

Smart Grids und Speicher Baden-Württemberg

**ZWISCHENBERICHT Phase 2 01.01.2020 – 31.12.2020**



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

Durchführungszeitraum 16.07.2019 - 15.07.2021

Projektpartner:



Gesamtleitung  
 BWSGD 19003



virtuelle Demonstration  
 BWSGD 19004



Liegenschaft  
 Kooperationsvertrag



Quartierstrom  
 assoziiert

Assoziierte Partner:



Unterstützt u.a. durch:





# JAHRESZWISCHENBERICHT 2020

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: 19.02.2021

## Inhaltsverzeichnis

1	Projektkoordination und Kooperationspartner .....	3
1.1	Neue assoziierte Partner .....	4
1.2	Weitere neue Projektpartner .....	4
1.3	Datenerhebung und Einbezug der Bewohner .....	5
1.3	Veröffentlichungen und Foren .....	6
2	Stand der Arbeiten .....	9
2.1	Übersicht und Meilensteine .....	9
2.2	Ergebnisse der Arbeitspakete der zweiten Projektphase von SoLAR .....	10
2.2.1	AP 7: Anpassung Anlage Pilotliegenschaft .....	10
2.2.2	AP 8: Ausrüstung ONT und Lieferbezugszähler .....	11
2.2.3	AP 9: Intelligente Messsysteme iMSys .....	11
2.2.4	AP 10: MSR-Technik .....	12
2.2.5	AP 11: Umsetzung Regelkonzept II (Verfeinerung) .....	13
2.2.6	AP 12: Programmierung und Inbetriebnahme .....	16
2.2.7	AP 13: Kontrollierter Betrieb .....	17
2.2.8	AP 14: Virtueller Demonstrator II (Erweiterung) .....	17
2.2.9	AP 15: Stabilitätsnachweis II (real + in-the-loop) .....	21
2.2.10	AP 16: Bilanzierung, Preise und Entgelte II (Details) .....	23
2.2.11	AP 17: Sensitivität und Wirtschaftlichkeit II (Details) .....	30
2.2.12	AP 18: Virtueller Bilanzkreis .....	33
2.2.13	AP 19: Technische Spezifikation .....	33
2.2.14	AP 20: Vertragsgestaltung .....	33
3	Bestätigung des koordinierenden Projektpartners .....	33

## 1 Projektkoordination und Kooperationspartner

Vertragspartner des Projektes sind aktuell:

- International Solar Energy Research Center (ISC) Konstanz – Implementierung, Projektkoordination
- European Institute for Energy Research (EIFER), Karlsruhe – Simulative Verifizierung
- ALET Immobilienbesitz / Kaufmann Bau, Oberstation – Eigentümer und Bauherr der Liegenschaft

Assoziierte Partner:

- Easy Smart Grid (ESG), Karlsruhe – Technologie für dezentrales Energiemanagement
- Weider, Hardt (Österreich) – flexible Wärmepumpen
- Energiedient, Rheinfelden – Quartierstrom, Contracting BHKW und PV-Anlagen
- Stadtwerk Haßfurt – Energieversorger, Netzbetreiber
- BSH Hausgeräte, Giengen an der Brenz – intelligente Hausgeräte
- Stadtwerke Trier – Energieversorger, Netzbetreiber
- Energiewerkstatt, Hannover – flexible BHKW

Sonstige Partner werden im Zwischenbericht nicht gesondert gelistet und sind teilweise den Logos auf dem Deckblatt zu entnehmen.

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

### 1. Jour Fixe Demonstration

Einmal wöchentlich stimmen das ISC und das EIFER sich mit ESG über die Umsetzung der SoLAR-Technologie im Virtuellen Demonstrator und in den realen Geräten der Liegenschaft ab. Die Algorithmen für das dezentrale Energiemanagement werden von ESG gestellt und durch die Partner umgesetzt und geprüft und gemeinsam optimiert.

### 2. Jour Fixe Liegenschaft

Vertreter von ESG, ISC und Kaufmann Bau treffen 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 besprechen die energiewirtschaftlichen Partner des Projektes mit dem Projektkoordinator mögliche Geschäftsmodelle und machen Vorschläge für die Nutzung bzw. Anpassung der Regulierung für ein auf regenerativen Energien basierendes Energiesystem mit Echtzeitpreisen.

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.

Projektkoordinator im Auftrag des ISC Konstanz: Stefan Werner, [stefan.werner@easysg.de](mailto:stefan.werner@easysg.de)  
Projektverantwortlicher beim ISC Konstanz: Dr. Kristian Peter, [kristian.peter@isc-konstanz.de](mailto:kristian.peter@isc-konstanz.de)  
Projektverantwortlicher bei EIFER: Dr. Enrique Kremers, [enrique.Kremers@eifer.uni-karlsruhe.de](mailto:enrique.Kremers@eifer.uni-karlsruhe.de)  
Projektverantwortlicher bei Kaufmann Bau: Peter Kaufmann, [p.kaufmann@kaufmannbau.com](mailto:p.kaufmann@kaufmannbau.com)

Weitere Autoren:

Samrat Bose, EIFER, [samrat.Bose@eifer.uni-karlsruhe.de](mailto:samrat.Bose@eifer.uni-karlsruhe.de)  
Manuel Eising, EIFER, [manuel.eising@eifer.uni-karlsruhe.de](mailto:manuel.eising@eifer.uni-karlsruhe.de)  
Adrian Minde, ISC, [adrian.minde@isc-konstanz.de](mailto:adrian.minde@isc-konstanz.de)

### **1.1 Neue assoziierte Partner**

Nachdem am Anfang der Phase 2 bereits die Energiedienst AG, das Stadtwerk Haßfurt und die BSH Hausgeräte GmbH als assoziierte Partner gewonnen werden konnten, sind 2020 die Stadtwerke Trier und die Energiewerkstatt® Gesellschaft für rationelle Energie mbH & Co. KG als assoziierte Partner beigetreten.

Die Stadtwerke Trier begleiten 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 mit einem zellulären Netz beschäftigt, das über ein Echtzeitpreissystem, wie es in SoLAR demonstriert wird, koordiniert werden könnte.

Die Energiewerkstatt berät und unterstützt die Partner bei der Integration des BHKW in das Energiesystem und bei der Auswertung der Betriebsdaten. Zudem ist geplant, nach erfolgreicher Steuerung des BHKW über einen externen Controller, den Controller-Algorithmus für das Energiemanagementsystem direkt in der Steuerung des BHKW zu integrieren.

### **1.2 Weitere neue Projektpartner**

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

Das Munich Center for Technology in Society (MCTS) der TU München hat SoLAR als Beispielprojekt für sein Projekt SCALINGS ausgewählt. SCALINGS ist ein interdisziplinäres Forschungsprojekt, das die Potentiale und Beschränkungen von „Co-Creation“-Prozessen in ganz Europa untersucht. Dabei geht 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, wird 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 wird das MCTS zusätzlich Interviews mit den Bewohnern der Liegenschaft

führen, um die Akzeptanz des Projektes und Wünsche und Anregungen zur Verbesserung im Detail besser zu verstehen.

Das Robotics Innovation Center des Deutschen Forschungszentrums für künstliche Intelligenz (DFKI) in Bremen arbeitet mit ESG zusammen in vom BMWi unterstützten Projekt FUSE (Future Smart Energy) an der Weiterentwicklung der Controller-Algorithmen für dezentrales Energiemanagement auf Basis künstlicher Intelligenz (KI). Für SoLAR hat das DFKI eine Auswertung des netzstabilisierenden Effektes der Steuerung von Kühl- und Gefriergeräten gemacht, siehe dazu Abschnitt 2.2.9.

Der Think Tank „Regulatory Assistance Project“ (RAP)<sup>®</sup> aus Brüssel, Zweigstelle Berlin, und der Energieversorger N-ERGIE aus Nürnberg sind an einer Mitarbeit bei der Gestaltung eines zukünftigen Energiesystems auf der Basis von Echtzeitpreisen (siehe Abschnitt 2.2.10) interessiert. Gespräche zum Energiesystem wurden außerdem u.a. mit dem Verband kommunaler Unternehmen (VKU), Berlin, dem Bündnis Bürgerenergie e.V., Berlin, 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 2.2.11) 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 ca. 1 Euro in der Großserienproduktion geschätzt. Im Rahmen des Förderprogrammes INPUT 2 des Landesumweltministeriums wird die Hochschule Offenburg im Rahmen des IntLOG Projektes zur Installation eines intelligenten Lademanagements für Elektrofahrzeuge auf dem Hochschulcampus die Basistechnologie für das PLC-System gemeinsam mit ESG entwickeln.

### **1.3 Datenerhebung und Einbezug der Bewohner**

Aus Anlass der Aufrichtung der Häuser und des bevorstehenden Einzugs der ersten Bewohner wurde ein ausführliches Informations- und Beteiligungsprogramm für die zukünftigen Bewohner umgesetzt. Dazu wurde eine Broschüre und eine Informationsschrift erstellt und alle Bewohner in persönlichen Gesprächen durch den Projektkoordinator beraten. Durch den Bauherrn 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 1 in der Übersicht.

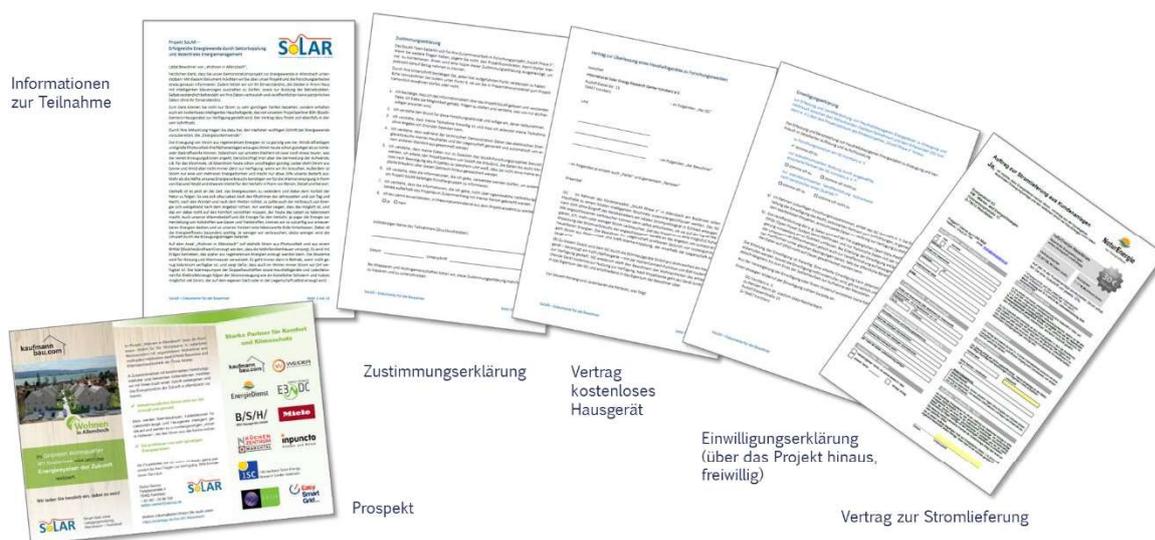


Abbildung 1: Unterlagen und Verträge für die Bewohner

Die Resonanz der Bewohner auf das Projekt ist sehr positiv. Alle sind zu einer Beteiligung bereit und beziehen ihren Strom aus dem angebotenen Tarif. 6 Bewohner haben in eine namentliche Nennung in Präsentationsmaterial zum Projekt eingewilligt. Alle zukünftigen Eigentümer der Doppelhaushälften mit Wärmepumpe lassen ihre Wärmepumpe im Rahmen des Projektes netzdienlich steuern. Ca. 80% der zukünftigen Bewohner haben eingewilligt, ihre Haushaltsgeräte netzdienlich steuern zu lassen und das Angebot von BSH angenommen. Aktuell sind 36 steuerfähige Haushaltsgeräte registriert – neben Kühl-/Gefrierkombinationen sind dies Geschirrspülmaschinen, Herde, Waschmaschinen und Trockner.

2021 sind neben den in Abschnitt 1.2 genannten Interviews durch das MCTS weitere Informationsveranstaltungen für die Bewohner geplant. Dabei sollen auch erste Daten visualisiert werden. Vorab ist natürlich der Zugang zum Haus/Gebäude zur Herstellung der Kommunikationsschnittstellen und zur Inbetriebnahme der intelligenten Steuerung durch das ISC notwendig.

#### 1.4 Veröffentlichungen und Foren

Das Projekt SoLAR und die jeweils aktuellen Ergebnisse wurden 2020 zu verschiedenen Anlässen präsentiert. Eine Auswahl der wichtigsten Veranstaltungen:



- 09.01.2020: Präsentation im Hause Energiedienst, Diskussion zukünftiger Anwendungen
- 13.01.2020: Vorstellung beim Klimaschutzbeauftragten der Stadt Konstanz, zukünftige Anwendungen
- 30.01.2020: Vorstellung von SoLAR als Vorlage für ein Energiekonzept in Allensbach-Kaltbrunn
- 13.-14.02.2020: Präsentation und Ausstellung auf dem Kongress „Energieautonome Kommunen“, Freiburg (siehe Abbildung 2)
- 15.02.2020: Vorstellung von SoLAR auf der Mitgliederversammlung des CO2-Abgabe e.V. in Freiburg
- 17.02.2020: Interview mit dem Wuppertal Instituts für Klima, Umwelt, Energie
- 28.02.2020: Erstellung eine Online-Tutorials zu SoLAR mit Schäffler Sinnogy, 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
- 08.07.2020: Öffentliches Partnertreffen „SoLAR goes LIVE“ mit Vortragsvideos auf Internetseite
- 10.07.2020: Vorstellung bei der Expertendiskussion 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
- 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 RAP, Berlin, Besprechung mögliche assoziierte Partnerschaft
- 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, Besprechung mögliche assoziierte Partnerschaft
- 18.11.2020: Austausch mit Stadtwerk Haßfurt und Bayernwerk zu lokalen Energiegemeinschaften
- 19.11.2020: Präsentation von SoLAR 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

Wichtige Dokumente und Links sind veröffentlicht unter: <https://solarlago.de/solar-allensbach/>.



Abbildung 2: 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)

## 2 Stand der Arbeiten

Die folgenden Abschnitte geben eine Übersicht über den Stand der Arbeiten bis Ende 2020.

### 2.1 Übersicht und Meilensteine

Eine Übersicht über den aktuellen Stand der Arbeiten und die Planung gibt Abbildung 3.

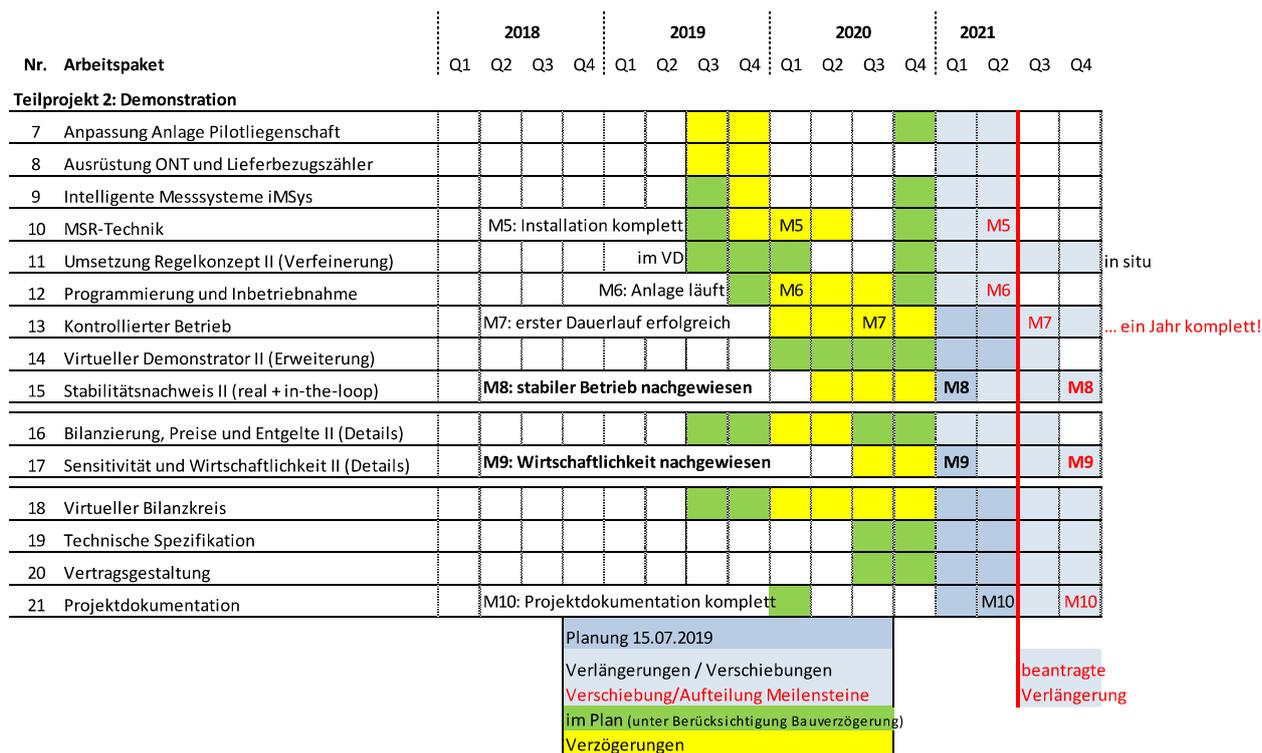


Abbildung 3: Projektplan SoLAR, Stand Dezember 2020

Während die vom Baufortschritt unabhängigen Arbeitspakete AP 11 (Umsetzung Regelkonzept), AP 14 (Virtueller Demonstrator), AP 19 (technische Spezifikation) und AP 20 (Vertragsgestaltung) im Plan sind, 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 können dementsprechend erst jetzt durchgeführt werden. Die Arbeitspakete zur Programmierung und Inbetriebnahme AP 11 bis AP 13 verzögern 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) sowie 18 (virtueller Bilanzkreis) verzögern sich in der Konsequenz ebenfalls. Die Meilensteine M8 (Nachweis stabiler Betrieb) und M9 (Nachweis der Wirtschaftlichkeit) können deshalb nicht mehr innerhalb der geplanten Projektlaufzeit

bis zum 15.07.2021 erreicht werden. Es wird deshalb eine Verlängerung des Projektes zum Jahresende beantragt. Optimalerweise sollten noch länger Daten aufgenommen werden, da erst im 3. Quartal 2021 mit dem Vollbetrieb aller Komponenten zu rechnen ist und mindestens ein Jahr Dauerbetrieb zur Datenaufnahme gefahren werden sollte.

## 2.2 Ergebnisse der Arbeitspakete der zweiten Projektphase von SoLAR

Im Folgenden werden die bis Ende 2020 erreichten Fortschritte in den definierten Arbeitspaketen des Projektes dokumentiert.

### 2.2.1 AP 7: Anpassung Anlage Pilotliegenschaft

Aufgrund von Verzögerungen im Baufortschritt konnte die Installation und technische Einbindung der Wärmepumpen und des BHKW nicht wie geplant in 2020 abgeschlossen werden. Alle Geräte sind inzwischen installiert und die wesentlichen Fluid-Anschlüsse hergestellt. Beim BHKW fehlt noch der Anschluss an die Gasversorgung, bei den Wärmepumpen ist die Sole-Ringleitung zur Versorgung mit Quellwärme aus dem Grundwasser noch nicht in Betrieb. Da die Installation der Elektrotechnik und der Internetanschluss erst im ersten Quartal 2021 fertiggestellt werden, können die Wärmeerzeuger auch erst in diesem Zeitraum in Betrieb gehen.

Abbildung 4 zeigt den Baufortschritt der Liegenschaft Ende September. Inzwischen sind alle Häuser aufgerichtet und die ersten Doppelhaushälften (im Vordergrund) bewohnt. Der Einzug aller Bewohner soll bis Anfang Juli 2021 abgeschlossen sein.



Abbildung 4: Baustelle und bezogene Häuser am 30. September 2020

### 2.2.2 AP 8: Ausrüstung ONT und Lieferbezugszähler

Der zentrale Lieferbezugszähler für die Kundenanlage wird erst im 1. Quartal 2021 geliefert und kann dann erst in das Regelsystem von SoLAR eingebunden werden. Da die Liegenschaft einen eigenen Abgang in der Ortsnetzstation hat, kann für die Demonstration auf eine Installation einer zusätzlichen Messung am Ortsnetztrafo (ONT) verzichtet werden.

Im Laufe des Projektes hat sich 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 SoLAR auf herkömmlichen Weg über Ethernet und Internet statt, siehe Abschnitt 2.2.4. Perspektivisch wird eine neuartige PLC-Kommunikation der Preissignale favorisiert, die aktuell mit der Hochschule Offenburg entwickelt wird. Siehe dazu auch Abschnitt 1.2.

### 2.2.3 AP 9: Intelligente Messsysteme iMSys

Um das zur Schwarmsteuerung notwendige Preissignal des Balance Indicator zu bilden, ist die Normierung der gemessenen Leistung am jeweiligen Netzknotenpunkt notwendig. Hierzu wurde 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 notwendigem unteren Sekundenbereich. Leider ist die lokale Bereitstellung der Netzstandsgrößen über die HAN Schnittstelle des SMGW derzeit noch nicht ausgereift, weshalb entschieden wurde, in einem ersten Schritt die zentrale Cloudinfrastruktur der Discovery GmbH zu nutzen. Um dem Gedanken der dezentralen Schwarmsteuerung in Zukunft gerecht zu werden, wird die Einbindung dieser vom Internet unabhängigen HAN Schnittstelle im weiteren Verlauf des Projektes jedoch weiterhin verfolgt.



Abbildung 5: Intelligente Messsysteme und Bildung des Balance Indicator in der Liegenschaft

Abbildung 5 zeigt 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 2.2.10.

#### 2.2.4 AP 10: MSR-Technik

Alle Komponenten für die MSR-Technik wurden bestellt und liegen inventarisiert am ISC Konstanz vor. Benötigte Software wird derzeit auf die Geräte aufgespielt und konfiguriert. Notwendige Schnittstellen, um beispielsweise über die zu installierenden Smart Meter Gateways (SMGW) von Discovery an notwendige Netzzustandsgrößen der Haushaltsebene zu gelangen, wurden identifiziert und größtenteils getestet in das Softwareframework des ISC Konstanz eingebunden. Die Installation der für die Projektdurchführung zusätzlich benötigten elektrischen Komponenten in der Liegenschaft wurde mit der Elektroplanung abgesprochen. Die Installation der Elektrik konnte jedoch nicht wie geplant in 2020 fertiggestellt werden. Eine Inbetriebnahme der MSR-Systeme ist deshalb noch nicht erfolgt und M5 wird erst 2021 erreicht werden.

Abbildung 6 zeigt schematisch den Aufbau des MSR-Systems der Liegenschaft. Zur Bildung der Preissignale (Balance Indicator, BI) und zur Steuerung der Geräte (Markierung „C“ = Controller) werden Kunbus RevPi Microcontroller eingesetzt, die über ein lokales Ethernet miteinander verbunden sind und die Netzzustandsdaten an wichtigen Netzknoten aus den SMGW auslesen.

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

Ladepunkte für Elektrofahrzeuge werden wahrscheinlich über Ethernet und Modbus TCP angesprochen. Das Ladesystem ist noch in der Festlegung.

Die Kommunikation mit den steuerbaren Haushaltsgeräten erfolgt über die zentralen Server von HomeConnect (BSH) bzw. Miele@home (Miele) über das Internet. Die Hausgeräte sind dabei über WLAN angebunden, die Microcontroller direkt über Kabel.



Abbildung 6: Aufbau und Schnittstellen der MSR-Technik in der Liegenschaft

## 2.2.5 AP 11: Umsetzung Regelkonzept II (Verfeinerung)

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 7 ist die netzdienliche Verschiebung der Betriebszeiten aller Geräte und der Leistungsmodulation des BHKW an zwei Tagen im Sommer im Vergleich zum rein wärmegeführten Betrieb gut zu erkennen. Aus der Residuallast am Netzanschluss der Liegenschaft wird ein Balance Indicator (BI) gebildet, der von den Geräten als Preissignal interpretiert wird. Hoher BI = Strom-Überschuss = niedriger Preis, niedriger BI = Strom-Mangel = hoher Preis.

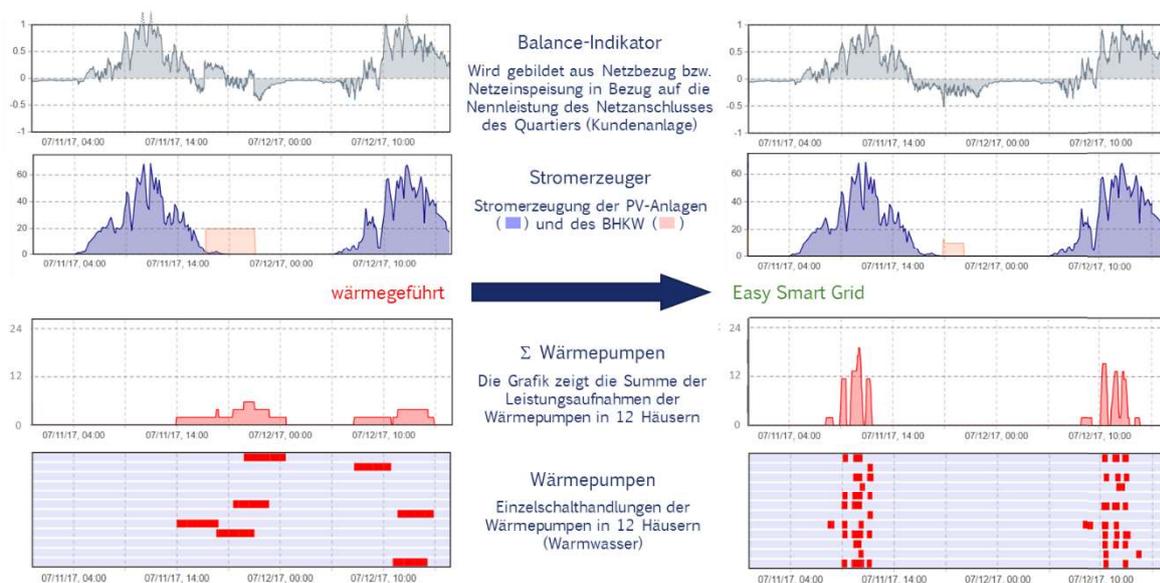


Abbildung 7: Steuerung von BHKW und Wärmepumpen über den Balance Indicator, 2 Tage im Sommer

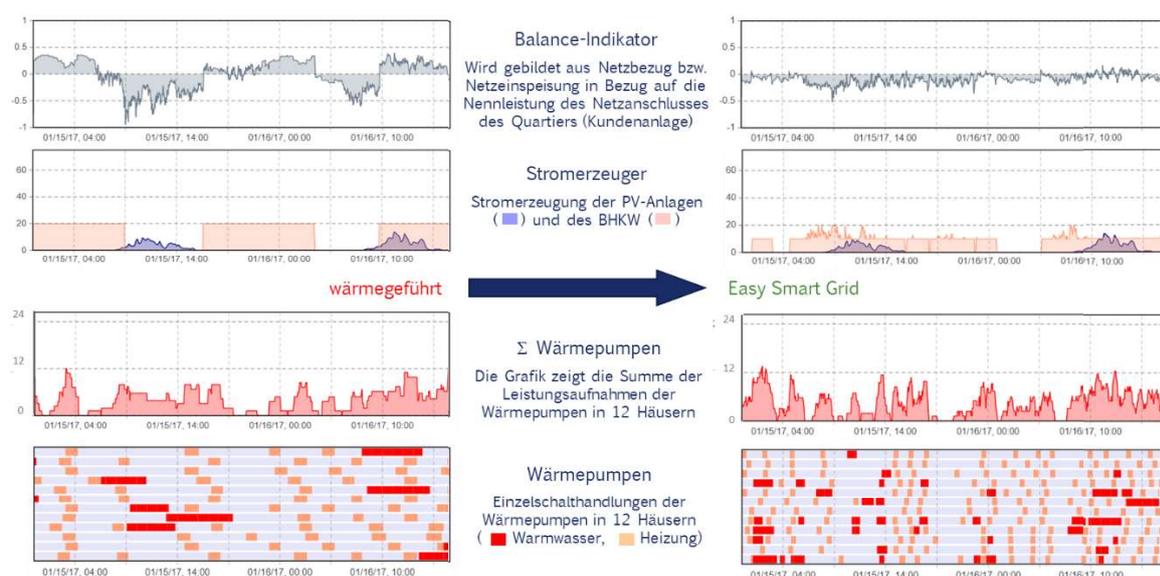


Abbildung 8: Steuerung von BHKW und Wärmepumpen über den Balance Indicator, 2 Tage im Winter

Die Wärmepumpen verschieben ihren Betrieb in Zeiten maximaler PV-Erzeugung und reagieren instantan auf Wolkenzug – ohne die Notwendigkeit einer Wetterprognose. 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 8 zeigt das Verhalten der Wärmeerzeuger im Winter. Durch den hohen Wärmebedarf können die Wärmeerzeuger ihre Flexibilität voll ausnutzen und die Netzbelastung minimieren.

Zur Prüfung der Leistungsfähigkeit des Regelkonzeptes wurde 2020 eine nachträgliche Optimierungsberechnung mit einem „allwissenden“ MILP-Solver durch einen Praktikanten von 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.

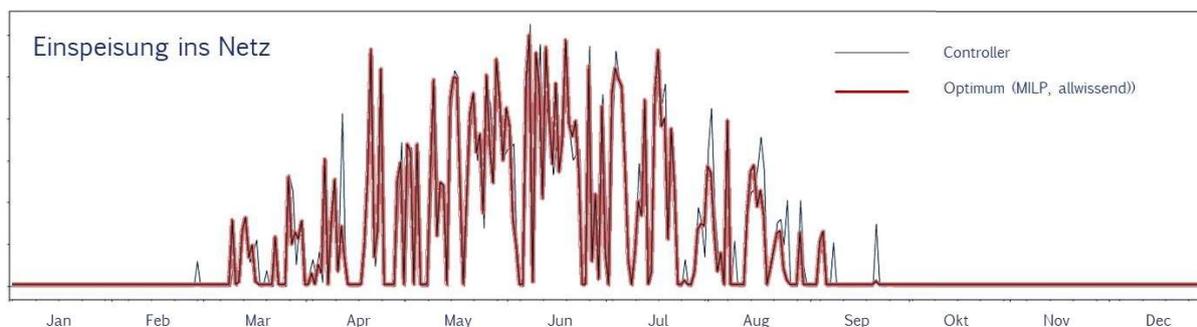


Abbildung 9: Vergleich der Leistungsfähigkeit des Controllers mit einem „allwissenden“ Solver

Wie in Abbildung 9 zu erkennen ist, besteht noch Optimierungspotential in der Übergangszeit, was an höheren Einspeiseraten ins Netz im Vergleich zum allwissenden Solver erkennbar ist. Sie entstehen durch starke Unterschiede im Wärmebedarf nachts und tagsüber, die vom Controller 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.

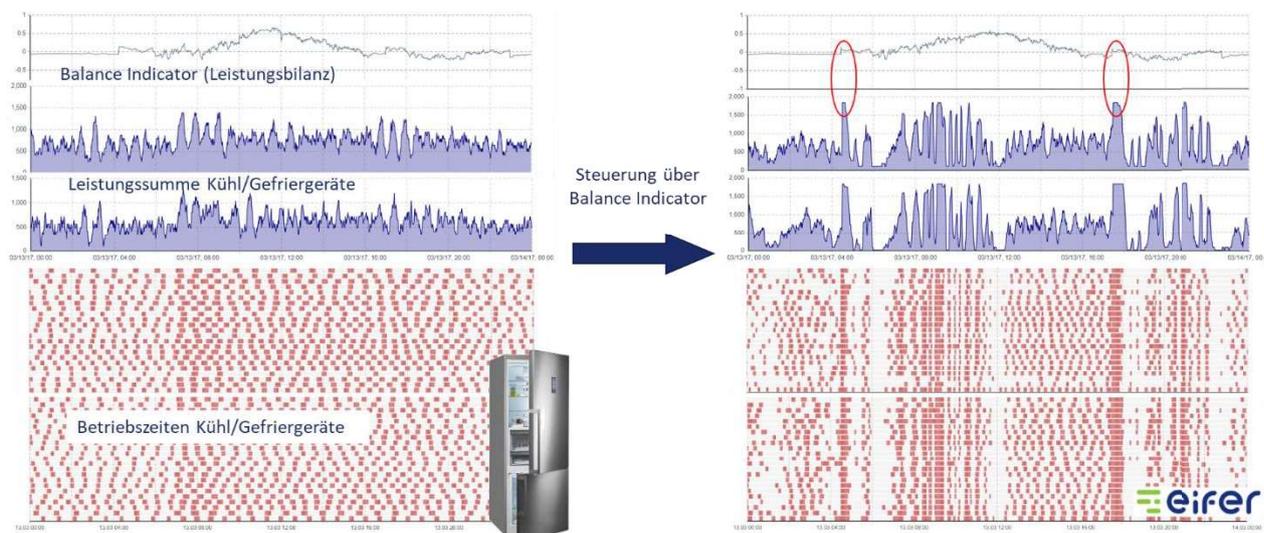


Abbildung 10: Vergleich der Betriebszeiten von Kühl- und Gefriergeräten in den Haushalten der Liegenschaft ohne und mit Controller für dezentrales Energiemanagement

Die Geräte verschieben ihre Betriebszeiten so, dass aggregiert eine deutliche 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 makroskopisch (siehe Abbildung 10) als auch mikroskopisch (siehe auch Abschnitt 2.2.9). In der Abbildung 10 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.

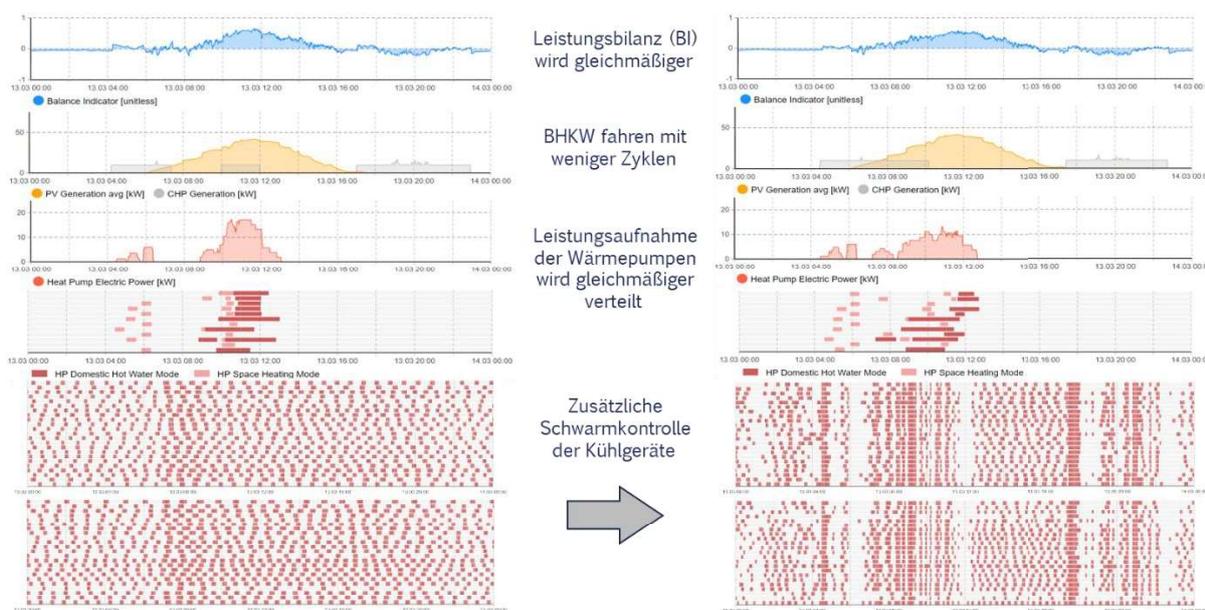


Abbildung 11: Einfluss der Steuerung von Kühl- und Gefriergeräten auf das Verhalten flexibler Wärmerezeuger

Abbildung 11 zeigt, dass auch das netzdienliche Verhalten der Wärmeerzeuger durch die Glättung des BI optimiert wird. Die Netzbelastung wird gleichmäßiger in ihrem Tagesrhythmus, die Betriebszeiten werden stärker entzerrt, die Schaltzyklen insbesondere des BHKW, werden verringert.

Die Algorithmen zur Steuerung der flexiblen Verbraucher und Erzeuger wurden im Weiteren vom assoziierten Partner Easy Smart Grid (ESG) nochmals überarbeitet und verbessert. Die Nutzung von Prozessflexibilität (z.B. Geschirrspüler, Elektroladen) ist nun möglich und wird in die Simulation eingebunden. Abbildung 12 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 später, schließt den Prozess aber rechtzeitig vor dem vorgegebenen Endzeitpunkt ab.

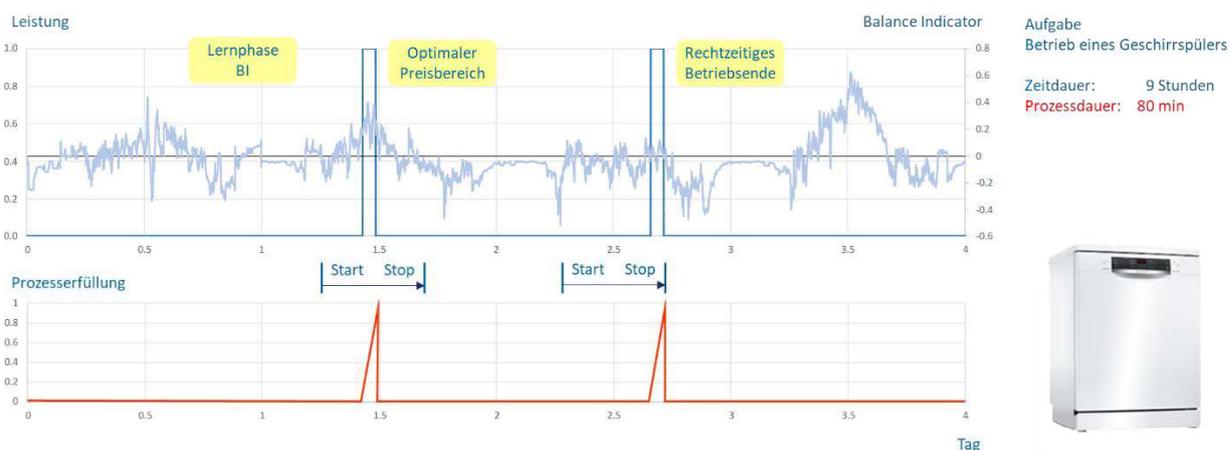


Abbildung 12: Netzdienliche Steuerung einer Geschirrspülmaschine mit dem Balance Indicator

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 wird 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 Abschnitte 2.2.6 und 2.2.8).

## 2.2.6 AP 12: Programmierung und Inbetriebnahme

Der aktuelle Controller-Algorithmus für alle Flexibilitätstypen von Verbrauchern und Erzeugern wurde für die Einbindung in die auf Java OSGi basierende „seal“-Plattform des ISC Konstanz programmiert. Der Virtuelle Demonstrator des EIFER wurde als Standalone-Version umgesetzt, die von externen Nutzern ohne das Anylogic-Basissystem genutzt werden kann. Die Controllerfunktionen werden über eine definierte API in den virtuellen Demonstrator eingebunden und ermöglichen eine detaillierte virtuelle Umgebung für Tests weiterer Softwarekomponenten der Projektpartner (siehe auch Abschnitt 2.2.8). Für den virtuellen Demonstrator wurde ein Server durch das EIFER beschafft und getestet, der in der Liegenschaft aufgestellt werden soll, um Messdaten aufzunehmen und zugleich

reale Liegenschaft und virtuellen Demonstrator in einem Hardware-in-the-Loop-System miteinander verketteten zu können. Hierzu besteht eine enge Absprache zwischen EIFER und dem ISC Konstanz, um die Kommunikation der beiden auf der Programmiersprache Java basierenden Systeme zu spezifizieren.

Mit der Firma Energiewerkstatt, Hannover, als Hersteller des im Projekt eingesetzten BHKW konnte ein weiterer Systemlieferant als assoziierter Partner für das Projekt gewonnen werden. Ziel ist, gemeinsam die Fahrweise des BHKW zu optimieren, Daten zu sammeln und den Controller-Algorithmus vorzubereiten, um zukünftig direkt in der Steuerung des BHKW umgesetzt werden zu können. Gemeinsam mit den Wärmepumpen von Weider werden dann bereits zwei Gerätetypen direkt mit dem Algorithmus für dezentrales Energiemanagement ausgestattet sein.

Die Einbindung weiterer zu steuernder Geräte wird verfolgt. Aktuell befindet sich die Implementierung der IoT Cloudlösung HomeConnect in Zusammenarbeit mit dem assoziierten Partner BSH über eine Masterthesis in Bearbeitung

Für die Einbindung von Ladestationen für Elektrofahrzeuge laufen aktuell Gespräche mit dem assoziierten Partner Energiedienst und seinen Systemlieferanten.

### **2.2.7 AP 13: Kontrollierter Betrieb**

Der kontrollierte Betrieb in der Liegenschaft kann aufgrund der Verzögerungen im Baufortschritt erst ab Q2 2021 durchgeführt werden.

### **2.2.8 AP 14: Virtueller Demonstrator II (Erweiterung)**

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. Ziel ist 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 ESG beige-steuert wird. Folgende Entwicklungsschritte wurden in 2020 durchgeführt:

1. Export des Virtuellen Demonstrators als Standalone-Version.
2. Entwicklung einer API, um extern mit dem Modell zu interagieren zu können und die im Modell generierten Aktionen an reale Geräte (Wärmepumpen, BHKW, Haushaltsgeräte etc. ) weiterzugeben.
3. Anschluss externer Controller-Agenten an das Virtuelle Demonstrator-Modell
4. Entwicklung neuer Agenten: Kühlschranks und Gefrierschranks, inkl. Integration des Controllers
5. Entwicklung neuer Agenten für die Haushaltsgeräte (Geschirrspüler, Waschmaschine, Trockner)
6. Eliminierung der fixen Lastprofile für Haushaltsgeräte und Ansteuerung durch Controller-Agenten.
7. Verbinden des virtuellen Demonstrators mit einer Influx-Datenbank
8. Erweiterung der Simulationsumgebung auf höhere Netzebenen

Die Application Programming Interface (API) wurde so entwickelt, dass die Partner mit der Standalone-Version des Virtuellen Demonstrators interagieren können, ohne sich um die interne Funktionalität des Modells kümmern 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 Steuerungslogik, so dass verschiedene Steuerungsalgorithmen unabhängig vom Virtual Demonstrator entwickelt und getestet werden können, wie in Abschnitt 2.2.5 beschrieben.

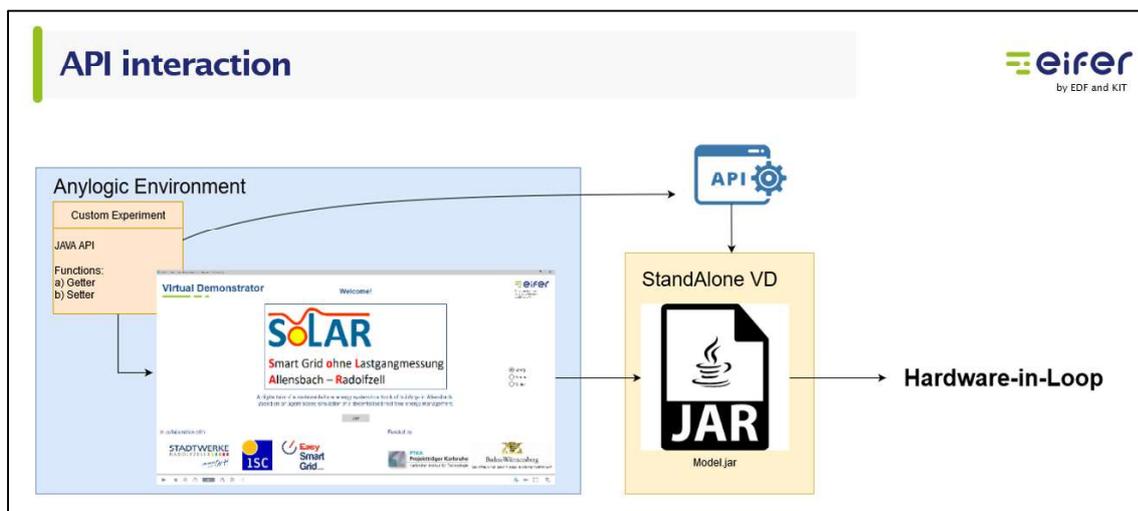


Abbildung 13: Application Programming Interface Interaktion mit der Standalone-Version des Virtuellen Demonstrators

Das Modell des Kühl- bzw. Gefriergerätes ist in Abbildung 14 wiedergegeben. Beide Gerätetypen werden mit dem gleichen Agenten modelliert.

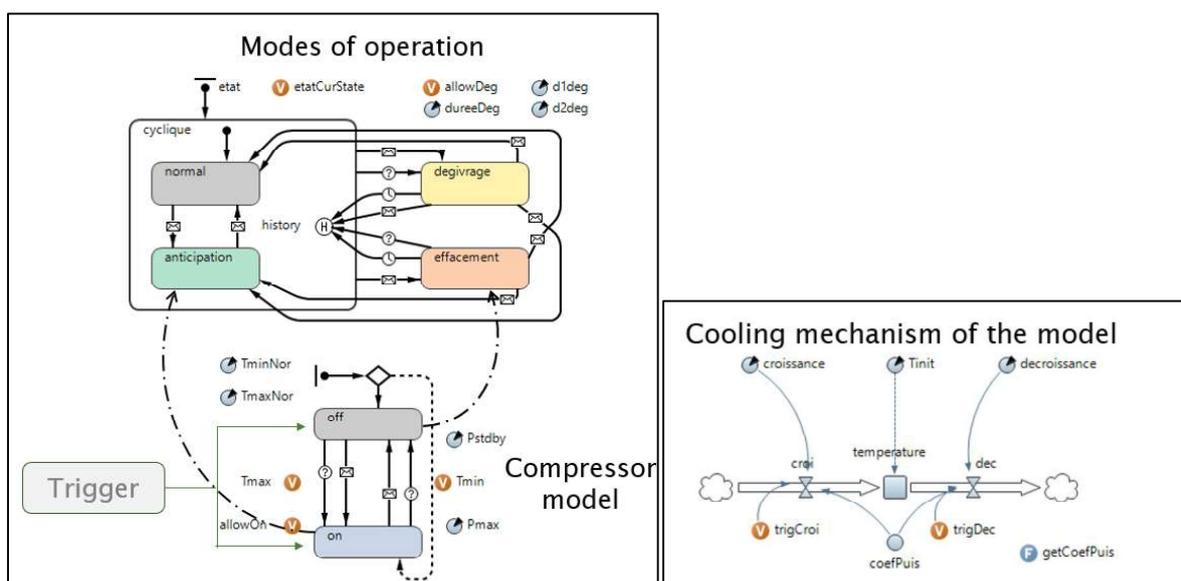


Abbildung 14: Modellentwicklung für Kühl- und Gefriergeräte in Anylogic

Der Unterschied im Betrieb wird durch die Eingangsparameter der Temperaturregelung, d. h. Tmin-Nor (Minimum Normaltemperatur) und TmaxNor (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.

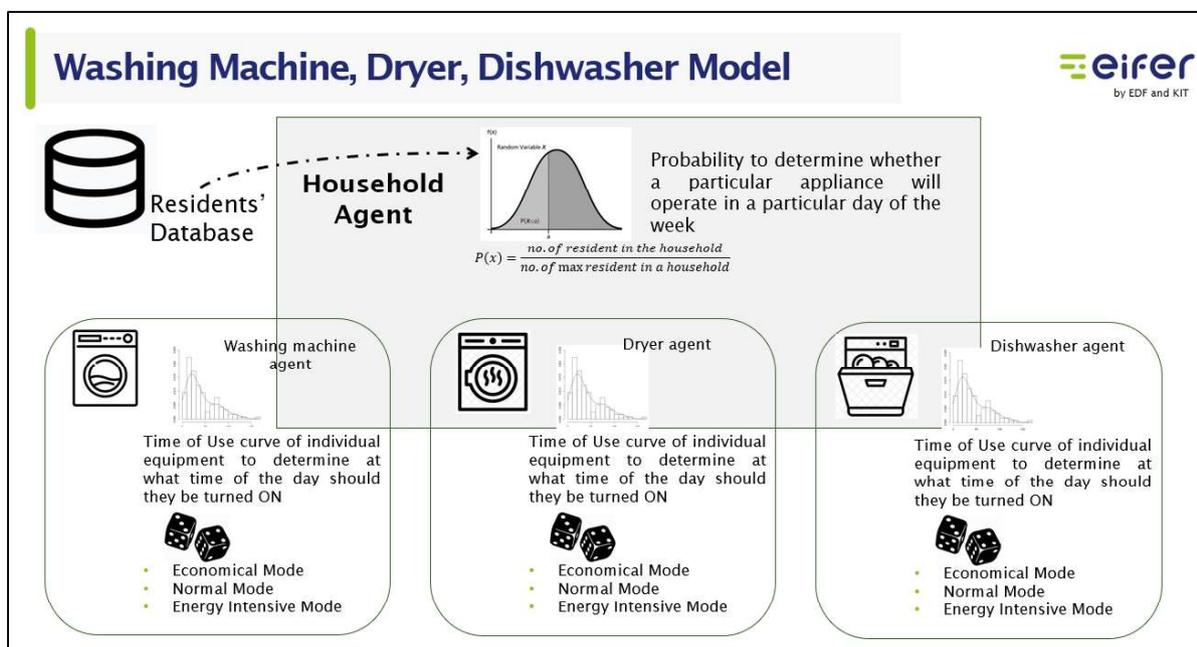


Abbildung 15: Schematische Darstellung der Entwicklung der Agenten für verschiedene Haushaltsgeräte

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 15 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 16 dargestellt sind.
3. Die Betriebsart (niedriger, durchschnittlicher und hoher Verbrauch, siehe Abbildung 17) wird schließlich zufällig ausgewählt, da eine genaue statistische Analyse dieser Vorgänge außerhalb des Projektumfangs liegt.

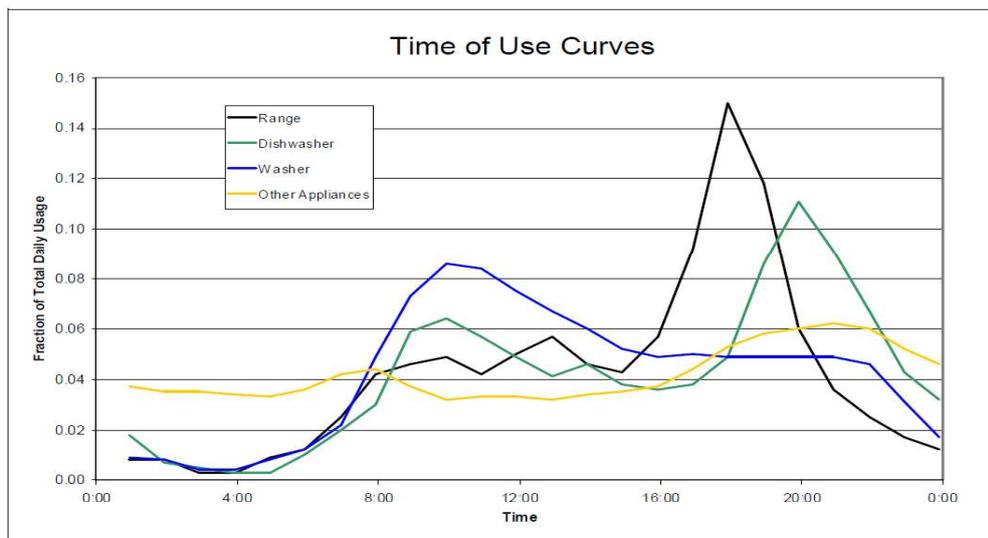


Abbildung 16: Kurven der Nutzungszeiten für verschiedene Haushaltsgeräte [European and Canadian non-HVAC Electric and DHW load profiles for Use in Simulating the performance of Residential Cogeneration Systems]

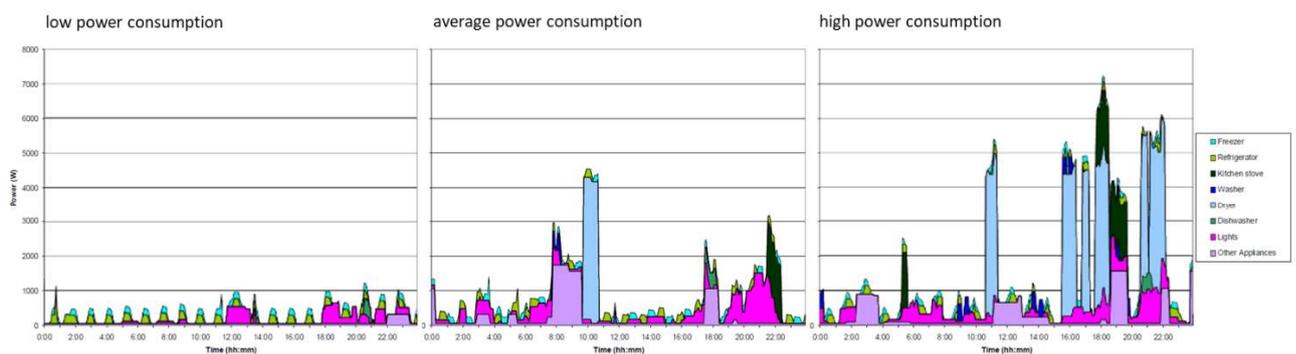


Abbildung 17: Lastprofile von Haushaltsgeräten in unterschiedlichen Modi der Energieintensivität [Quelle: Knight, I, Kreuzer, N, Manning, M, Swinton, M, and Ribberink, H. European and Canadian non-HVAC electric and DHW load profiles for use in simulating the performance of residential cogeneration systemsCanada: N. p., 2007. Web.]

Um das Zusammenspiel der Liegenschaft mit höheren Netzebenen darstellen zu können, wurde mit der Erstellung eines vereinfachten Simulationsmodells begonnen, das in den Virtuellen Demonstrator integriert wird und die Netzumgebung der Liegenschaft (1) auf den Ebenen Niederspannungsbereich des Ortsnetztrafos (2), Verteilnetz in der Mittelspannung (3) und Regelzone in der Hochspannung,

inkl. Frequenzbildung über Trägheiten, abbilden wird, siehe Abbildung 18. Dieses Modell wird zukünftig in den Arbeitspaketen 15 und 17 genutzt, um einerseits die Systemstabilität im Gesamtnetz nachzuweisen und andererseits Aspekte der Preisbildung und Wirtschaftlichkeit in einem Echtzeitenergiemarkt zu untersuchen, siehe Abschnitt 2.2.10 und 2.2.11. 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.

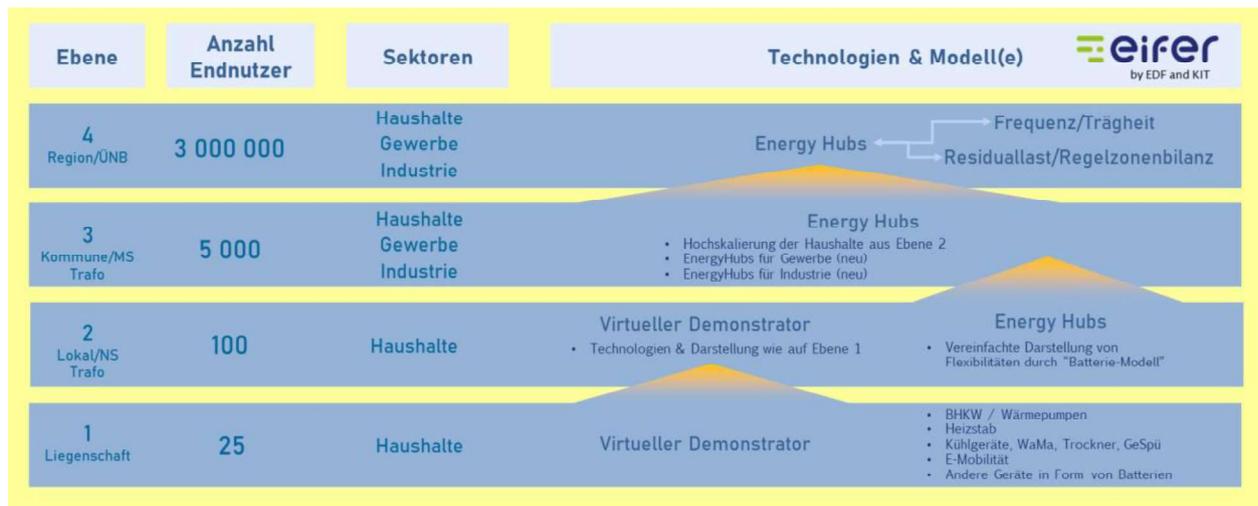


Abbildung 18: Extrapolationskonzept des Virtuellen Demonstrators in höhere Netzebenen.

Begonnen wurde auch die Modellierung von Ladevorgängen von Elektrofahrzeugen. Da für die Liegenschaft noch keine genauen Daten zum Thema Elektroladen vorhanden sind, wird dazu zusammen mit Energiedienst ein Szenario vorbereitet, das auf real gemessenen Ladevorgängen beruhen soll. Dabei werden Daten eines Flottenladesystems von Energiedienst genutzt, um typische Nutzungsdaten abzubilden.

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 in der Liegenschaft aufgestellt werden. Die dazu notwendigen Vorbereitungen wurden durchgeführt. Eine Aufstellung in der Liegenschaft wird erfolgen, sobald diese technisch und pandemiebedingt möglich ist. In der Zwischenzeit ist der Rechner, bis auf die Anbindung an das Liegenschaftsnetz, voll funktionsfähig und per VPN erreichbar. Der Rechner wird so bereit jetzt einen einfacheren Daten- und Modellaustausch zwischen EIFER und ISC erlauben, da beide Partner direkten Zugriff auf ihn haben und somit auf einer gemeinsamen Plattform Modelle und Daten verwerten und evaluieren können.

### 2.2.9 AP 15: Stabilitätsnachweis II (real + in-the-loop)

Während der Modellierung neuer Flexibilitäten wurden vom EIFER immer wieder Simulationsdurchgänge berechnet, um die netzstützende Wirkung des Regelkonzeptes und seine Stabilität zu untersuchen. Siehe dazu auch Abschnitt 2.2.5. Ein abschließender Stabilitätsnachweis wird erst gegen Ende des Projektes erbracht, wenn alle Flexibilitäten aktiviert und vermessen sind. Erste vielversprechende

Nachweise wurden bereits in Phase 1 des Projektes erbracht, z.B. die stabilisierende Reaktion der Geräte bei plötzlichem Ausfall der PV-Anlage.

Während der Erweiterung des Virtuellen Demonstrators in 2020 wurde vor allem das Verhalten der Kühl- und Gefriergeräte hinsichtlich der Netzstabilität genauer untersucht. Diese Geräte sind in ihrer Flexibilität stark begrenzt; eine stabile netzdienliche Steuerung ist deshalb besonders herausfordernd. Mit Unterstützung des DFKI wurde eine genaue Analyse der Veränderung des BI, der die Residuallast der Liegenschaft repräsentiert, 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.

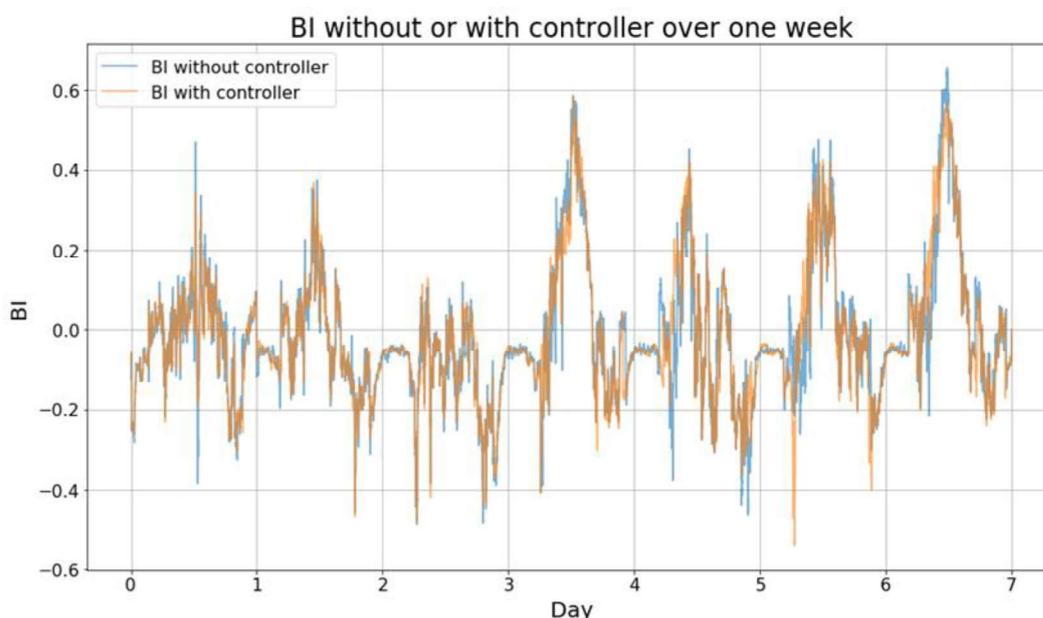


Abbildung 19: Veränderung des Verhaltens des Balance Indicator durch Steuerung von Kühl- und Gefriergeräten.

Auch wenn die Eigenverbrauchsrate durch die netzdienliche Steuerung der Kühl- und Gefriergeräte aufgrund der geringen Leistungsaufnahme der Geräte nur unwesentlich verbessert wurde und der Vergleich der Werte des BI in einer Woche im Frühjahr augenscheinlich keine großen Unterschiede zeigt (Abbildung 19), kann der Beitrag zur Netzstabilisierung deutlich gezeigt werden.

In Abbildung 20 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. Einzig negativer Effekt ist ein kurzzeitiges starkes Minimum am 5. Tag bei geregelterm Betrieb, das aber in der Abweichung von Null geringer ist, als andere positive Extrema.

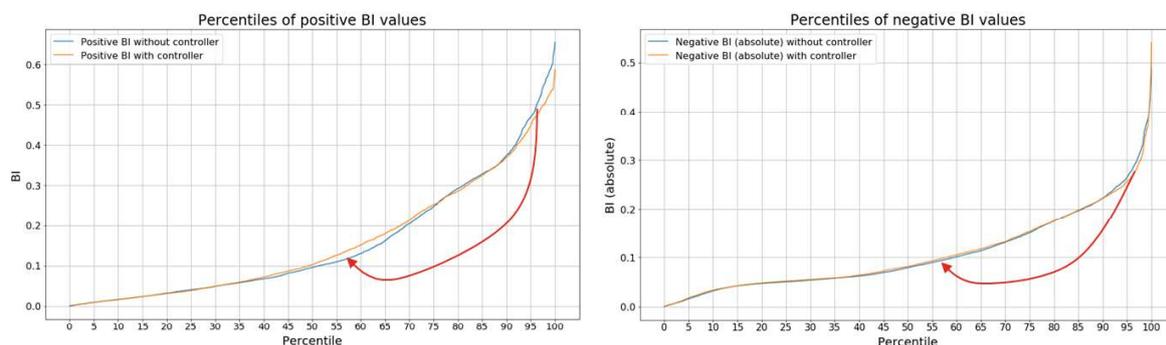


Abbildung 20: Verlagerung des Balance Indicator von extremen zu moderaten Werten durch Energiemanagement

Betrachtet man spezifischer die Veränderung der Abweichung des BI von einem gleitenden Durchschnitt, ist ein noch deutlicherer Effekt erkennbar, siehe Abbildung 21. 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 Primärregelleistung durch fossile Kraftwerke ersetzen könnte.

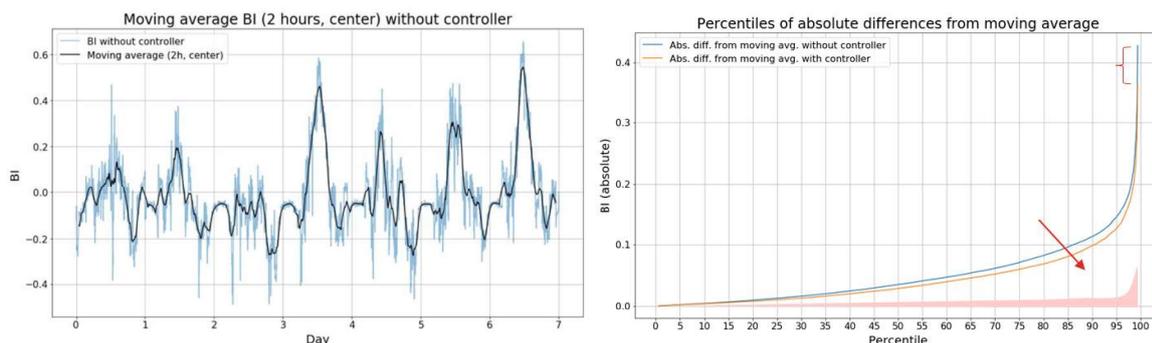


Abbildung 21: Veränderung der Abweichung des Balance Indicator vom 2-Stunden-Durchschnitt

## 2.2.10 AP 16: Bilanzierung, Preise und Entgelte II (Details)

Mit der Veröffentlichung des „Clean Energy Package for all Europeans“ in 2016 fordert 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 steigt Deutschland aus der Atomkraft aus, bis spätestens 2038 aus der Kohleversorgung. Parallel soll bis 2030 ein Erneuerbare Energien Anteil von 65% erreicht werden. 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.

EIFER versucht, die aktuellen Entwicklung des Strommarktdesigns in Deutschland zu beleuchten und die Rolle von dezentralen Flexibilitätsoptionen darzustellen.

Hirth and Ueckerdt (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:

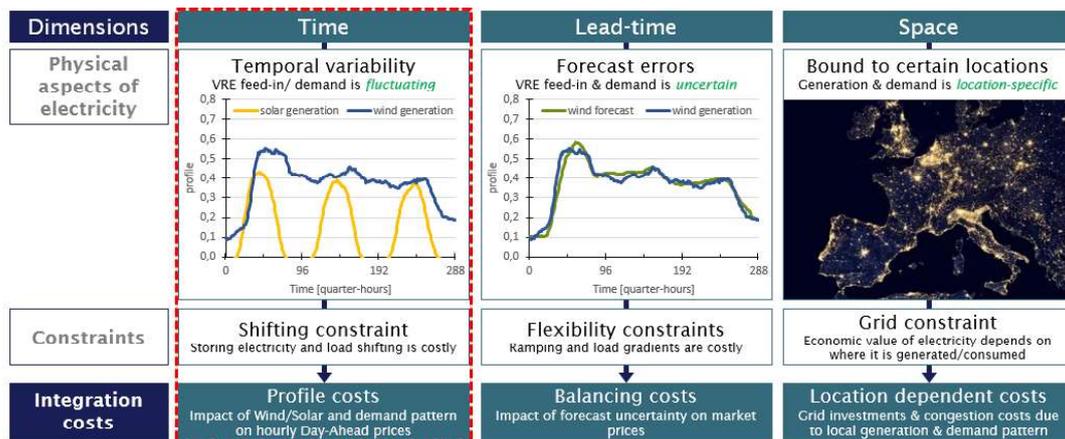


Abbildung 22: Strom als heterogenes Gut (Source: EIFER, basierend auf Hirth and Ueckerdt (2016) und Hirth (2013))

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 Netzengpässe. 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 Tariffe schreitet die Integration dezentraler Energiesystem 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. Für die Analyse neuer Geschäftsmodelle dezentraler Flexibilitätsoptionen fokussiert EIFER sich auf die Rolle von Regelenergiemärkten.

Durch die Umsetzung der European Balancing Guideline befindet sich der Regelenergiemarkt derzeit im Umbruch (Motte-Cortés and Eising, 2019). Wesentliche Änderungen des Regelenergiemarktes in Deutschland unterstützen die Integration dezentraler Anlagen:

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

Diese Treiber lassen deutlich eine Tendenz zu kleineren Teilnahme-Einheiten, vereinfachten Preisverfahren und kürzeren Handelsperioden erkennen. Jedoch betreffen sie lediglich die aktive Teilnahme am Regelenenergiemarkt als Regelenenergieanbieter (engl. balancing service provider). Den Bilanzkreisverantwortlichen fällt nach aktueller Regulierung die Rolle zu, eigene Bilanzkreisabweichungen zu minimieren. Systemdienliche Abweichungen die den Regelenenergieabruf reduzieren würden, werden zwar finanziell angereizt (siehe Abbildung 23), Bilanzkreisvertrag und Stromnetzzugangsverordnung verpflichten jedoch zur Fahrplantageue. In den Niederlanden und Belgien ist dieses sogenannte „Smart Balancing“ erlaubt und wird durch die Bereitstellung von Echtzeitinformationen gefördert (Röben and Haan, 2019).

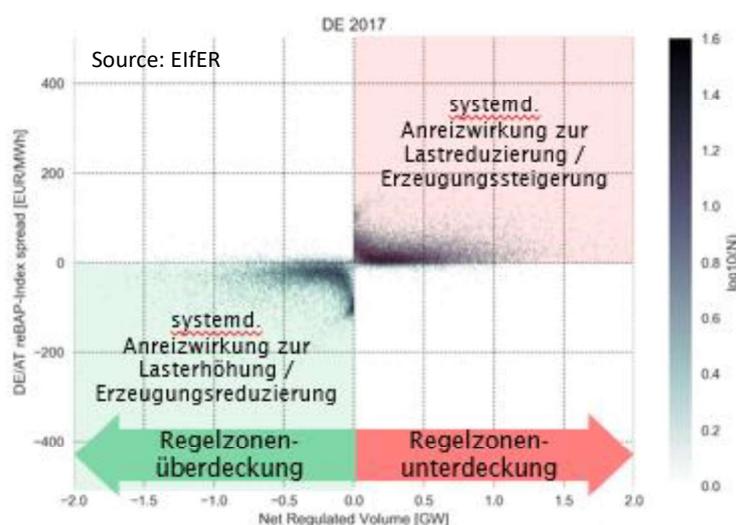


Abbildung 23: Systemungleichgewicht (NRV) und reBAP-Intraday (ID3) Preisunterschied (Quelle: EIFER, basierend auf ENTSO-E transparency data)

Ziel des Arbeitspaketes in Phase 2 von SoLAR ist es, Möglichkeiten für ein Echtzeitpreissystem vorzuschlagen, das die drei Marktdimensionen im Sinne der Umsetzung in einem dezentralen Energiesystem mit maximaler Beteiligung flexibler Prosumer einbezieht und weiterentwickelt. Das bestehende „Smart Balancing“-Konzept einiger Übertragungsnetzbetreiber kommt dabei der Intention eines Echtzeitmarktes am nächsten. Deshalb untersucht EIFER im Rahmen von SoLAR zusammen mit ESG die Unterstützung eines „Smart Balancing“ Verfahrens auf der Basis von Echtzeitverrechnungspreisen, mit dem Regelenenergie durch systemdienliche Abweichung eines Bilanzkreises vom Fahrplan unterstützt wird. ESG ist hierzu im Gespräch mit allen deutschen Übertragungsnetzbetreibern sowie Tennet und Elia, die das Verfahren in den Niederlanden und Belgien bereits anwenden.

Mit den assoziierten Partnern Energiedienst, Stadtwerk Haßfurt und den Stadtwerken Trier, die neu als assoziierter Partner aufgenommen wurden, wurden zudem verschiedene weitere Märkte und Systemdienstleistungen diskutiert, die mit einem Echtzeitpreissystem unterstützt werden können.

Als ein interessantes Geschäftsmodell wird das Angebot von „Lokalstrom“-Tarifen näher untersucht, 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.

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 24 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, der heute 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.

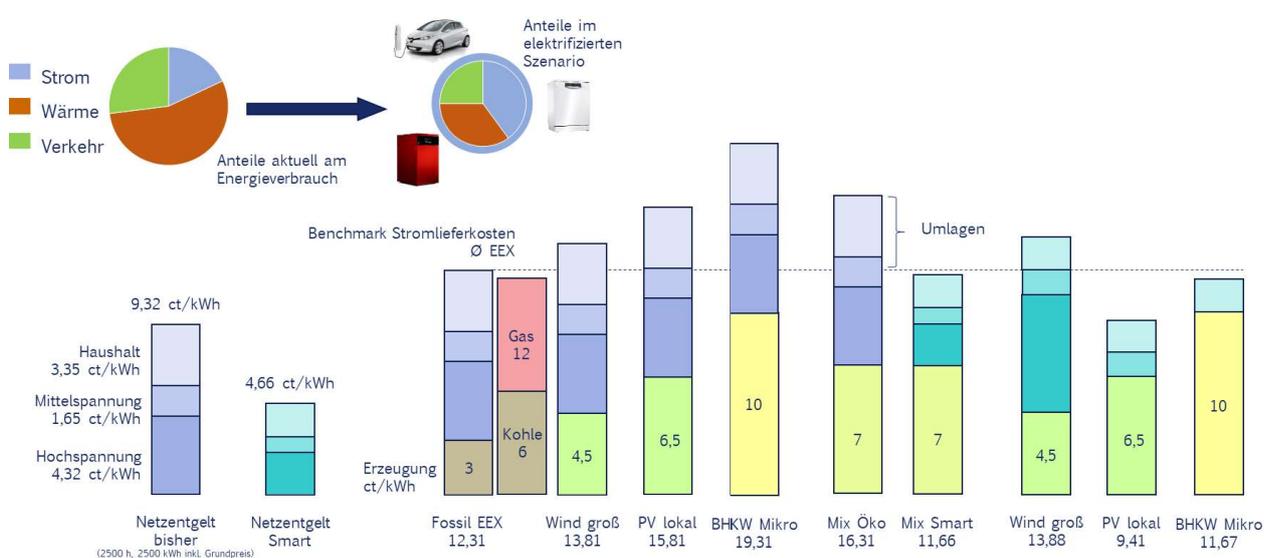


Abbildung 24: Vergleich der Stromlieferkosten aktuell mit einem 100% Erneuerbaren Szenario mit Flexibilitätsmanagement

Die aktuellen 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 müssen aktuell über Umlagen gedeckt werden. 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 die Netzentgelte in Bezug auf die Arbeit in etwa. Die Stromlieferkosten sind nun geschätzt in Summe mit dem Benchmark vergleichbar, der wiederum deutlich unter den Kosten für Strom aus nicht abgeschriebenen fossilen

Kraftwerken liegt. Ordnet man dann noch die Nutzung der Netzebenen den verschiedenen Erzeugungstechnologien zu (rechts in der Abbildung 24), 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.

Zur Integration aller drei oben genannten Marktdimensionen in einem einheitlichen Echtzeitmarkt, wird vorgeschlagen, die Tariffbildung in zwei Komponenten zu splitten (siehe Abbildung 25):

1. Basis-Strompreis: OTC und am Terminmarkt verhandelte Energiepreise der Bilanzkreise reflektieren die Durchschnittskosten der Stromerzeugung und sind die Basis für die Re-Finanzierung und damit verbundene Instrumente (CO<sub>2</sub>-Abgabe, Förderungen, Kapazitätsmärkte etc.). Sie werden verbunden mit einem fixen Netzentgelt, ggf. abhängig von Anschlussleistung und Netzgebiet, und den gesetzlich vorgeschriebenen Umlagen, Steuern etc., die auch möglichst einheitlich für alle Netzanschlüsse sein sollten.
2. Dynamische Tarifkomponente: Echtzeit-Preissignale reflektieren die räumliche und zeitliche Netzsituation mit effektiven Spreizungen ggü. dem Basis-Strompreis und repräsentieren den „Gesamtmarkt“, inkl. Regenergie und lokalem Engpassmanagement.

Die dynamische Tarifkomponente kann sowohl dynamische Strompreise (Energiebalance) als auch dynamische Netzentgelte (lokale Engpassbewirtschaftung) 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.

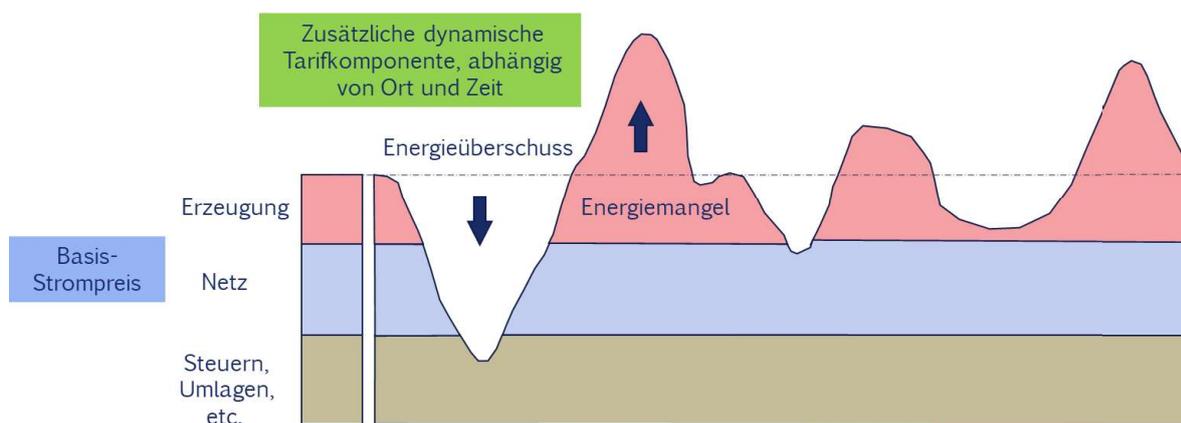


Abbildung 25: Konzept eines zukünftigen Stromtarifs aus Basispreis und Echtzeit-Tarifkomponente

Der Basis-Strompreis ist für alle Netzanschlüsse eines Netzgebietes einheitlich und unterscheidet sich nur durch den Preis für Erzeugung und Vertrieb des Energieversorgers. Komplizierte Regelungen für Netzentgelte und Umlagen werden komplett durch die dynamische Tarifkomponente abgelöst. Energieintensive Industrien können ihre Energiekosten durch netzdienliches Verhalten minimieren, ohne dass z.B. EEG-Umlagen erlassen und dafür privaten Haushalten aufgebürdet werden müssen. Außerdem führt netzdienliches Verhalten so nicht zu erhöhten Netzentgelten wie bisher. Inc Dec Gaming wird verhindert. Es entsteht ein sehr einfaches und gerechtes Tarifsysteem.

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. Aus der Residuallast an der Übergabestation von Hoch- auf Mittelspannung wird ein BI gebildet und im Broadcast an alle Netzanschlüsse übermittelt, so dass flexible Geräte bzw. EMS darauf reagieren können und die Eigenversorgungsrate im Netzgebiet maximieren. Die Abrechnung erfolgt 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 26. Basis ist ein reduziertes Netzentgelt, dass die Vermeidung des Netzentgeltes für die Hochspannungsebene von etwa 4 ct/kWh antizipiert.

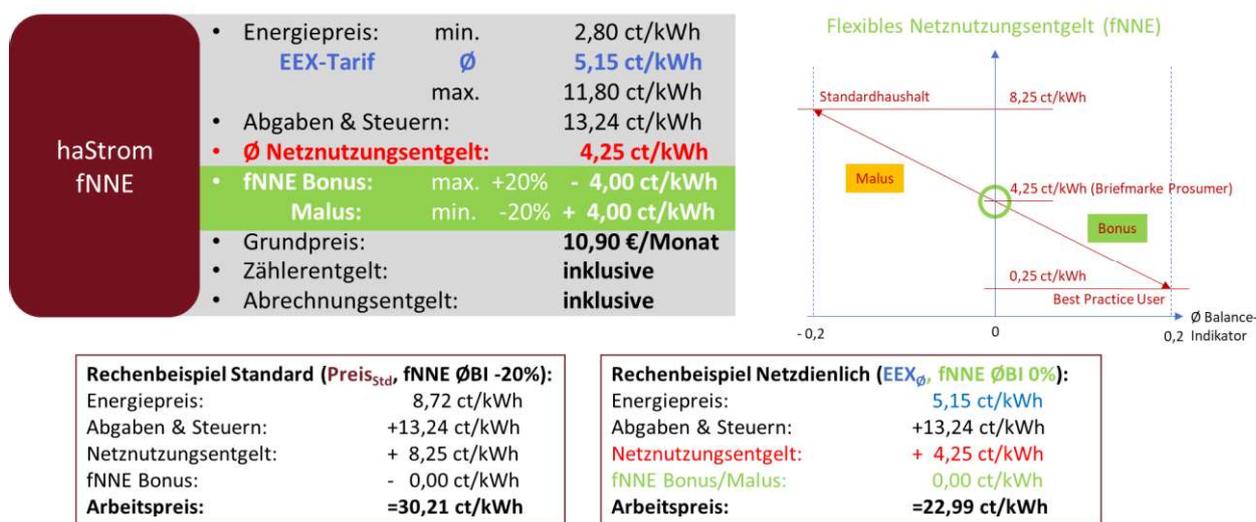


Abbildung 26: Tarifkonzept Stadtwerk Haßfurt mit flexiblem Netznutzungsentgelt

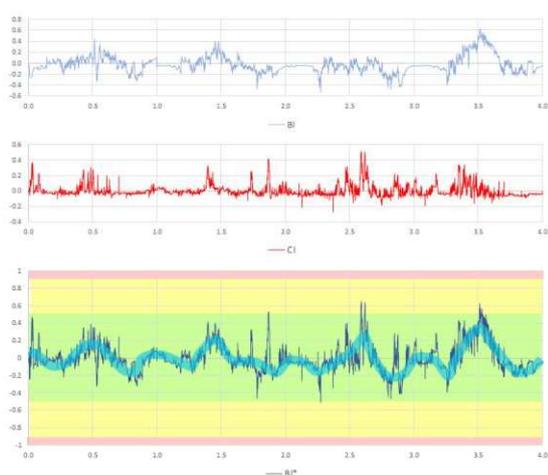
Ist der BI eines Prosumers im Durchschnitt über den Jahresverbrauch größer als Null, hat er mehr zur Erhöhung der Eigenverbrauchsrate beigetragen als andere und erhält einen Bonus. Ist der BI kleiner als Null, wird auf das verringerte Netzentgelt ein Malus aufgeschlagen. Das verringerte Netzentgelt plus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

Geplant ist in Haßfurt zudem, in der Rolle als Energieversorger einen flexiblen Stromtarif in Anlehnung an den Day-Ahead-Preis an der Strombörse mit anzubieten. Die entsprechenden Kunden nutzen einen modifizierten BI, der den aktuellen Strompreis mit berücksichtigt. Im Mittel kann so ein Kunde des Stadtwerkes 7 ct/kWh im Vergleich zu einem Standardtarif einsparen.

Das für die weitere Forschung in SoLAR geplante Tarifmodell ist eine Zukunftsvision und 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. 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.

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, das mit dem BI überlagert wird. Das Balance-Signal wird dadurch nur verändert, wenn im Bereich des Netzanschlusses tatsächlich ein Engpass vorliegt. Abbildung 27 zeigt dazu ein Beispiel.



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 27: 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 Bedeutung hat. Die durch die Reaktion auf den CI vermiedenen Netzkosten werden von VNB und ÜNB wie schon beim BI geeignet als Verringerung des Basis-Netzentgeltes angerechnet. 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 die lokale Eigenversorgung zu erhöhen, siehe auch Abschnitt 2.2.3.

Das zusammengesetzte Preissignal kann 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 außerdem 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 (siehe auch Abschnitt 2.2.11), so dass auch mögliche direkte Eingriffe der Netzbetreiber in kritischen Phasen geplant werden können.

## Quellenangaben:

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).

Motte-Cortés, A. and Eising, M. (2019) 'Assessment of balancing market designs in the context of European coordination', in *2019 16th International Conference on the European Energy Market (EEM)*. *2019 16th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, pp. 1–7. doi: 10.1109/EEM.2019.8916481.

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

### 2.2.11 AP 17: Sensitivität und Wirtschaftlichkeit II (Details)

In diesem Arbeitspaket geht es darum, die Wirkung verschiedener Parameterwerte für die in AP 16 festgelegten Preissignale und Tarifkomponenten zu untersuchen und letztlich geeignete Parameterkombinationen für einen Testbetrieb der Liegenschaft mit einem imaginären Echtzeit-Tariffsystem zu bestimmen. Dazu wird der in Abschnitt 2.2.8 beschriebene erweiterte Virtuelle Demonstrator von EIFER genutzt, um die Sensitivität und Wirtschaftlichkeit des Systems in Abhängigkeit der Parametrierung zu untersuchen. Für die Preisbildung aus Netzzuständen wurde bereits ein grundlegendes Konzept entwickelt, das hier in den Grundzügen erklärt werden soll.



Abbildung 28: Beispielhafte Bildung des Balance Indicator und des Flexibilitätsbonus aus der Regelzonenabweichung (ACE)

Abbildung 28 zeigt, wie der Balance Indicator (BI) beim „Smart Balancing“ anhand der Regelzonenabweichung ACE festgelegt werden könnte. 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 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 umgesetzt. 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 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.

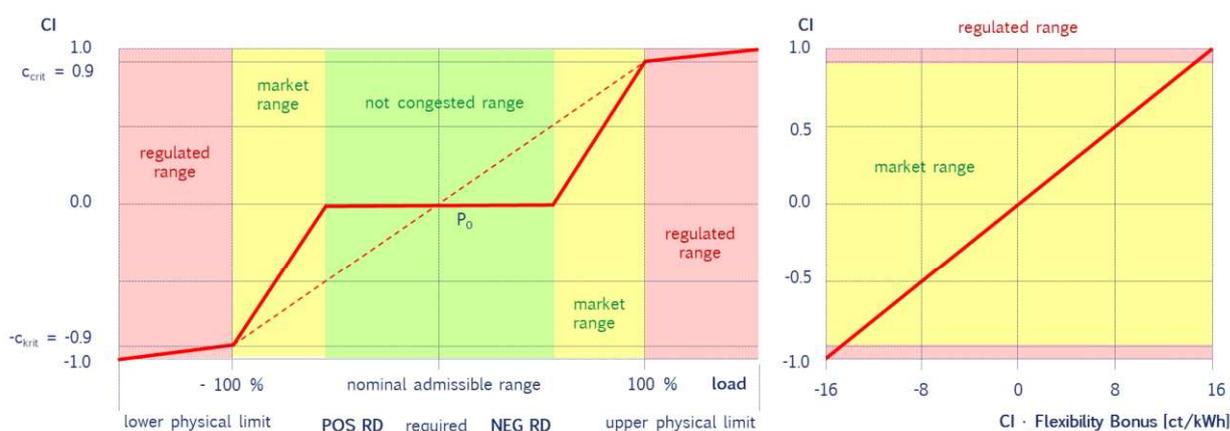


Abbildung 29: Beispielhafte Bildung des Congestion Indicator und des Flexibilitätsbonus aus einem lokalen Engpass

Für die Bildung des CI gelten ähnliche Regeln wie beim BI. Die lineare Tarifuordnung zum Wertebereich sollte identisch zum BI sein, um beide Signale einfach miteinander verrechnen zu können. Wie in Abbildung 29 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 werden.

Über konzeptionelle Vorbereitungen hinaus wurde in diesem Arbeitspaket die Vorbereitungen des Modellkonzepts „Virtual Aggregator“ (VA) zur Extrapolation, in Anlehnung an Energy Hubs, als vereinfachte Form des Virtuellen Demonstrators (VD), in Abstimmung mit AP 14 (siehe Abschnitt 2.2.8) bearbeitet. Die Oberfläche eines zugehörigen Hub Agenten zeigt Abbildung 30.

Erste Vergleiche des vereinfachten Modells (VA) wurden den Ergebnissen des VD gegenübergestellt (s. Abbildung 31) welche derzeit weitergeführt werden, um den VA zu kalibrieren.

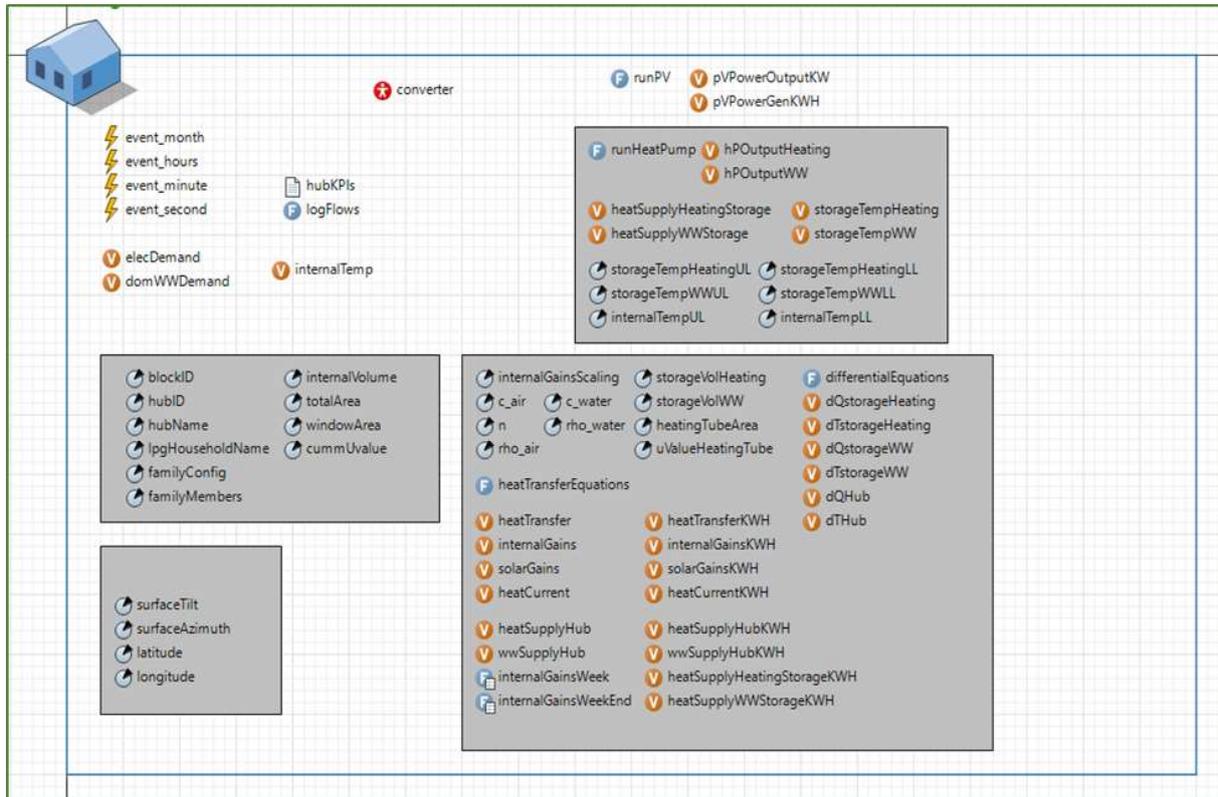


Abbildung 30: Snapshot eines Hub Agent für das Virtual Aggregator Model

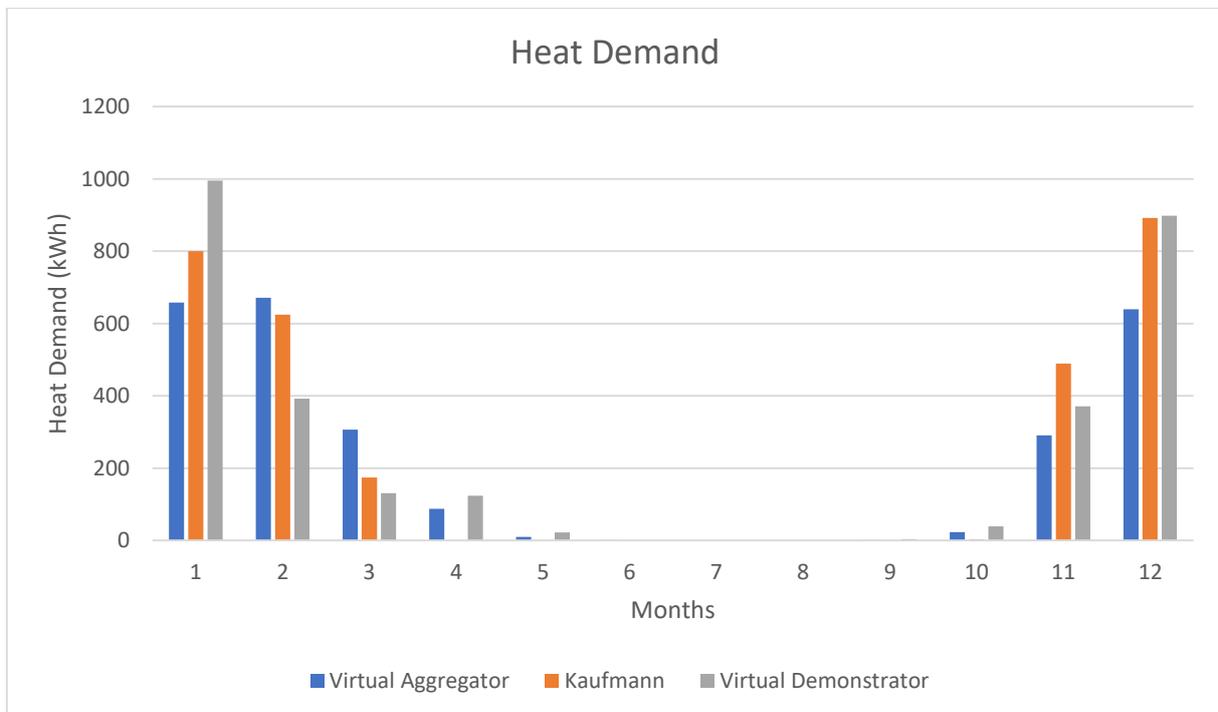


Abbildung 31: Vergleich Ergebnisse der beiden Modelle und der Planungsdaten der Fa. KaufmannBau



**2.2.12 AP 18: Virtueller Bilanzkreis**

Die in AP 17 festgelegten Regeln zur Preisbildung im Echtzeitsystem sollen in der realen Liegenschaft in einer HiL-Verbindung (Hardware-in-the-Loop) mit dem erweiterten Virtuellen Demonstrator erprobt werden. Dazu soll die Liegenschaft in einen imaginären (virtuellen) Bilanzkreis aufgenommen und nach den in AP 17 definierten Regeln (siehe Abschnitt 2.2.11) gesteuert werden.

Aufgrund der Verzögerungen im Baufortschritt kann dieses Arbeitspaket erst 2021 durchgeführt werden.

**2.2.13 AP 19: Technische Spezifikation**

Die Dokumente für die technische Spezifikation werden kontinuierlich gesammelt, bearbeitet und 2021 im Rahmen des Abschlussberichtes zusammengetragen und editiert. Die Inhalte sind proprietäres Wissen der Projektpartner und werden nicht veröffentlicht.

**2.2.14 AP 20: Vertragsgestaltung**

Für die Vertragsverhältnisse mit den Bewohnern und der Partner untereinander wurden verschiedene Dokumente entworfen und genutzt, insbesondere im Rahmen des Quartierstrommodells (siehe Abschnitt 1.3). Für den Echtzeittarif sollen in 2021 Vorschläge zur Vertragsgestaltung auf Basis von AP 16 (siehe Abschnitt 2.2.10) gemacht werden.

**3 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, 19.02.2021



ISC Konstanz e.V.  
 Rudolf-Diesel-Str. 15  
 78467 Konstanz  
 Tel: +49 7531 36183 0  
 Fax: +49 7531 36183 11

Ort, Datum

Unterschrift/Stempel