, ansonsten als „bad“ – also nicht netzdienlich. Abbildung 80 zeigt die Jahressummen positiver und negativer Regelenergie und ihre Bewertung. Die Auswertung der Modellrechnung ergibt folgendes Fazit:

Alleine durch Kühlgeräte in Haushalten kann in Deutschland über 76% der Sekundärregelenergie in negativer und über 79% in positiver Richtung zur Verfügung gestellt werden.

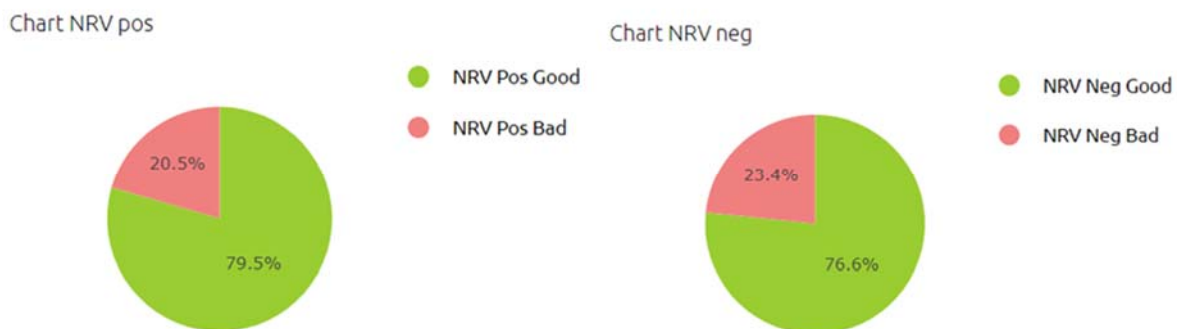


Abbildung 80: Gedeckte („Good“) und ungedeckte („Bad“) Regelenergie durch Kühlgeräte in positiver (links) sowie negativer (rechts) Richtung. Berechnung für das gesamte Jahr 2019

Im vereinfachten Modell wurde der BI aus Stabilitätsgründen als direkt proportional zum ACE angenommen. Abbildung 81 zeigt, wie der Balance Indicator (BI) beim „Smart Balancing“ anhand der Regelzonenabweichung ACE festgelegt werden könnte, um bei einer großen Menge an Flexibilitäten eine möglichst geringe Regelzonenabweichung zu erreichen. Rechts ist ein Bonus/Malus zur Bildung der koordinativen Tarifkomponente gemäß Abschnitt 3.3.1 beispielhaft als Produkt aus BI und einer Preisspannweite (Flexibility Bonus) dargestellt. Der Wertebereich ist dabei in einen „target range“ (grüne Netzampel), einen „market range“ (gelbe Netzampel) und einen „regulated range“ (rote Netzampel) unterteilt. Die bekannten Funktionen der Netzampel können so automatisiert im Echtzeitsystem auch für das Balancing umgesetzt werden.

Im target range wird die Abweichung von der Zielgröße des ACE (= 0) mit einer hohen Steilheit in den BI und in einen mit dem BI linear korrelierten Bonus/Malus ($BI * Flexibility Bonus$) umgesetzt, aus dem die dynamische Tarifkomponente gebildet werden kann. Dadurch wird eine schnelle Aktivierung von Flexibilitäten erreicht, die den ACE nach Möglichkeit in einem engen Zielkorridor halten. Überschreitet der ACE diesen Korridor, wird im market range weiterhin nur über preisliche Inzentivierung



gearbeitet. Die Übertragungsfunktion von Netzzustand in BI und Bonus ist aber schwächer, um Überreaktionen des Systems zu vermeiden. Im target range ist darüber hinaus ein integrierendes Verhalten des BI denkbar, um Abweichungen genauer auszuregeln.



Abbildung 81: Beispielhafte Bildung des Balance Indicator und des Flexibilitätsbonus aus der Regelzonenabweichung (ACE)

Im regulated range liegt der BI in einem Bereich, der einem kritischen Netzzustand entspricht. In diesem Wertebereich können direkte Schalthandlungen mit dem Wert des BI verbunden werden. Analog der 50,2 Hz-Regelung können so einzelne Geräte, abhängig von einer Klassifizierung nach Sicherheitsaspekten, automatisch heruntergeregelt bzw. in einer bestimmten Reihenfolge vom Netz genommen werden. Eine aktive Schalthandlung durch den Netzbetreiber ist prinzipiell nicht mehr notwendig.

Die Funktion zur Bildung des Balance Indicator kann auf diese Weise in unterschiedlichen Zelltypen und für unterschiedliche Balance-Aufgaben genutzt werden. Die Steilheit der Funktion im target range kann dabei ggf. automatisch anhand einer Systemidentifikation angepasst werden. Dabei wird die Flanke so verändert, dass Genauigkeit und Stabilität des Regelverhaltens ein Optimum bilden.

3.3.3 Das Verteilnetz als übergeordnete Netzzelle

Während in SoLAR die Kundenanlage der Demonstrationsliegenschaft und ihr Energieaustausch mit dem umgebenden Netz der öffentlichen Versorgung die Netzzelle darstellt, innerhalb derer über einen Echtzeitmarkt Flexibilität koordiniert wird, wird vorgeschlagen, in einem nächsten Schritt das Verteilnetz eines Verteilnetzbetreibers (VNB) oder einen geeigneten Abschnitt daraus für die Etablierung eines lokalen Echtzeitmarktes zu nutzen, siehe Abbildung 82. Allensbach plant dazu auf der Basis der Ergebnisse von SoLAR, ein Reallabor SUNRISE (Suffizienz, Umweltschutz und Nachhaltigkeit – Reallabor für Intelligente Sektorkopplung und Energiewende) umzusetzen. Andere Gemeinden und Netzbetreiber sind herzlich eingeladen, das Projekt zu begleiten und nach Möglichkeit eigene Projekte auf dieser Basis umzusetzen.

Das übergeordnete Preissignal (BI) wird dabei wiederum aus dem Energieaustausch der Netzzelle mit dem umliegenden Netz bestimmt. Die Messung erfolgt, je nach Topologie an einer oder mehreren Koppelstellen, deren Leistung ggf. addiert wird. Idealerweise erfolgt die Messung dabei in einer Umspannstation, die die Mittelspannungsebene der Verteilnetzzelle von der Hochspannungsebene des umgebenden Netzes trennt. Ganz allgemein steigt der Preis bei steigender Residuallast (Bezug aus

dem umliegenden Netz) bzw. sinkender Einspeisung und fällt bei sinkender Residuallast und steigender Einspeisung. Rein technisch gesehen würde ein BI als konstante Funktion der Residualleistung wie in SoLAR zu einer maximal möglichen Autarkie der Zelle führen.

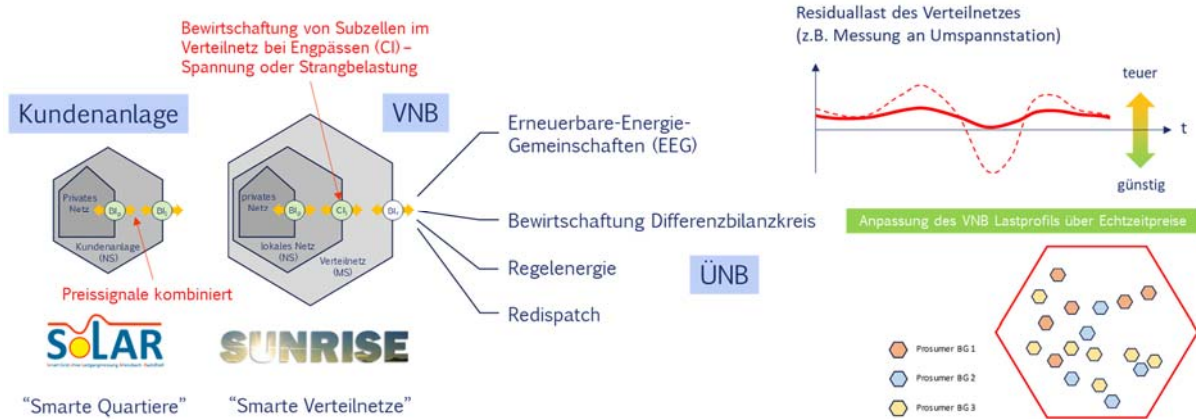


Abbildung 82: Einsatz der Technologie aus SoLAR auf der Ebene des Verteilnetzes als Netzzelle

Der VNB kann das Preissignal für verschiedene Geschäftsmodelle nutzen und dazu Bilanzkreise (BG = Balancing Group) in seinem Netzgebiet unterstützen, deren Teilnehmer die notwendige Flexibilität zur Verfügung stellen. Eine erhöhte Autarkie ist dabei im Sinne der Bildung von lokalen Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaften, die über das Preissignal koordiniert werden können. Ein interessantes Geschäftsmodell könnten „Lokalstrom“-Tarife sein, bei denen Erzeuger und Verbraucher innerhalb der Mittelspannungsebene liegen. Die intelligente Steuerung der Verbraucher kann zur Steigerung des Anteils an lokal erzeugtem Strom dienen, für den die Netzentgelte der Hochspannung entfallen. Dadurch wird die lokale Direktvermarktung von EE-Anlagen eine interessante Alternative zur Förderung über EEG-Umlagen, weil Mehrkosten für lokale Erzeugung durch Einsparungen im Netzbetrieb kompensiert werden.

Während ein erhöhter Eigenverbrauch von Privathäusern mit eigenem BI ggf. noch erstrebenswert ist, ist in diesem Modell die Bildung größerer Kundenanlagen nicht mehr notwendig, da die Inzentivierung von Flexibilität nicht mehr im Rahmen einer begrenzten Kundenanlage, sondern innerhalb der gesamten Verteilnetzzelle erfolgen kann, was die Möglichkeiten zur gegenseitigen Unterstützung durch Flexibilitäten und regenerativen Erzeugungsanlagen stark erhöht – siehe auch Abschnitt 3.1.5. Statt der Bildung von Kundenanlagen scheint die Bildung von Preissignalen zur Bewirtschaftung lokaler Engpässe, z.B. an einem Netzstrang, sinnvoll. Dazu wird ein Engpass-Preissignal (Congestion Indicator, CI) gebildet, das nur einen Einfluss auf den Preis der darunterliegenden Zelle hat, wenn kritische Netzzustände durch preisliche Inzentivierung von Flexibilität verhindert werden müssen – siehe Abschnitt 3.3.4.

Ist sehr viel stochastisch verfügbare Flexibilität in der Netzzelle vorhanden, die über ein Preissignal aktiviert und in Summe gut vorhergesagt werden kann, kann der VNB gegenüber dem Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) Systemdienstleistungen anbieten. Die daraus gewonnenen Einnahmen kann er zur Inzentivierung der Flexibilität an die Bilanzkreise oder – in Form geringerer Netzentgelte – direkt an die Netzanschlussnehmer weitergeben. Dabei kann die Flexibilität der Zelle zunächst einmal zur Bewirtschaftung des eigenen Differenzbilanzkreises (DBK) genutzt werden, der Standard-Last- und Erzeugungsprofile berücksichtigt. Für den Ausgleich der Abweichung der tatsächlichen Energiemengen



von der Planung kann die Flexibilität der Zelle genutzt werden, so dass weniger Ausgleichsenergie bezogen werden muss. Bei genügend hoher Flexibilität kann der VNB dem ÜNB sogar Redispatch und Regelenergie anbieten, wobei die ganze Verteilnetzzelle als virtueller steuerbarer Prosumer dient.

Mit dem Stadtwerk Haßfurt wurde als Modell für eine Umsetzung im aktuellen Regulierungsrahmen ein Tarif-Vorschlag ausgearbeitet, der im Wesentlichen auf der Vermeidung von Netzentgelten aufgebaut ist. Lokale Erzeugungsanlagen in Haßfurt erzeugen ca. 200 % des Energiebedarfs der Haushalte, trotzdem muss noch 38 % des Stroms aus der Hochspannung importiert werden, weil Erzeugung und Verbrauch nicht zeitgleich sind. Die Residualleistung an der Umspannstation von Hoch- auf Mittelspannung (Abbildung 83) ist bereits so volatil, dass Warnschwellen regelmäßig überschritten werden. Aktuell nutzt man einen Großbatteriespeicher, um die Spitzen abzufedern. Das Modell soll in einem Forschungsprojekt mit Easy Smart Grid unter der Koordination der OTH Regensburg näher untersucht werden.



Abbildung 83: Residualleistung an der Übergabestation Hoch- zu Mittelspannung in Haßfurt mit Warnschwellen

Aus der Residuallast wird ein BI gebildet und im Broadcast an alle Netzanschlüsse übermittelt, so dass flexible Geräte bzw. EMS darauf reagieren können, um eine Netzüberlastung zu verhindern und die Eigenversorgungsrate im Netzgebiet maximieren.

Die Abrechnung erfolgt dabei zentral über SMGW mithilfe der zeitlichen Korrelation von Verbrauch und dem BI, der mit einem Echtzeit-Bonus bzw. Malus für netzdienliches Verhalten verknüpft ist, siehe Abbildung 84. Basis ist ein reduziertes Netzentgelt, z.B. auf Basis des §14a EnWG (neu), das die Vermeidung des Netzentgeltes für die Hochspannungsebene von etwa 4 ct/kWh antizipiert.

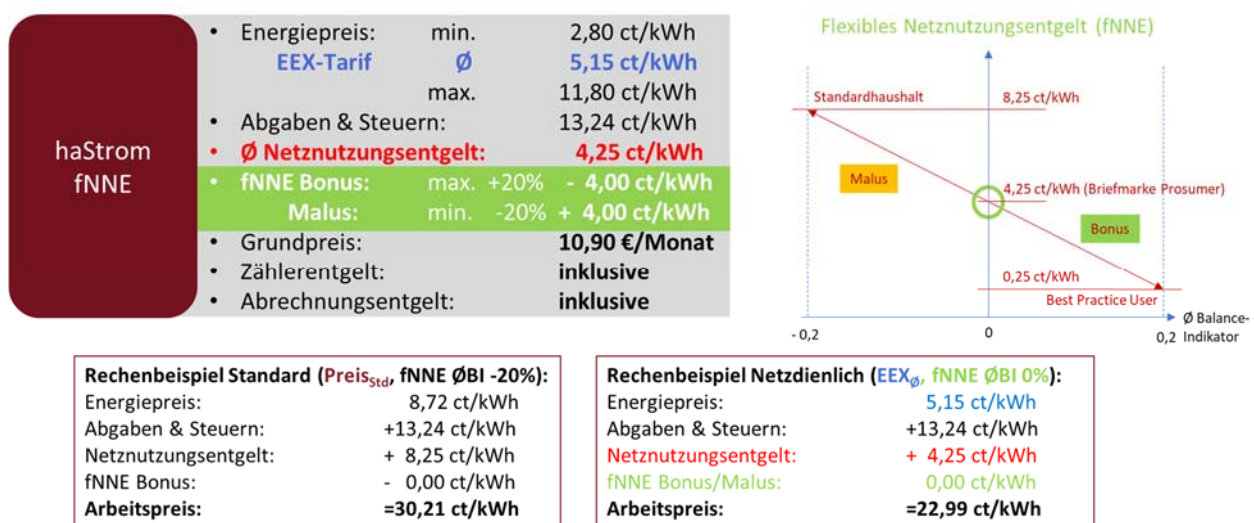


Abbildung 84: Tarifkonzept Stadtwerk Haßfurt mit flexiblem Netznutzungsentgelt (Daten von 2020)



Ist der BI eines Prosumers im Durchschnitt über den Jahresverbrauch größer als Null, hat er mehr zur Erhöhung der Eigenverbrauchsrate beigetragen als andere und erhält einen Bonus bzw. muss ein geringeres Netzentgelt zahlen. Ist der BI kleiner als Null, wird auf das verringerte Netzentgelt ein Malus aufgeschlagen. Das verringerte Netzentgelt plus maximalem Malus entspricht dem ursprünglichen Netzentgelt für einen normalen Haushaltsanschluss.

Das Stadtwerk Haßfurt bietet zudem, in der Rolle als Energieversorger, einen flexiblen Stromtarif in Anlehnung an den Day-Ahead-Preis an der Strombörse an. Die entsprechenden Kunden würden einen modifizierten BI nutzen, der den aktuellen Strompreis mitberücksichtigt. Im Mittel kann so ein Kunde des Stadtwerkes 7 ct/kWh im Vergleich zu einem Standardtarif (auf der Zahlenbasis von 2020) einsparen.

3.3.4 Engpass-Management

Lokale Netzengpässe können über Spannungsmessung direkt am Netzanschluss ermittelt werden, oder, wenn notwendig, über Messung und Kommunikation von Engpässen in Abgängen und Koppelstellen. In Analogie zum BI kann so ein Congestion Indicator (CI) als Engpass-Preissignal gebildet werden, der mit dem BI der umgebenden Netzzelle überlagert wird. Das Balance-Signal wird dadurch nur verändert, wenn im Bereich des Netzanschlusses tatsächlich ein Engpass vorliegt. Abbildung 85 zeigt ein Beispiel zur Bildung des CI. Eine alleinige Nutzung eines CI wird z.B. zur Bildung dynamischer Netzentgelte nicht empfohlen, weil die nur kurzzeitig auftauchende Abweichung des CI von Null in einem Echtzeitmarkt keine ausreichende Motivation darstellt, dass Betriebsverhalten den dynamischen Preisen anzupassen. In der Folge würde das System oft im regulated range betrieben werden, was vermieden werden sollte.

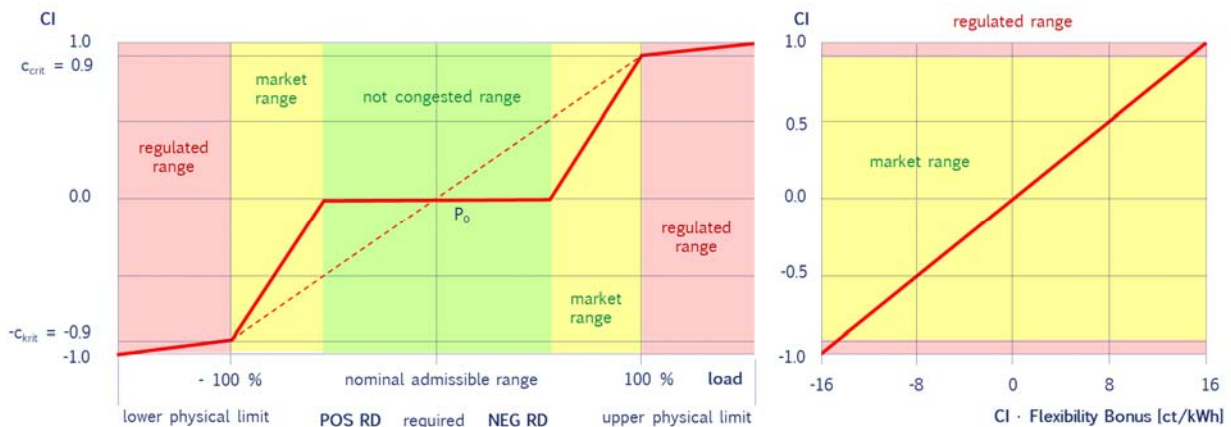


Abbildung 85: Beispielhafte Bildung des Congestion Indicator und des Flexibilitätsbonus aus einem lokalen Engpass

Für die Bildung des CI gelten ähnliche Regeln wie beim BI. Die lineare Tarifzuordnung zum Wertebereich sollte identisch zum BI sein, um beide Signale einfach miteinander verrechnen zu können. Wie in Abbildung 85 zu erkennen ist, hat der CI statt des target range allerdings einen „not congested range“, also einen Wertebereich für die gemessene Netzzustandsgröße, die nicht mit einem Bonus/Malus verknüpft ist. Das rührt daher, dass im Normalbetrieb kein Engpass vorliegen sollte und entsprechend auch nicht in die Preisbildung eingeht. Erst im „market range“, der dem gelben Netzampelbereich entspricht, werden Flexibilitäten über ein entsprechendes Signal aktiviert. Wie auch beim BI kann im regulated range im kritischen Fall durch Einprogrammierung fester Regeln in die Gerätesteuern



„hart“ abgeregelt werden. Die Regeln sollten identisch zum BI festgelegt, und in einem Transmission Code normiert werden.



Balance Indicator (BI), z.B. aus Frequenz

Congestion Indicator, (CI) z.B. aus Spannung / Engpass bzw. lokaler Balance Indicator (Eigenverbrauch)

Zusammengesetztes Preissignal für flexible Prosumer

Längerfristige Einsatzplanungen können über KI-basierte Prognosen (■) organisiert werden

Über BI/CI können Netzzustände (grün, gelb, rot) abgebildet werden

Abbildung 86: Zusammengesetztes Preissignal für verschiedene Netz-Systemdienstleistungen und Prognose

Die Signale werden geeignet kombiniert, so dass der BI solange Vorrang hat, bis die Beseitigung eines lokalen Engpasses, dargestellt durch den CI, höhere Priorität hat (Abbildung 86). Die durch die Reaktion auf den CI vermiedenen Netzkosten können von VNB und ÜNB wie schon beim BI geeignet zur Verringerung des Basis-Netzentgeltes angerechnet werden. Über eine Kaskadierung können auch mehr als zwei Preissignale geeignet miteinander kombiniert werden, z.B. wenn eine Spannungsabweichung und ein Engpass an einer Koppelstelle gegensätzlich sind. Vorrang hat in kritischen Fällen das lokale Signal, außer der Netzbetreiber entschließt sich aus Sicherheitsgründen zu einem Netzabwurf. Als lokales Signal kann alternativ auch ein BI verwendet werden, um gleichzeitig die lokale Eigenversorgung zu erhöhen, siehe auch Abschnitt 3.3.3.

Das zusammengesetzte Preissignal sollte mit einer geeigneten Spreizung des Flexibilitätsbonus korreliert werden, so dass ein ausreichender Anreiz für die notwendige Bereitstellung von Flexibilität durch die Prosumer besteht. Eine geeignete Festlegung des Preissignals aus den Netzzustandsgrößen kann dabei so erfolgen, dass der Mittelwert der dynamischen Tarifkomponente Null ist, so dass den Netzbetreibern keine weiteren Kosten entstehen und nur die Belastung durch Netzentgelte nach ihrer Netzdienlichkeit diskriminierungsfrei und gerecht zwischen den Prosumern umgelegt wird.

Zur Planung des Betriebs flexibler Geräte und Anlagen können die Netzbetreiber oder auch Dritte (gegen Entgelt) Prognosen für das Preissignal zur Verfügung stellen. Der Wertebereich des Preissignals kann dabei einer Netzampel zugeordnet werden, so dass auch mögliche direkte Eingriffe der Netzbetreiber in kritischen Phasen geplant werden können.

3.3.5 Einbindung in das Bilanzkreismanagement

Wird ein Echtzeitmarkt im öffentlichen Netz etabliert, unterliegt er der aktuellen Marktordnung und muss entsprechende Fahrpläne zur Verfügung stellen. Dies kann z.B. so umgesetzt werden, dass der Lieferant, der z.B. eine Lokale Energiegemeinschaft bewirtschaftet, die Entnahme- und Einspeisepunkte seines Bilanzkreises in der relevanten Netzzelle so aggregiert, dass Erzeugung und Verbrauch bilanziell und über den Tag möglichst ausgeglichen sind. Überschüssige Energie der Prosumer wird vom Lieferanten aufgekauft und an andere Verbraucher im Bilanzkreis verkauft. Restmengen werden über den Strommarkt gehandelt.

Bei der Bilanzkreisbewirtschaftung werden zunächst die unbeeinflussten Vorhersageprofile für Erzeugung und Verbrauch der Energiegemeinschaft gebildet (Abbildung 87). Zur Vereinfachung sind die Profile schematisch und in Stundenabschnitten dargestellt.

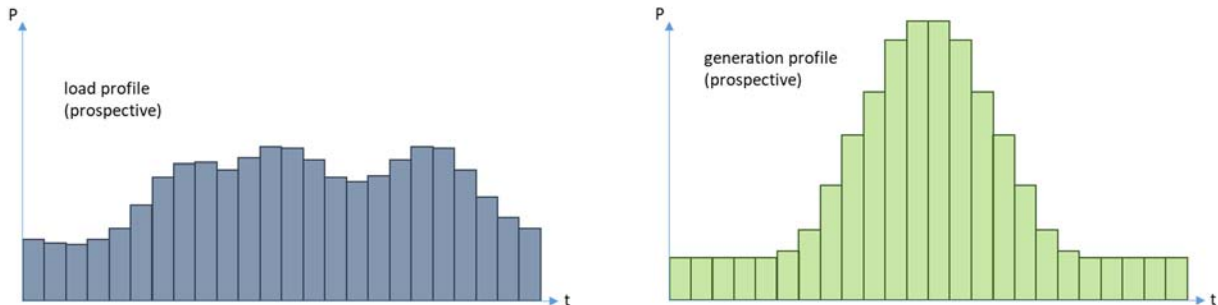


Abbildung 87: unbeeinflusstes Lastprofil (links) und Erzeugungsprofil (rechts) eines Bilanzkreises in einer Netzzelle

Legt man die Profile übereinander und subtrahiert sie voneinander, ergibt sich die Residuallast des Bilanzkreises, die im DBK des VNB beim herkömmlichen Vorgehen berücksichtigt wird (Abbildung 88). Ohne Flexibilität muss die prognostizierte Residuallast komplett über den Strommarkt bewirtschaftet werden. Ziel des lokalen Echtzeitmarktes ist dagegen, Erzeugung und Verbrauch der lokalen Energiegemeinschaft weitgehend zur Deckung zu bringen und die Residuallast zu minimieren. Dies wird nie ganz gelingen, aber der Lieferant kann aus der Kenntnis der vorhandenen Flexibilitäten das Ausgleichspotential gut abschätzen. Dadurch teilt sich die unbeeinflusste Residuallast in einen Anteil auf, der durch die Flexibilität innerhalb der lokalen Energiegemeinschaft ausgeglichen werden kann, und eine geringe restliche Residuallast, die über den Markt ausgeglichen werden muss (Abbildung 89).

Vergleicht man Abbildung 89 und Abbildung 33 in Abschnitt 3.1.3, erkennt man, dass bereits die relativ kleine Energiegemeinschaft in SoLAR mit 25 Wohneinheiten dem skizzierten Schema sehr gut folgt. In der Praxis im Verteilnetz ist die Energiegemeinschaft viel größer und deshalb in Summe noch deutlich besser vorhersagbar. Zudem können im vorgestellten Verfahren im Verteilnetz mehrere Energiegemeinschaften zusammen betrachtet werden. Der Flexibilitätsausgleich wird auch zwischen verschiedenen Energiegemeinschaften über den Echtzeitpreis organisiert.

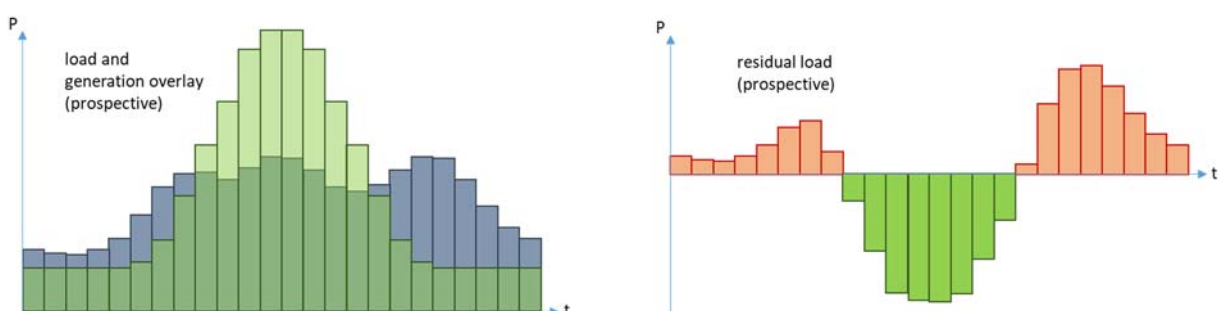


Abbildung 88: Bildung der unbeeinflussten Residuallast aus Lastprofil und Erzeugungsprofil

Für die Etablierung des Echtzeitmarktes ist es notwendig, dass der VNB die prognostizierte Residuallast für das Verteilnetz kennt. Die Daten dazu kann der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) zur Verfügung stellen. Wenn das von den Lieferanten gemeldete Ausgleichsprofil durch Flexibilität bei der Bilanzierung des VNB berücksichtigt wird, entspricht der DBK und die Residuallast des VNB wieder der Prognose – vorausgesetzt, die Flexibilität wird auch entsprechend abgerufen (Abbildung 90).

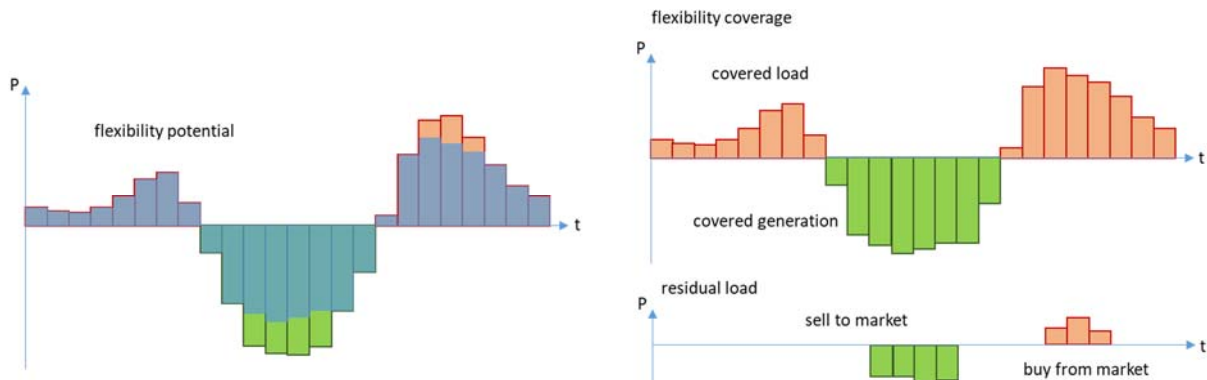


Abbildung 89: Ausgleichspotential durch Flexibilitäten und verbleibende Residuallast

Der Flexibilitäts-Abruf erfolgt nun durch das Echtzeit-Preissignal, das der VNB zu diesem Zweck bereitstellt. Dies geschieht dadurch, dass das Preissignal in Echtzeit aus der Abweichung der Residuallast der Netzzelle vom Soll gebildet wird. Dazu wird der prognostizierte Verlauf der Residuallast geglättet und das zugehörige Preissignal als BI = 0 definiert, wenn der gemessene Wert mit dem Sollwert übereinstimmt. Wird in der Netzzelle mehr Strom verbraucht als vorhergesagt, sinkt der BI – der Strom wird teurer. Ist ein Überschuss vorhanden, steigt der BI – der Strom wird günstiger. Kann die Energiegemeinschaft nicht so viel Flexibilität bereitstellen wie angenommen, drückt sich dies in den auftretenden Preisen aus. Damit kann einerseits der Mehraufwand für den VNB kompensiert und andererseits die Planung für die nächste Abrechnungsperiode verbessert werden.

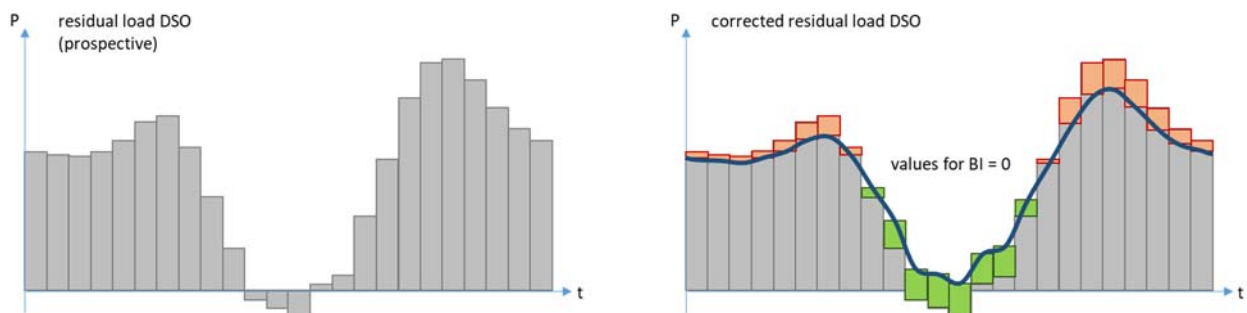


Abbildung 90: Korrektur der erwarteten Residuallast des Verteilnetzes durch die Flexibilitätsabdeckung

Werden keine hohen Ansprüche an die Genauigkeit der Vorhersage in der Netzzelle angelegt oder sind (anfangs) nur wenige Flexibilitäten vorhanden, kann der BI auch einfach als Funktion der Residuallast der Netzzelle definiert werden. Bei der Etablierung erster Echtzeitmärkte wird dieses Verfahren wahrscheinlich ausreichend sein.

Die Einbindung externer Erzeugung regenerativer Energien über Power Purchase Agreements (PPA) kann ebenfalls im Modell abgebildet werden. Details sollen in Nachfolgeprojekten von SoLAR ausgearbeitet werden.



3.3.6 Zellulares Energiesystem der Zukunft

Die Einbindung eines Echtzeitmarktes in das aktuelle Marktsystem verkompliziert das Vorgehen aufgrund der in Abschnitt 3.3.5 skizzierten Prozesse. Dabei liegt im Prinzip des Echtzeitmarktes ein großes Potential zur Vereinfachung des gesamten Energiesystems, wenn die Netzzellen weiträumiger definiert und die Marktordnung entsprechend angepasst wird. Eine entsprechende Ergänzung des Zellschemas aus Abschnitt 3.3.3 zeigt Abbildung 91. Sie entspricht weitgehend den Zellebenen, die die Energietechnische Gesellschaft (ETG) des VDE in der Arbeitsgruppe „Zelluläres Energiesystem“ ausgearbeitet hat [ETG 2015].

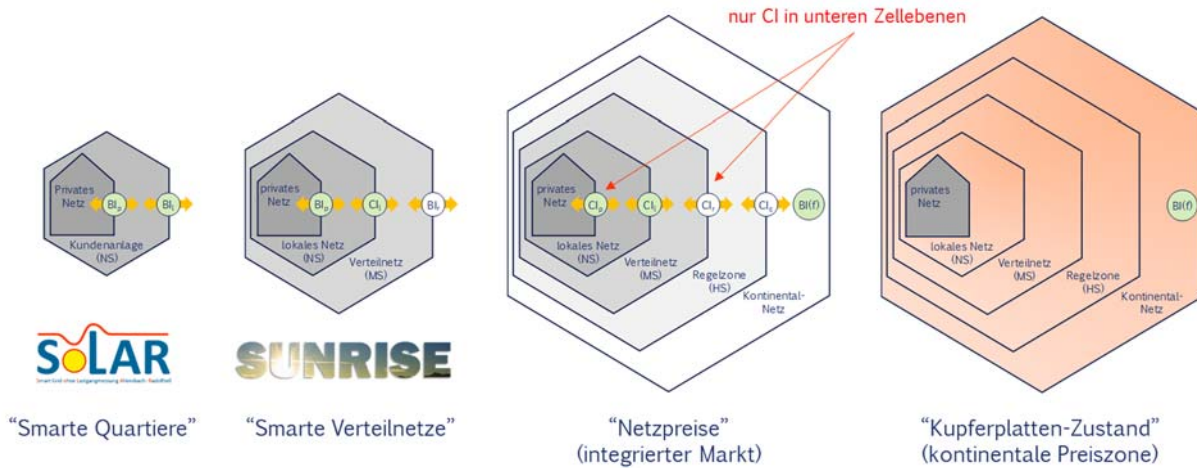


Abbildung 91: Erweiterung der Zellebenen über die Regelzone zum Europäischen Kontinentalnetz

Die Verteilnetzzelle wird nun umschlossen von der Zelle der Regelzone des ÜNB und diese vom Europäischen Gesamtnetz. Als Balance Indicator dient nun die Netzfrequenz, die überall – selbst innerhalb der zu steuernden Geräte – prinzipiell einfach zu messen ist. Solange keine Engpässe beim Energieübergang zwischen den Zellebenen vorliegen, ist die koordinative Tarifkomponente überall gleich und leitet sich aus der Frequenz ab. Nur wenn Engpässe entstehen, sorgen die entsprechenden, an den Koppelstellen gebildeten Congestion Indicatoren für Preisabweichungen in den betroffenen Sub-Zellen, die den Engpässen entgegenwirken. Durch die Nutzung lokaler Messungen zur Bildung der Engpasspreissignale lassen sich Engpässe nach dem Subsidiaritätsprinzip bereits auf lokaler Ebene vermeiden.

Die lokale Messbarkeit der Frequenz und lokaler Netzgrößen erhöht die Resilienz des Systems. Wird eine Koppelstelle trotzdem einmal überlastet, kann die darunterliegende Zelle bei ausreichender Flexibilität im Notfall auch in den Inselbetrieb gehen, da die Netzbalance weiterhin durch die Frequenz gebildet wird, die nun in der Zelle eine andere ist, als im umgebenden oder benachbarten Netz. Abbildung 92 zeigt, wie die Kommunikation eines zukünftigen resilienten Echtzeitpreissystems ausgestaltet sein könnte.

Durch direkte Nutzung der Frequenz (f) zur Preisbildung und durch Bildung und Übermittlung von Preissignalen per PLC aus Spannung (U), Strombelastung (I) oder Leistungsbilanzen über das Stromnetz kann ein „Plug-and-Play“ System realisiert werden. Zentrale Größen der Netzbetreiber (!) können über Ortsnetzstationen, die an die Leitzentralen angebunden sind, per PLC an die Netzanschlüsse übermittelt werden.

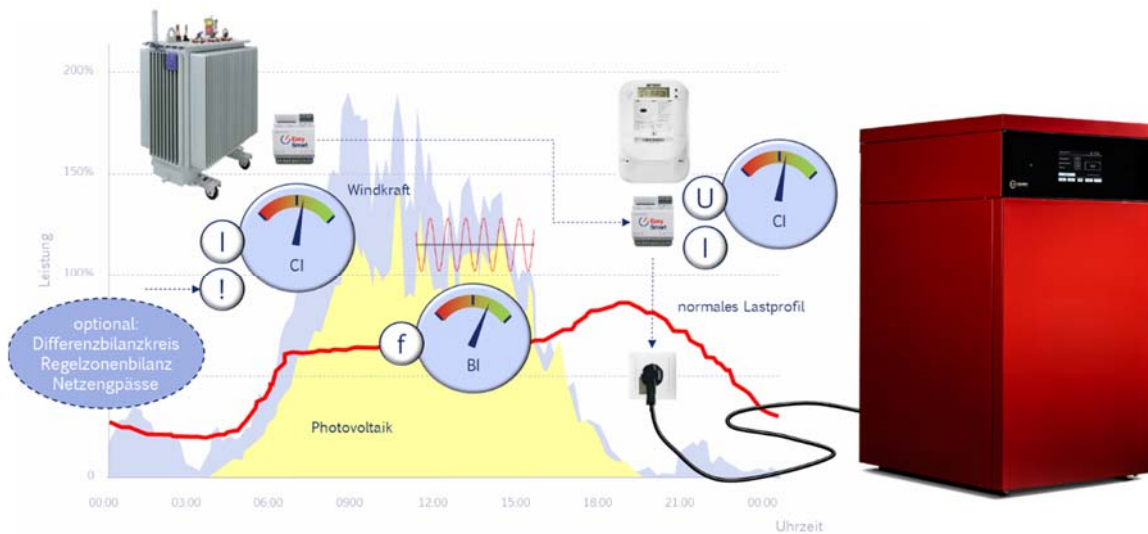


Abbildung 92: Kommunikation von Preissignalen in einem zukünftigen Echtzeitsystem

Als Sicherungskomponente für die Verhinderung von Blackouts kann die Berücksichtigung der Frequenz bereits in den Ansatz der Nutzung des Differenzbilanzkreises gemäß Abschnitt 3.3.3 integriert werden. Die Frequenz sollte dabei am Netzanschluss und möglichst auch in der dezentralen Controller-Hardware für die Geräte gemessen werden, so dass die Frequenzhaltung auch bei Kommunikationsausfall im SMGW gewährleistet ist. Das zellulare System könnte zur Erhöhung der Resilienz auch so gestaltet werden, dass lokale Verteilnetz-Zellen, die durch gleichartige Wetterbedingungen definiert sind (ca. 60 bis 100 km Ausdehnung), an den Koppelstellen frequenzgekoppelt werden können. Sind aufgrund der begrenzten Kapazität der Koppelstellen unterschiedliche Preise in den Zellen notwendig, könnten diese dann durch unterschiedliche Frequenzen hochresilient kommuniziert werden.

4 Fazit und Ausblick

Trotz diverser Verzögerungen durch äußere Einflüsse, die dafür sorgten, dass nicht alle Arbeitspakete wie geplant abgearbeitet wurden, kann das Projekt als voller Erfolg bewertet werden. Auch wenn nicht für alle in Abschnitt 2.2 genannten Projektziele ein präziser Nachweis erbracht wurde, haben Entwicklung und Umsetzung der intelligenten Sektorkopplung im Virtuellen Demonstrator und in der realen Liegenschaft im Demonstrationsprojekt SoLAR bewiesen, dass eine klimaneutrale Energieversorgung mit 100% erneuerbaren Energien perspektivisch sicher und wirtschaftlich möglich ist. Das noch existierende Hauptproblem der Energiewende, dass die volatile Energieerzeugung aus Sonne und Wind nicht dem Lastprofil der Verbraucher folgen kann, wird durch die maximale Nutzung der Flexibilität der Stromverbraucher und von BHKW bzw. perspektivisch Brennstoffzellen gelöst. Die Einbindung saisonaler Energiespeicherung durch Wasserstoffelektrolyse in die intelligente Sektorkopplung ist im Weiteren zu untersuchen, genauso wie der Einbezug von Windstrom und ggf. anderen erneuerbaren Energien.

Es konnte gezeigt werden, dass über Echtzeit-Märkte in der Stromwirtschaft auf der Basis von Netzstandsgrößen sehr einfach, effektiv, effizient und sicher flexible Verbraucher und Erzeuger, unabhängig von deren Leistung, Anzahl und Verfügbarkeit netzstützend koordiniert werden können.

Durch Integration der notwendigen IKT direkt in die Hardware von Smart Metern und Gerätesteuern können die Kosten zur Umsetzung zukünftig minimiert werden, so dass Flexibilität zu sehr geringen



Kosten verfügbar gemacht wird. Gleichzeitig maximiert das System die Resilienz des Stromsystems im Rahmen eines zellulären Ansatzes und bietet maximale Sicherheit vor Cyberangriffen und maximalen Datenschutz.

Das Verfahren konnte im Rahmen der Versorgung eines Quartiers als Kundenanlage rechtssicher und wirtschaftlich umgesetzt werden. Offene Fragen hinsichtlich des Messstellenbetriebs erscheinen lösbar. Über eine geeignete Bildung von Zellen im Verteilnetz und Nutzung des Differenzbilanzkreises des Verteilnetzbetreibers kann die Preisbildung mit geringem Aufwand in einem erweiterten, allgemeinen Rahmen erfolgen und das Echtzeitpreissystem in einem nächsten Schritt in den bestehenden Strommarkt eingebunden werden. Die erforderlichen Prognosen können sehr einfach für alle Teilnehmer summarisch zur Verfügung gestellt werden. Der Prognoseaufwand für einzelne Teilnehmer und Geräte sowie der Transaktionsaufwand für Preisverhandlungen verringert sich dadurch im Vergleich zu anderen Verfahren signifikant. Gleichzeitig werden Kosten für höhere Netzebenen, Netzausbau und Bewirtschaftung des Differenzbilanzkreises eingespart.

Perspektivisch lassen sich auch die übrigen herkömmlichen Märkte auf Fahrplanbasis durch Echtzeitsysteme auf Basis der Netzfrequenz als grundlegendem Netzzustandsparameter für die Balance von Erzeugung und Verbrauch und ggf. weiteren Netzzustandsdaten in verschiedenen Ebenen zur Vermeidung von Netzengpässen oder zur gesonderten Bewirtschaftung von Netzzellen substituieren. Zeitmärkte und Regelernergie können so durch ein einheitliches, zukunftsicheres System ersetzt werden. Die Fahrpläne werden dann durch Prognosen und Basisverträge der Stakeholder ersetzt, die die Netztopologie und die vorhandene Flexibilität berücksichtigen. Die Ergebnisse von SoLAR bilden eine solide Grundlage für weitere Forschung in diese Richtung.

Innerhalb des eingeschränkten Zeit- und insbesondere Budgetrahmens des Projektes konnten sehr viele Erkenntnisse gewonnen und kommuniziert werden. Mit den nun vorhandenen IKT-Lösungen auf einem Technologiebereitschaftsniveau von TRL 7 und einer umfangreichen Simulationssoftware stehen adäquate Mittel, zusammen mit dem umfangreichen gewonnenen Know-How der Projektpartner, für eine erfolgreiche Kommerzialisierung der Technologie zur Verfügung. Bestehende technische Hürden scheinen hauptsächlich in der Umsetzung von sicheren und störungsfreien Kommunikationsverbindungen zu liegen, wie die praktische Umsetzung der Erkenntnisse gezeigt hat. Aufgrund der systemimmanent geringen notwendigen Datenrate und der Möglichkeit, bidirektionale Kommunikation weitgehend zu vermeiden, bietet der Ansatz noch große Potentiale zur Verbesserung. Insbesondere die Übertragung von Preissignalen direkt über die Stromleitung – in Form von einfachen Messungen oder über Powerline-Kommunikation mit niedriger Datenrate – erscheint als vielversprechender Ansatz, der weiter untersucht werden sollte.

Das Konzept ist auf die aktive Mitarbeit des (Verteil-) Netzbetreibers angewiesen. §14c und insbesondere die Neufassung des §14a des EnWG bieten gute Ansätze zur Einbindung in den bestehenden regulatorischen Rahmen, die von proaktiven Verteilnetzbetreibern und Energieversorgern umgesetzt werden können. Es ist zu hoffen, dass die Bundesnetzagentur (BNetzA), die mit der detaillierten Ausgestaltung von netzdienlicher Steuerung, insbesondere auf Basis wirtschaftlicher Anreize, im Rahmen des §14a beauftragt ist, die gezeigten Ansätze aufgreift. Im Rahmen der Ausgestaltung gesetzlich geforderter dynamischer Stromtarife und der verpflichtenden Einführung eines Gesetzes zur Förderung von lokalen Energiegemeinschaften schlagen wir vor, das Konzept offiziell in das EnWG und die begleitenden Verordnungen aufzunehmen.



Quellen

- Baasner, S. (2021): Das Tauziehen um § 14a EnWG – das neue Steuerbare-Verbrauchseinrichtungen-Gesetz (SteuVerG). m2g Consult Onlinebericht: <https://m2g-consult.de/das-tauziehen-um-%C2%A7-14a-enwg-das-neue-steuerbare-verbrauchseinrichtungen-gesetz-steuverg/>, abgerufen am 30.09.2022.
- BMWK (2022): SINTEG-Fachkongress | Flexibilisieren. Digitalisieren. Partizipieren. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Berlin, 19.05.2022. Website: <https://www.sinteg.de/events/sinteg-fachkongress-2022>, abgerufen am 30.09.2022.
- BMWK/Guidehouse (2022): SINTEG Ergebnisse, Themen – Kategorien – Blaupausen. SINTEG-Ergebnissynthese und interaktive Ergebnisübersicht. Online: <https://www.sinteg.de/ergebnisse/uebersicht>, abgerufen am 30.09.2022.
- Brandstätt, C. (2016): Network charges for distribution systems with growing shares of PV and storage. CoNDyNet Industry-Conference-Day. 22. June 2016 Bremen Energy Research (BER), Jacobs University Bremen.
- BSI (2021): Stufenmodell zur Weiterentwicklung der Standards für die Digitalisierung der Energiewende, Energiewirtschaftliche Anwendungsfälle. Online: https://www.bsi.bund.de/Shared-Docs/Downloads/DE/BSI/SmartMeter/Stufenmodell/Energiewirtschaftliche_Anwendungsfaele.pdf?blob=publicationFile&v=5, abgerufen am 30.09.2022.
- Buchmann, E., Kessler, S., Jochem, P., Böhm, K. (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
- Buchmann, E., Böhm, K., Burghardt, T., Kessler, S. (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
- Buchmann, E., Wagner, J. (2017): Energie-Allokation mit Schwarmalgorithmen ohne Datenschutzprobleme, SEAM: Swarm Algorithms for Energy Allocation in Microgrids. Appeared in: Proceedings of the 7th International Conference on Smart Grids, Green Communications and IT Energy-aware Technologies (ENERGY'17), 2017
- Capper, T., Gorbacheva, A., Mustafa, M. A., Bahloul, M., Schwidtal, J. M., Chitchyan, R., Andoni, M., Robu, V., Montakhabi, M., Scott, I. J., Francis, C., Mbavarira, T., Espana, J. M., Kiesling, L. (2022): Peer-to-peer, community self-consumption, and transactive energy: A systematic literature review of local energy market models. Renewable and Sustainable Energy Reviews 162, July 2022. Website: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032122003112?via%3Dihub>, abgerufen am 30.09.2022.
- dena (2012): Ausbau und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). Endbericht, Berlin 11.12.2012, S. 17.
- dena (2022): Studie Modellierung sektorintegrierter Energieversorgung im Quartier. Untersuchung der Vorteile der Optimierung von Energiesystemen auf Quartiersebene gegenüber der Optimierung auf Gebäudeebene. April 2022 Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
- ETG (2015): Der zellulare Ansatz. VDE/ETG-Studie, 01.06.2015. Online: <https://www.vde.com/de/etg/publikationen/studien/vdeetg-studiedierzellulareansatz>, abgerufen am 30.09.2022.



Gemeinde Allensbach (2022): Klimaplan der Gemeinde Allensbach. Website: https://www.gemeinde-allensbach.de/fileadmin/Dateien/Microsite/Dateien/Lokale_Agenda/Energie_Ressourcen_Klimaschutz/Klimaplan_Allensbach_2021.09.21.pdf, abgerufen am 30.09.2022

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

Henning, H.-M., Meyer, T., Zuber, F. (2021): Vor-Ort-Potenziale der Energiewende entfesseln, Subsidiarität als neues Grundprinzip des Energiesystems. Impulspapier. Online: https://www.reiner-lemoine-stiftung.de/pdf/2021_07_26_White_Paper_Vor_Ort_Konzepte_Subsidiaere_Energiewende.pdf, abgerufen am 10.03.2022.

Hirth, L. (2013): The market value of variable renewables: The effect of solar wind power variability on their relative price. Energy Economics, 38, pp. 218–236. doi: 10.1016/j.eneco.2013.02.004.

Hirth, L. and Ueckerdt, F. (2016): Why Wind Is Not Coal: On the Economics of Electricity Generation. The Energy Journal, Volume 37(Number 3). Available at: <https://econpapers.repec.org/article/aen-journal/ej37-3-hirth.htm> (Accessed: 15 February 2021).

IWR (2022): BSI nimmt Allgemeinverfügung zurück und erlässt Übergangsregelung. Online-Mitteilung des Internationalen Wirtschaftsforums Regenerative Energien (IWR) vom 24.05.2022. Online: <https://www.iwr.de/ticker/smart-meter-rollout-bsi-nimmt-allgemeinverfuegung-zurueck-und-erlaesst-bergangsregelung-artikel4430>, abgerufen am 30.09.2022.

Kaufmann (2022): Wohnquartier Allensbach. Grünstes Wohnquartier am Bodensee, fast autark dank Smart Grid 2.0. Referenzpräsentation Kaufmann Bau GmbH, Oberstadion. Online: <https://www.kaufmannbau.com/mehrfamilienhaus/referenzen/allensbach/>, abgerufen am 30.09.2022.

Knight, I, Kreutzer, N, Manning, M, Swinton, M, and Ribberink, H. (2007): European and Canadian non-HVAC electric and DHW load profiles for use in simulating the performance of residential cogeneration systems. Canada: N. p., 2007. Web.

Kremers, E., J. González de Durana, J. M. and Barambones, O. (2012). Emergent synchronisation properties of a refrigerator demand side management system. Applied Energy 101: 709-717. Website: <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2012.07.021>, abgerufen am 30.09.2022.

Kremers, E., González de Durana, J., Barambones, O. (2013): Multi-agent modeling for the simulation of a simple smart microgrid. Energy Conversion and Management, 75, S. 643-650. Website: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2013.07.050>, abgerufen am 30.09.2022.

Motte-Cortés, A. and Eising, M. (2019): Assessment of balancing market designs in the context of European coordination. 2019 16th International Conference on the European Energy Market (EEM), pp. 6–7. doi: 10.1109/EEM.2019.8916481.

Netze BW (2022): Projekt flexQgrid. Das Netz der Zukunft wird real. Projektwebsite: <https://flexqgrid.de/>, abgerufen am 30.09.2022.

RAP (2022): Regulatory blueprint for the future European power sector (the Blueprint). Interaktive Information des Regulatory Assistance Project (RAP)[®]. Online: <https://blueprint.raponline.org/>, abgerufen am 30.09.2022.

Röben, F. and Haan, J. E. S. de (2019): Market Response for Real-Time Energy Balancing – Evidence From Three Countries. 2019 16th International Conference on the European Energy Market (EEM), pp. 1–5. doi: 10.1109/EEM.2019.8916553



Rüede, C. (2016): Ancillary Services by Demand Side Response. Vortrag auf dem 4rd Annual European Forum on Grid Integration & Electricity Ancillary Services, Berlin, 11. - 13. May 2016.

Schäfer, B., Matthiae, M., Timme, M. and Witthaut, D. (2015). Decentral Smart Grid Control New J. Phys. 17(1):015002.

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

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

SoLAR (2019): Smart Grid ohne Lastgangmessung Allensbach – Radolfzell. Abschlussbericht Phase 1. Stadtwerke Radolfzell, ISC Konstanz, EIFER. Online abrufbar unter: <https://solarlago.de/solar-allensbach/projektbericht/#projektberichte>.

SRU, Sachverständigenrat für Umweltfragen (2022): Wie viel CO₂ darf Deutschland maximal noch ausstoßen? Fragen und Antworten zum CO₂-Budget. Stellungnahme, Juni 2022. Website: https://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/04_Stellungnahmen/2020_2024/2022_06_fragen_und_antworten_zum_co2_budget.pdf?__blob=publicationFile&v=13, abgerufen am 30.09.2022.

VDE FNN (2022): VDE FNN begrüßt die Neuregelung des Paragraphen 14a EnWG und stellt Konzept zur Integration flexibler Erzeuger und Verbraucher in das Netz vor. Pressemitteilung des VDE vom 21.07.2022. Online: <https://www.vde.com/de/presse/pressemitteilungen/2022-07-21-fnn-flexibilitaeten>, abgerufen am 30.09.2022.

Volk, K., Lakenbrink, C., Rupp, L., Imfeld, J., Stolle, P., Zech, D., Wellmann, F., Pfendtner, S., Kochanek, S., Förderer, K., Wiest, P., Groß, D., Eberlein, S., Contreras, D. und Mirbach, T. (2019): grid-control – Advanced Decentral Grid Control. Gemeinsamer Abschlussbericht der Projektpartner, 19.06.2019. Online: https://assets.ctfassets.net/xy-tfb1vrn7of/5jahPuSzQpCV0TpdoO2Znr/35a543237b5288ba353e8b6fc21f5ca5/Abschlussbericht_grid-control_final.pdf, abgerufen am 30.09.2022.

Walter, T. (2012): Verfahren zum Regeln des Verhältnisses zwischen eingespeister und entnommener elektrischer Energie in einem elektrischen Energieversorgungsnetz. Europäisches Patent EP 2 875 560 B1, Anmeldetag: 19.07.2012.

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



Abbildungen

Abbildung 1: Klimaplan der Lokalen Agenda 21 und Klimaaktivitäten der Gemeinde Allensbach	6
Abbildung 2: Ermittlung von GLZF zur Netzfreigabe und regionale Lastzuschaltung auf Anfrage des VNB [GRATENAU ET AL. 2015]	10
Abbildung 3: Bildung des Gleichgewichtspreises einer Netzzelle über Messung des Netzzustandes	12
Abbildung 4: einige unterstützende Partner des Projektes SoLAR	25
Abbildung 5: „Good Practice of the Year“ Award 2021 der Renewable Grid Initiative (RGI) für SoLAR	25
Abbildung 6: Baustelle und erste bezogene Häuser im September 2020	27
Abbildung 7: Projektplan SoLAR, Stand Dezember 2020	28
Abbildung 8: Unterlagen und Verträge für die Bewohner	30
Abbildung 9: Wechsel der Nutzerrolle von passiv zu aktiv in der idealen Co-Kreation, SCALINGS, TU München	31
Abbildung 10: Annahmen der Entwickler zu den Nutzerbedürfnissen und deren Befürchtungen in SoLAR	32
Abbildung 11: Aussagen der Nutzer zu ihrer Beteiligung an SoLAR	32
Abbildung 12: Präsentation von SoLAR auf dem Kongress „Energieautonome Kommunen“ in Freiburg	34
Abbildung 13: Demonstrationsliegenschaft „Dübelhölzle“ in Allensbach, Sommer 2022	38
Abbildung 14: Schnittdarstellung der Liegenschaft mit real gesteuerten Geräten	39
Abbildung 15: Schema der Netzzellen in der Demonstrationsliegenschaft mit BI für verschiedene Zellebenen	40
Abbildung 16: Dezentrale Regelschleife mit Netzzustand des Regelalgorithmus von Easy Smart Grid	41
Abbildung 17: Virtueller Demonstrator, oberste Visualisierungsebene der Kern-Simulation	42
Abbildung 18: Unterschiedliche Komponenten des virtuellen Demonstrators und deren Verschaltung	43
Abbildung 19: Application Programming Interface (AP) Interaktion mit der Stand-Alone-Version des Virtuellen Demonstrators	44
Abbildung 20: Modellentwicklung für Kühl- und Gefriergeräte in Anylogic	44
Abbildung 21: Schematische Darstellung der Entwicklung der Agenten für verschiedene Haushaltsgeräte	45
Abbildung 22: Kurven der Nutzungszeiten für verschiedene Haushaltsgeräte	46
Abbildung 23: Lastprofile von Haushaltsgeräten in unterschiedlichen Modi der Energieintensivität	46
Abbildung 24: EV-Lademodell im Virtuellen Demonstrator	49
Abbildung 25: Extrapolationskonzept des Virtuellen Demonstrators in höhere Netzebenen	50
Abbildung 26: Snapshot eines Hub Agent für das Virtual Aggregator Model	51
Abbildung 27: Vergleich Ergebnisse der beiden Modelle und der Planungsdaten der Fa. KaufmannBau	51
Abbildung 28: Steuerung von BHKW und Wärmepumpen über den Balance Indicator, 2 Tage im Sommer	52
Abbildung 29: Steuerung von BHKW und Wärmepumpen über den Balance Indicator, 2 Tage im Winter	53
Abbildung 30: Vergleich der Leistungsfähigkeit des Controllers mit einem „allwissenden“ Solver	53
Abbildung 31: Vergleich der Betriebszeiten von Kühl- und Gefriergeräten in den Haushalten der Liegenschaft ohne und mit Controller für dezentrales Energiemanagement	54
Abbildung 32: Netzdienliche Steuerung einer Geschirrspülmaschine mit dem Balance Indicator	54
Abbildung 33: Simulation der intelligenten Steuerung aller flexiblen Geräte in drei Tagen im April	55
Abbildung 34: Entwicklung der Eigenverbrauchsrate für die 4 Simulationsszenarien	58
Abbildung 35: Entwicklung der Spitzenlast beim Netzbezug und für die Einspeisung	59
Abbildung 36: Residuallast am Netzanschlusspunkt der Liegenschaft über ein Jahr	59
Abbildung 37: Last- (gelb) und Erzeugungskurven (blau) über ein Jahr, mit Residualerzeugung am Netzanschlusspunkt (rot)	60
Abbildung 38: Entwicklung des Autarkiegrads für die vier Simulationsszenarien	60



Abbildung 39: Lastverschiebung der Haushaltsgeräte über 1 Jahr und 4 Tage	61
Abbildung 40: Stabilisierung des BI durch Kühlgeräte, hier dargestellt alle Gefrierschränke	61
Abbildung 41: Intelligentes Laden von Elektrofahrzeugen und BHKW-Steuerung	62
Abbildung 42: Ladung von Elektrofahrzeugen: zeitliche Lastverschiebung innerhalb des erlaubten Ladefensters (grün)	62
Abbildung 43: Einfluss der Steuerung von Kühl- und Gefriergeräten auf das Verhalten flex. Wärmeerzeuger	63
Abbildung 44: Veränderung des Verhaltens des Balance Indicator durch Steuerung von Kühl- und Gefriergeräten	64
Abbildung 45: Verlagerung des Balance Indicator von extremen zu moderaten Werten durch Energiemanagement	64
Abbildung 46: Veränderung der Abweichung des Balance Indicator vom 2-Stunden-Durchschnitt	65
Abbildung 47: Resilienztest über 5 Tage, Auswirkung auf die Eigenverbrauchsrate	65
Abbildung 48: vereinfachtes Stromnetzmodell für die Liegenschaft. Quelle SDU, Magnus Værbak	66
Abbildung 49: Netzenspässe auf der Netzanschlusspunktebene, ohne (kreisförmige Punkte) und mit (dreiecksförmige Punkte) intelligenter Steuerung, Kapazitätsszenario 25%, Quelle SDU	67
Abbildung 50: Netzenspässe auf der Zwischenebene, Kapazitätsszenario 25%, Quelle SDU	67
Abbildung 51: Netzenspässe auf der Zwischenebene für den durch das BHKW versorgten Bereich (Mehrfamilienhäuser), Kapazitätsszenario 25%, Quelle SDU	68
Abbildung 52: Zusätzliche Marge pro kWh im Vergleich zum Referenzszenario (reines Mieterstrommodell ohne Regelung)	69
Abbildung 53: Digitaler Zwilling mit Echtzeitkopplung an den realen Demonstrator	70
Abbildung 54: Messkonzept der Liegenschaft	71
Abbildung 55: Intelligente Messsysteme und Bildung des Balance Indicator in der Liegenschaft	72
Abbildung 56: Aufbau und Schnittstellen der MSR-Technik in der Liegenschaft	73
Abbildung 57: Das installierte BHKW mit Pufferspeichern und der dies steuernde Revolution Pi mit EMS im Schaltschrank	74
Abbildung 58: 5 Tage Messdaten am Liegenschaftsbezugspunkt und BHKW in der frühen Übergangszeit	75
Abbildung 59: 5 Tage Messdaten am Liegenschaftsbezugspunkt und BHKW im Sommer	76
Abbildung 60: Verhalten des BHKW bei einer gestörten Kommunikationsverbindung	76
Abbildung 61: Eine beispielhaft installierte Weider Wärmepumpe mit Pufferspeicher und die Installation der seriellen Schnittstelle zum EMS im Schaltschrank	77
Abbildung 62: 3 Tage Messdaten eines Haushaltes mit Wärmepumpe in der Übergangszeit	78
Abbildung 63: Messdaten am Liegenschaftsbezugspunkt und BHKW im Zeitraum der Abbildung 62	79
Abbildung 64: 5 Tage Messdaten eines Haushaltes mit Wärmepumpe und Batteriespeicher im Sommer	79
Abbildung 65: Öffentliche Wallbox von ABL (links) und Ladepunkt von Flotteladen (rechts)	80
Abbildung 66: Schema der Kommunikationsstruktur des Home Connect Systems von BSH	81
Abbildung 67: Apps zur Bedienung intelligenter Haushaltsgeräte mit Home Connect von BSH	82
Abbildung 68: Die intelligente Wärmepumpe als Zentrale für die Sektorkopplung im Haushalt	83
Abbildung 69: Integration des ESG-Algorithmus in die Wärmepumpensteuerung mit SiL und HiL Tests	83
Abbildung 70: Visualisierung eines Testlaufs	84
Abbildung 71: Beurteilung des Testlaufs	85
Abbildung 72: Strom als heterogenes Gut (Source: EIFER, basierend auf Hirth und Ueckerdt)	85
Abbildung 73: Vergleich der Stromlieferkosten 2020 mit einem 100 % Erneuerbaren Szenario mit Flexibilitätsmanagement	87



Abbildung 74: Konzept eines zukünftigen Stromtarifs aus Refinanzierungspreis und Echtzeit-Tarifkomponente 88

Abbildung 75: Vorschlag zur Tarifierung im SMGW ohne Lastgangübermittlung 89

Abbildung 76: Systemgleichgewicht (NRV) und reBAP-Intraday (ID3) Preisunterschied (Quelle: EIFER, basierend auf ENTSO-E transparency data) 90

Abbildung 77: Flexibilitätspotential von Kühlgeräten in Deutschland, Gegenüberstellung zu Sekundärregelungsbedarfen 91

Abbildung 78: Skalierte Kühlgerätesimulation ohne (links) und mit Sekundärregelungsabruf (rechts) 92

Abbildung 79: 48-Stunden Simulation mit Auswertung der erbrachten Regelleistung (NRV) 92

Abbildung 80: Gedeckte („Good“) und ungedeckte („Bad“) Regelenergie durch Kühlgeräte in positiver (links) sowie negativer (rechts) Richtung. Berechnung für das gesamte Jahr 2019 93

Abbildung 81: Beispielhafte Bildung des Balance Indicator und des Flexibilitätsbonus aus der Regelzonenabweichung (ACE) 94

Abbildung 82: Einsatz der Technologie aus SoLAR auf der Ebene des Verteilnetzes als Netzzelle 95

Abbildung 83: Residualleistung an der Übergabestation Hoch- zu Mittelspannung in Haßfurt mit Warnschwellen 96

Abbildung 84: Tarifkonzept Stadtwerk Haßfurt mit flexiblem Netznutzungsentgelt (Daten von 2020) 96

Abbildung 85: Beispielhafte Bildung des Congestion Indicator und des Flexibilitätsbonus aus einem lokalen Engpass 97

Abbildung 86: Zusammengesetztes Preissignal für verschiedene Netz-Systemdienstleistungen und Prognose 98

Abbildung 87: unbeeinflusstes Lastprofil (links) und Erzeugungsprofil (rechts) eines Bilanzkreises in einer Netzzelle 99

Abbildung 88: Bildung der unbeeinflussten Residuallast aus Lastprofil und Erzeugungsprofil 99

Abbildung 89: Ausgleichspotential durch Flexibilitäten und verbleibende Residuallast 100

Abbildung 90: Korrektur der erwarteten Residuallast des Verteilnetzes durch die Flexibilitätsabdeckung 100

Abbildung 91: Erweiterung der Zellebenen über die Regelzone zum Europäischen Kontinentalnetz 101

Abbildung 92: Kommunikation von Preissignalen in einem zukünftigen Echtzeitsystem 102

Tabellen

Tabelle 1: Identifizierte Projekte mit dem Schwerpunkt „Lokale Energiemärkte“ 15

Tabelle 2: Theoretische Flexibilitätspotentiale (im Virtuellen Demonstrator vollständig erschlossen) 40

Tabelle 3: Beschreibung der Haushalte mit Elektrofahrzeugen 47

Tabelle 4: Zeitplan E-Fahrzeug Nummer 1 für den Monat Januar 48

Tabelle 5: Indikatoren 57



Bestätigung des koordinierenden Projektpartners

Wir bestätigen die Richtigkeit der gemachten Angaben und geben hiermit unser Einverständnis zur elektronischen Speicherung, Verarbeitung und Veröffentlichung der Daten unter Einhaltung der geltenden Datenschutzgesetze.

Konstanz, 30.09.2022

Ort, Datum

Unterschrift/Stempel