

Energieforschungsprogramm

Publizierbarer Endbericht

Programmsteuerung:

Klima- und Energiefonds

Programmabwicklung:

Österreichische Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG)

Endbericht

erstellt am

29/07/2022

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

Projekttitlel:

Flex+

Projektnummer: 13997270

Ausschreibung	4. Ausschreibung Energieforschungsprogramm
Projektstart	01/05/2018
Projektende	30/04/2022
Gesamtprojektdauer (in Monaten)	48 Monate
ProjektnehmerIn (Institution)	AIT Austrian Institute of Technology GmbH
AnsprechpartnerIn	Regina Hemm
Postadresse	Giefinggasse 2
Telefon	+43 664 88335515
Fax	-
E-mail	regina.hemm@ait.ac.at
Website	www.flexplus.at

Flex+

Großflächiger Einsatz von Prosumer-Flexibilität an kurzfristigen Strommärkten unter Berücksichtigung von Prosumer-Interessen

Autor:innen:

Regina Hemm, Johanna Spreitzhofer, Tara Esterl, Christian Fuchs, Miriam Schwebler, David Reihls, Christopher Burger-Scheidlin, AIT Austrian Institute of Technology GmbH; Christoph Bacher, Maik Brakemeier, Armin Wieser, Kevin Fuetsch, Paul Sumerauer, iDM; Johannes Mühlegger, Nicole Diewald, Josef Bauchinger, Christian Neubauer, FRO; Frank Stocker, Friedrich Stocker, Austria Email, Jonas Mägdefessel, Dominik Koller, Kurt Leonhartsberger, neoom; Aline Leiner, Lukas Künzel, Lucas Scheiber, ms.GIS; Florian Mader W.E.B., Florian Guschl, Tarek Ayoub, World Direct; Simon Schmitz, Daniel Derflinger, aWATTar; Daniel Schwabeneder, Carlo Corinaldesi, Georg Lettner, EEG, Andrea Werner, Karthik Subramanya Bhat, Alexander-Lehner Dittenberger, Benedikt Salzbrunn, FHTW; Georgios Chasparis, Mario Pichler SCCH; Bettina Frantes Sonnenplatz Großschönau; Mario Knapp, Lukas Larl-Zögernitz, Raffael Rotter, TIWAG; Robert Mühllehner, Nicole Grammer, Energie AG

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	9
1.1	Überblick über das Projekt	9
1.2	Einordnung des Projektes in das Energieforschungsprogramm der Förderstelle	11
2	Untersuchte Use Cases und Annahmen	12
2.1	Referenzszenario	15
2.2	DA (Day-Ahead).....	15
2.3	PRL + DA + ID (Primärregelleistung + Day-Ahead + Intraday)	15
2.4	SRL +DA + ID (Sekundärregelleistung + Day-Ahead + Intraday)	16
2.5	TRL + DA + ID (Tertiärregelleistung + Day-Ahead + Intraday).....	19
2.6	DA + ID (Day-Ahead + Intraday).....	20
3	Komponentenpools	20
3.1	Wärmepumpenpool.....	20
3.1.1	Modellierung der Komponenten	20
3.1.2	Testbedaufbau	24
3.2	Boilerpool	28
3.2.1	Modellierung der Komponenten	28
3.2.2	Testbedaufbau	29
3.3	Batteriepool.....	32

3.3.1	Modellierung der Komponenten	32
3.3.2	Testbedaufbau	40
3.4	E-Auto-Pool.....	48
3.4.1	Modellierung der Komponenten	48
3.4.2	Testbedaufbau	50
3.5	Energiemanagementsystem.....	57
3.5.1	Modellierung der Komponenten	57
3.5.2	Labortests	68
3.5.3	Testbedaufbau für Case Study Sonnenplatz Großschönau	69
3.5.4	Testbedaufbau Case Study W.E.B.	72
4	Flex+ Plattform.....	75
5	Ergebnisse und Schlussfolgerungen.....	79
5.1	Ergebnisse aus Simulationen	79
5.2	Ergebnisse aus den Testbeds	85
5.3	Vergleich Testbeds und Simulationen	89
5.4	Kernergebnisse aus der Kund:innenbefragung.....	92
5.5	Geschäftsmodelle	104
5.6	Rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen.....	112
5.6.1	Datenkarussell	113
5.6.2	Präqualifikationsverfahren	114

5.6.3	Clean Energy Package, EAG und Energiegemeinschaften	118
6	Ausblick und Empfehlungen.....	120
6.1	Skalierbarkeitsanalyse	120
6.2	Übertragbarkeit	123
6.3	Best Practices	125
6.3.1	Day-Ahead UC	126
6.3.2	Intraday	126
6.3.3	Sekundärregelreserve	126
6.3.4	Komponentenpools	127
6.3.5	Flex+ Plattform.....	132
6.4	Handlungsempfehlungen und Verwertungsstrategien	133
6.4.1	Empfehlungen für Entwickler (Prognosen, Optimierung, Schnittstellen)	134
6.4.2	Empfehlungen zu Kund:inneninteraktion und Transparenz	135
6.4.3	Handlungsempfehlungen in Richtung Politik	136
6.4.4	Verwertungsstrategien	138
6.5	Zusammenfassung.....	140
	Abbildungsverzeichnis.....	141
	Tabellenverzeichnis.....	145
	Literaturverzeichnis	146
	Kontaktdaten.....	149

1 Einleitung

1.1 Überblick über das Projekt

Die Integration von Prosumer:innen in Energiemärkte wird sowohl auf europäischer Ebene, aber auch auf nationaler Ebene forciert, um diese aktiv ins Marktgeschehen einzubinden und mit Hilfe ihrer Flexibilität fluktuierende Erneuerbare Energien zu integrieren. Aus technischer Sicht eignen sich dazu vor allem automatisch ansteuerbare Prosumer:innen-Komponenten wie Wärmepumpen, Elektroboiler, PV-Speichersysteme und die E-Mobilität. Anders als in Österreich gab es zum Zeitpunkt der Projekteinreichung in Deutschland und der Schweiz bereits vereinzelt bestehende Geschäftsmodelle im Bereich privater Flexibilitäts-Vermarktung. Aufgrund der unterschiedlichen rechtlichen, regulatorischen sowie wirtschaftlichen Rahmenbedingungen waren diese jedoch nicht direkt auf Österreich übertragbar. Bei der Umsetzung des Projektes wurde daher der regulatorische Rahmen berücksichtigt und basierend auf diesem wurden Konzepte und Methoden entwickelt, die für eine sofortige Implementierung sowie weiterführende Produkte verwendet werden können. Als weiterer Erfolgsfaktor wurde die Berücksichtigung der Bedürfnisse der Prosumer:innen identifiziert, um das vorhandene Potenzial unter wirtschaftlichen Aspekten erschließen zu können. Abbildung 1 gibt eine Übersicht über den Aufbau des Projektes. Die einzelnen Komponenten sind mit den Komponentenpools verbunden und senden Daten über Speicherstände, Raum- und Wassertemperaturen oder E-Autoladestände an die Pools. Auf Pool-Ebene wurden skalierbare Optimierungsalgorithmen implementiert, die nicht nur die Interessen des Aggregators, sondern auch die Bedürfnisse/Eigeninteressen der Prosumer:innen berücksichtigen, um unter dieser Prämisse eine für alle Beteiligten optimale Märkte-übergreifende Nutzung und Vermarktung der vorhandenen Flexibilität in privaten Haushalten zu ermöglichen. Als Schnittstelle zwischen Pools und Markt wurde die Flex+ Plattform geplant und umgesetzt, die die Koordination zwischen den Pools und den Lieferanten übernahm, sowie für Aggregation und Weiterleitung von Regelenergieabrufsignalen zuständig ist. Die Lieferanten haben die Aufgabe, die von den Komponentenpools erstellten Fahrpläne an ausgewählten Spot- und Regelenergiemärkten zu vermarkten. Der gesamte Prozess wurde im Demo-Betrieb getestet und evaluiert.

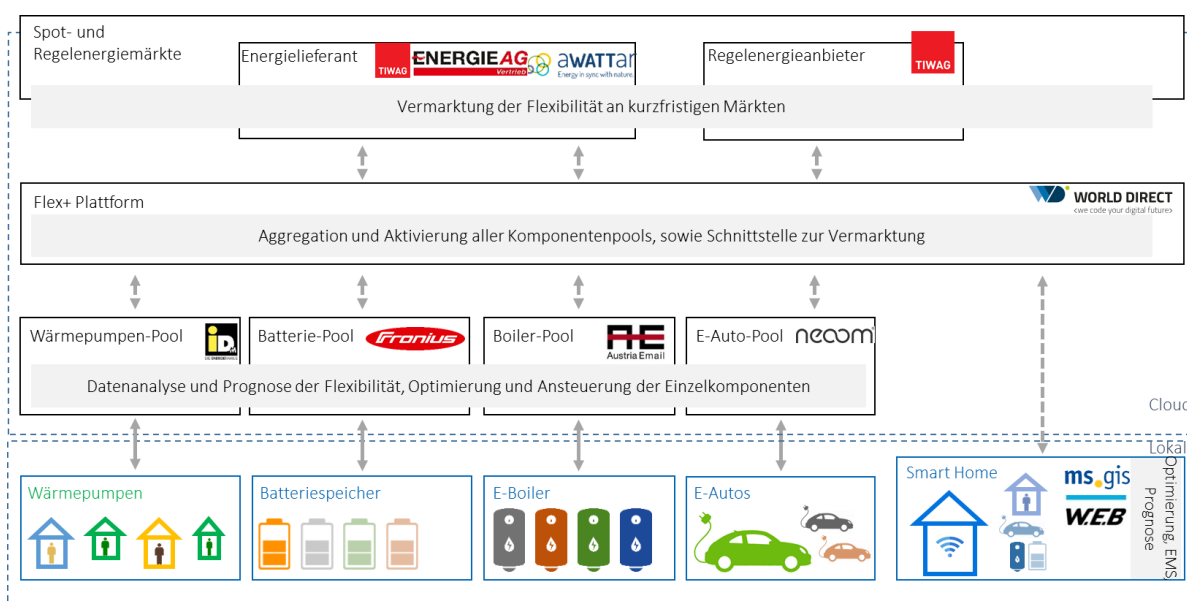


Abbildung 1 Struktureller Aufbau des Projektes Flex+

Weitere Ziele im Projekt waren die Entwicklung geeigneter Verfahren zur Prognose der nutzbaren Flexibilität privater Haushalte, die Einbindung der Nutzer mittels eines Co-Creation-Prozesses über den gesamten Projektverlauf in das Projekt, sowie die Entwicklung von passenden Vergütungsmodellen und Tarifen.

Abbildung 2 gibt einen Überblick über die zur Lösung von verschiedenen Aufgabenstellungen verwendeten Methoden, wobei vertikal die Arbeitspakete auflistet sind, und auf horizontaler Ebene ein Auszug aus den in jedem Arbeitspaket verwendeten Methoden gegeben wird. Der Fokus von AP2 lag auf der Analyse des Marktumfeldes, sowie der Entwicklung von Geschäfts- und Vergütungsmodellen. Basierend auf den Rahmenbedingungen dieses Arbeitspaketes wurden Optimierungsalgorithmen für die einzelnen Komponentenpools in AP3 entwickelt, in welchem auch jährliche Simulationen für alle Use Cases durchgeführt wurden. AP4 widmete sich dem Aufbau und der Implementierung der Flex+ Plattform, welche schließlich in AP5 für die Umsetzung der Demonstrationen verwendet wurde. In AP6 wurden zusätzlich auch noch Labortests durchgeführt, um einzelne Komponenten und deren Ansteuerung sowie Verhalten zu testen. Mit den Ergebnissen aus allen Arbeitspaketen wurden schließlich in AP7 Handlungsempfehlungen erarbeitet.

FLEX ⁺		Verwendete Methoden		
Arbeitspakete	AP1: Projektmanagement und Dissemination	Projektmanagementmethoden	Workshops	Öffentlichkeitsarbeit
	AP2: Marktumfeld, Geschäftsmodelle und Vergütungsmodelle	Ökonomische Bewertungs- und Berechnungsmethoden, Geschäftsmodellentwicklungsmethoden	Szenario- und Simulationstechniken	Moderierte Co-Creation Workshops und Experten-Interviews
	AP3: Einsatzoptimierung und Eigeninteressen	Optimierung der Marktteilnahme (MILP-Algorithmen und Machine Learning)	Machine-Learning für Flex-Forecasts	Model predictive control für Einbindung der Eigeninteressen in EMS
	AP4: Aufbau Flexibilitätsplattform	Software-Architektur und Schnittstellen-Definition	Bewertung der IKT bezüglich Privacy and Security	Usability Engineering
	AP5: Proof-of-concept Marktteilnahme Flexibilitäten	Demonstration der Marktteilnahme	Datamining für Baseline	Kunden-Akquise und Demo-Vertragsmanagement
	AP6: Proof-of-concept Flexibilitäts-Plattform mit Eigeninteressen	Feldtests	Hardware-in-the-Loop Aufbauten	Labortests mit realer Hardware/ Co-Simulation
	AP7: Skalierbarkeit der Ergebnisse und Empfehlungen	Ableitung von Handlungsempfehlungen	Bewertung der Flexibilitätsvermarktung	Quality Review der Projektergebnisse

Abbildung 2 Übersicht über die Arbeitspakete und die darin verwendeten Methoden

1.2 Einordnung des Projektes in das Energieforschungsprogramm der Förderstelle

Flex+ adressiert primär das Thema „**Schwerpunkt: Themenfeld 1 Energiesysteme und Netze**“ des Energieforschungsprogramms 4. Ausschreibung. Dabei wurden besonders die folgenden Punkte adressiert:

- **Erschließung von Flexibilität** durch die Betrachtung sämtlicher relevanter Komponenten auf Prosumer:innen Ebene sowie den Entsprechenden Interfaces zu den Herstellern
- **Marktbeteiligung von Prosumer:innen** durch die Erprobung von Geschäfts- und Preismodellen sowie der Schaffung einer Marktplattform
- **Einsatzoptimierung, Forecast- und Prognosemodelle** von Flexibilität für eine optimierte Marktteilnahme unter Echtzeit-Aktivierung
- **Berücksichtigung von Eigeninteressen bei der Flexibilitäts-Vermarktung**

Außerdem trug das Projekt zu folgenden Zielen der Ausschreibung Energieforschung 2017 bei:

- **Ziel 1: Energieforschung im Zentrum großer gesellschaftlicher Herausforderungen**

Die voranschreitende Dezentralisierung der Erzeugung sowie die Verfügbarkeit von Speichertechnologien aber auch steuerbaren Verbrauchern bietet ein hohes Potential an Flexibilität und somit Lösungsansätze für eine stabile Energieversorgung und einen sicheren Netzbetrieb für die Zukunft. Flex+ hat zum Ziel, diese Flexibilität beim Prosumer und dessen Komponenten für eine Marktteilnahme unter realen Bedingungen zu erproben und liefert daher einen wesentlichen Beitrag für das Energiesystem der Zukunft.

- **Ziel 2: Österreichs Technologieführerschaft und Zugang zu internationalen Märkten**

Mit der Erprobung und dem Nachweis einer Teilnahme von Prosumern und deren Flexibilität am Markt wird die Wettbewerbsfähigkeit österreichischer Unternehmen und Forschungsinstitute gefördert, da der österreichische Markt zu einem Pilotmarkt mit klaren technischen Anforderungen aufgewertet wird.

- **Ziel 3: Energieforschung und Innovation als Beschäftigungsmotor für den Standort Österreich**

Die Erarbeitung des nötigen Know-Hows und der Nachweis der Funktionalität der Konzepte von Flex+ schaffen die Grundlage für die Erweiterung der Einsatzmöglichkeiten entsprechender Komponenten.

2 Untersuchte Use Cases und Annahmen

Ziel des Projektes Flex+ war die Teilnahme von Prosumer:innen-Komponenten an verschiedenen Strommärkten. In die Betrachtung miteinbezogen wurden der Day-Ahead-Spotmarkt, an dem der initiale Fahrplan der Komponente vermarktet werden soll, der Intraday-Markt für untertägige Anpassungen und Regelenergiemärkte und die damit verbundene Vorhaltung von Leistung für zusätzliche Erlösmöglichkeiten oder günstigen Energiebezug und reduzierte Netzentgelte. Eine Übersicht dazu ist in Abbildung 3 gegeben.

Day-ahead Spotmarkt	Intraday Markt	Regelenergiemärkte
<ul style="list-style-type: none"> • Marginal pricing (alle zahlen/ bekommen zu jeder Stunde den gleichen Preis) • Jede Stunde unterschiedlicher Preis • Gate-Closure Time am Vortag um 12:00 	<ul style="list-style-type: none"> • Pay-as-bid Pricing • Nützlich um kurzfristige Änderungen auszugleichen • Gate-Closure Time 5 Minuten vor Lieferbeginn 	<ul style="list-style-type: none"> • Abrufe durch Regelzonenführer bei Frequenzabweichungen (bei Abweichung von Verbrauch und Erzeugung) • Unterschiedliche geforderte Reaktionszeiten für Primär, Sekundär- und Tertiärregelleistung • Kapazität wird reserviert und Leistungspreis dafür vergütet • Bei Abruf der Regelenergie wird zusätzlich noch Energiepreis vergütet • Reduzierte Netzentgelte bei negativer Regelenergieerbringung (Strombezug) <div style="text-align: center;"> </div>

Abbildung 3 Übersicht über die in Flex+ betrachteten Märkte

Um die Teilnahme an diesen Märkten zu ermöglichen, wurden zu Beginn des Projektes unterschiedliche Use Cases entwickelt (siehe Übersicht in Tabelle 1). Im vorliegenden Kapitel werden die verschiedenen in den Simulationen sowie teilweise in den Demos behandelten Use Cases inklusive ihrer Annahmen beschrieben. Alle Szenarien wurden in den Simulationen für zwei verschiedene Zeiträume betrachtet. Zeitraum 1 (01.10.2017 – 30.09.2018) befindet sich zeitlich vor der Markttrennung Österreich-Deutschland im Oktober 2018, Zeitraum 2 (01.11.2018 – 30.06.2019) danach. Die Simulationen für den Use Case „DA+ID“ wurde für die zwei Wochen von 6.1.2020 – 20.1.2020, Zeitraum 3, ausgeführt. Alle Simulationen wurden mit einer 15-Minuten-Auflösung durchgeführt.

Tabelle 1 Im Projekt entwickelte Use-Cases

Use Case	Regelenergie	Strommärkte	Beschreibung
Reference	-	Day-Ahead	Es wird mit einem Flat-Preis optimiert, die Optimierung stellt daher den technisch idealen Fahrplan mit dem niedrigsten Verbrauch dar. Die Bewertung des Fahrplanes erfolgt mit variablen Day-Ahead-Preisen. Dieses Szenario dient als Referenzszenario.
DA	-	Day-Ahead	Es wird nach Day-Ahead-Preisen optimiert und keine Regelenergie angeboten.

PRL+DA+ID	Primärregelleistung	Day-Ahead + Intraday-Nachkauf	Die Flexibilität wird zu Zeiten der vermarktbareren Produkte (4h) für die Regelleistungsbereitstellung am PRL-Markt bereitgestellt. Das Angebot muss in positive und negative Richtung symmetrisch sein, deshalb wird dieser Use-Case nur mit der Batterie realisiert. Abhängig von der benötigten Energie um die PRL bereitzustellen wird am Intraday-Markt diese Energie ver- oder gekauft.
SRL+DA+ID	Sekundärregelleistung	Day-Ahead + Intraday-Nachkauf	Flexibilität wird zu Zeiten der vermarktbareren Produkte (4h) für die Regelleistungsbereitstellung am SRL-Markt bereitgestellt. Wird keine RL vermarktet wird der Day-Ahead Fahrplan angewandt. Etwaige Energiebedarfsänderungen durch die SRL-Erbringung werden durch ID-Nachkauf ausgeglichen.
TRL+DA+ID	Tertiärregelleistung	Day-Ahead + Intraday-Nachkauf	Die Flexibilität wird zu Zeiten der vermarktbareren Produkte (4h) für die Regelleistungsbereitstellung am TRL-Markt bereitgestellt. Wird keine RL vermarktet wird der Day-Ahead Fahrplan angewandt. Etwaige Energiebedarfsänderungen durch die TRL-Erbringung werden durch ID-Nachkauf ausgeglichen.
DA+ID	-	Day-Ahead + Intraday	Basierend auf dem DA-Fahrplan für diesen Tag, wird stündlich rollierend, jeweils für die nächsten drei Stunden, mit stündlich neuen ID-Ankaufs- und Verkaufspreisen gehandelt.
CO2	-	Day-Ahead	Es wird nicht nach Preisen sondern nach CO2 - Produktionsprognosen optimiert. Dieser Fahrplan wird mit Day-Ahead-Preisen bewertet, um die tatsächlichen Kosten zu erhalten.

Tabelle 2 gibt einen Überblick über die in den Demos durchgeführten Use Cases für jeden einzelnen Komponentenpool. Die zugehörigen Referenz-Use Cases wurden jeweils zu Vergleichszwecken simuliert und für die KPI-Berechnung genutzt.

Tabelle 2 In den Demos durchgeführte Use Cases für jeden Pool

Use Case	Boiler Pool	Wärmepumpen Pool	E-Auto Pool	Batterie Pool	EMS WEB	EMS msGIS
DA UC	x	x	x	x	x	x
DA + ID UC	-	-	-	-	x	x
SRL UC	x	x	x	x	-	-

2.1 Referenzszenario

Als Vergleichsszenario für alle UCs steht jeweils ein Referenzszenario zur Verfügung, bei dem die Optimierung mit einem konstanten Endkundenstromtarif durchgeführt wurde. Ziel dabei ist es, die Speichergrenzen der verschiedenen Technologien einzuhalten, ohne den Zeitpunkt des Einkaufs durch die Ausnutzung günstigerer Preise zu berücksichtigen, was den herkömmlichen Fall darstellen soll. Dadurch ergibt sich ein technisch idealer Fahrplan inklusive einer Minimierung des Energieverbrauchs, da durch den Einkauf zum letztmöglichen Zeitpunkt die Verluste minimiert werden. Anschließend wird dieser Fahrplan mit den echten Strompreisen der Börse EPEX zu den jeweiligen Zeitpunkten bewertet, um realistische Vergleichskosten zu erhalten. Bei den Batterien muss als Referenzfall der herstellereigene Betriebsmodus zur Eigenbedarfsmaximierung herangezogen werden, da unter den gegebenen Annahmen der technisch optimale Fall eine Nichtbenützung der Batterie zur Folge hätte.

2.2 DA (Day-Ahead)

In diesem Szenario wird unter der Berücksichtigung des variierenden EPEX-Spotpreis am Day-Ahead-Markt mit dem Ziel der Kostenminimierung optimiert und eingekauft. Die Energie wird also zu den preisgünstigen Zeiten bezogen und der Bezug zu Zeiten mit teureren Preisen vermieden. Die Zielfunktion setzt sich aus den Kosten durch den Einkauf am Day-Ahead-Markt und den entstehenden Netzentgelten zusammen.

2.3 PRL + DA + ID (Primärregelleistung + Day-Ahead + Intraday)

Obwohl Primärregelleistung zum Zeitpunkt des Projektstarts nur als 12h Produkt angeboten wurde, wurde aufgrund der bevorstehenden Marktänderung von 4h-Produkten in kalendertäglicher Ausschreibung ausgegangen. Preise, Abrufwahrscheinlichkeiten und Prognosen liegen ebenfalls in dieser Auflösung vor. Die am Markt handelbaren Produkte sind nur symmetrisch verfügbar, das heißt es muss gleichzeitig sowohl positive als auch negative Regelleistung angeboten werden. Eine Aufteilung zwischen positiver und negativer Primärregelleistung auf verschiedene Pools wäre zwar in der Praxis möglich, die faire Abrechnung der Kosten und Erlöse auf die verschiedenen Pools würde aber eine Herausforderung darstellen. Aufgrund weiterer Hürden wie Präqualifikation der Komponenten für diesen Use-Case, wird dieser nur für den Batteriepool untersucht, da die Batteriespeicher problemlos zwischen Leistungsbezug und Einspeisung wechseln können. Außerdem werden die Wirkungsgrade bei Netting von sowohl positiven als auch negativen Abrufen innerhalb einer Viertelstunde vernachlässigt.

Der Day-Ahead-Fahrplan wird parallel zum Primärregelangebot erstellt. Intradayhandel findet nur zur Bewertung des Nachkaufs von Energie statt, der Nachkauf findet dabei jeweils eine

Stunde nach der Prognoseabweichung statt und es werden ID3-Preise dafür verwendet. Die Aktivierung wird basierend auf den tatsächlichen historischen Abrufen, welche aus den Frequenzwerten berechnet werden, simuliert.

2.4 SRL +DA + ID (Sekundärregelleistung + Day-Ahead + Intraday)

Zur Erstellung der Fahrpläne für dieses Szenario wurde der Day-Ahead-Einkauf zeitgleich mit den Regelenergieangeboten optimiert. Für den Day-Ahead-Markt wurden dabei die variablen EPEX-Spotpreise verwendet. Der Einkauf/das Angebot von Sekundärregelenergie erfolgte laut den Marktregeln zu Projektbeginn auf Basis von 4h-Produkten. Die Optimierung fand in 15-Minuten-Auflösung statt, Preise, Abrufwahrscheinlichkeiten und Prognosen lagen ebenfalls in dieser Auflösung vor. Der Handel am Regelenergiemarkt bringt Einkünfte durch den Leistungspreis, welcher von der Höhe des Angebotes abhängig ist, als auch einen Arbeitspreis, welcher für den tatsächlichen Abruf vergütet wird. Da der Pool die angebotene Leistung konstant erbringen können muss, wird das Leistungsangebot unter den einzelnen Komponenten zeitlich aufgeteilt.

Es gibt negative Produkte, was im Falle eines Abrufes Bezug von Energie bedeutet, und positive Produkte, was im Falle eines Abrufes Einspeisung ins Netz, beziehungsweise eine Verminderung der bezogenen Leistung relativ zum Day-Ahead-Fahrplan bedeutet. Mit Ausnahme der Batteriespeicher kann positive Regelleistung nur dann erbracht werden, wenn zum selben Zeitpunkt bereits eine gewisse Day-Ahead-Menge eingekauft wurde. Es sind Prognosen für die Wahrscheinlichkeit, mit der man abgerufen wird, verfügbar und es wird mit diesen Abrufwahrscheinlichkeiten und den entsprechenden erwarteten Erlösen gerechnet. Sowohl für positive als auch negative Regelenergieprodukte werden jeweils zwei verschiedene Preise an zwei verschiedenen Merit-Order-Listen-Plätzen inklusive der zugehörigen Prognosen der Abrufwahrscheinlichkeiten verwendet. Die zu minimierende Zielfunktion ist eine Kostenfunktion, welche sich aus der Summe der viertelstündlichen Kosten für den Kauf am Day-Ahead-Markt, den Netzkosten, welche für Strombezug zu zahlen sind, den Erlösen am Regelenergiemarkt (Frequency Restoration Reserve, FRR), sowie den damit verbundenen reduzierten Netzentgelten zusammensetzt.

$$Kosten[t] = \sum_{t=1}^T DA_{Kosten}[t] + Netzentgelte[t] - ErlöseFRR [t]$$

DA_{Kosten}[t] ... Kosten durch den Einkauf am Day – Ahead – Markt im Zeitschritt t

Netzentgelte[t] ... durch den Bezug anfallende Netzentgelte im Zeitschritt t

ErlöseFRR [t] ...wahrscheinlichste Erlöse am Regelenergiemarkt im Zeitschritt t

Da die tatsächlichen Abrufe von den prognostizierten Abrufwahrscheinlichkeiten abweichen, wurde angenommen, dass stündlich Energie am Intraday-Markt nachgekauft werden kann. Somit muss der Energieinhalt des Pools nur ausreichen, um eine Stunde durchgehend die volle angeforderte Regelleistung zu erbringen (siehe Abbildung 4). Der Fall mit der wahrscheinlichsten Eintrittstemperatur (grüne Kurve) ergibt sich aus den zugeführten Energiemengen aus den Day-Ahead-Einkäufen zuzüglich der Summe von erwarteter abgerufener Regelenergie pro Richtung. Für den Fall, dass die tatsächlich abgerufene Menge von der erwarteten Energiemenge (und somit auch die Temperatur, rote Linie im ersten Zeitschritt bei maximaler Aktivierung der negativen Regelenergie) abweicht, wird im nächsten Zeitschritt die entsprechende Differenz (rot schraffiert) nachgekauft, um zum erwarteten Speicherstand und damit Temperatur zurückkehren zu können. Auf die Optimierung des Fahrplanes wirkt sich dies so auf die Randbedingungen aus, dass die Temperatur der beiden Extremszenarien jeweils wieder zum wahrscheinlichsten Fall zurückgesetzt wird. Um den Nachkauf zu ermöglichen, müssen allerdings die entsprechenden Leistungsmengen vorgehalten werden, um in keinem Fall die Randbedingungen zu verletzen. Die maximale Leistungsdifferenz jeweils in positive und negative Richtung von der erwarteten Bezugsmenge und der tatsächlich bezogenen Menge ist im nächsten Zeitschritt jeweils an der Komponente zu reservieren und muss im Extremfall verfügbar sein.

In Abbildung 5 wird der Fall dargestellt, bei dem negative Regelleistung angeboten, aber nichts davon abgerufen wird. Unter Berücksichtigung der Abrufwahrscheinlichkeit wird davon ausgegangen, dass ein gewisser Teil der angebotenen Menge auch tatsächlich abgerufen wird. Dies tritt in diesem Beispiel allerdings nicht ein und führt somit zu einer Absenkung des Speicherstandes. Folglich muss diese nicht abgerufene Energiemenge im nächsten Zeitschritt nachgekauft werden können, und diese Leistungserhöhung auch technisch möglich sein. Das bedeutet, dass die Komponente von vornherein in diesem Zeitschritt nicht die maximal technisch mögliche Leistung konsumieren darf. Außerdem muss im Falle eines totalen Abrufes (Abbildung 6) die überschüssige Energiemenge verkauft werden können, d.h. die Leistung muss um diese Differenz zum erwarteten Fall abgesenkt werden können, die entsprechende Energiemenge muss am Day-Ahead-Markt schon eingekauft worden sein.

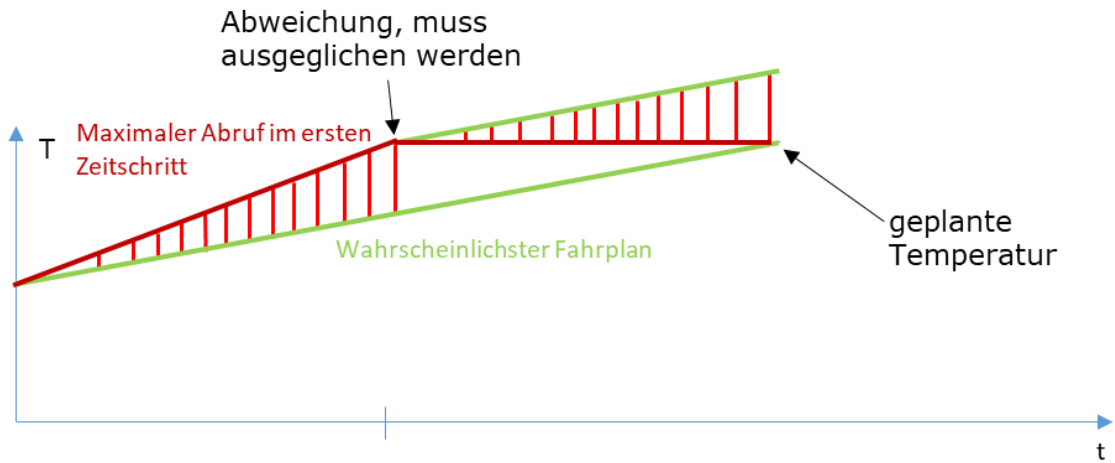


Abbildung 4 Abweichung und Rückkehr zur geplanten Temperatur bei maximalem negativem Regelenergieabruf

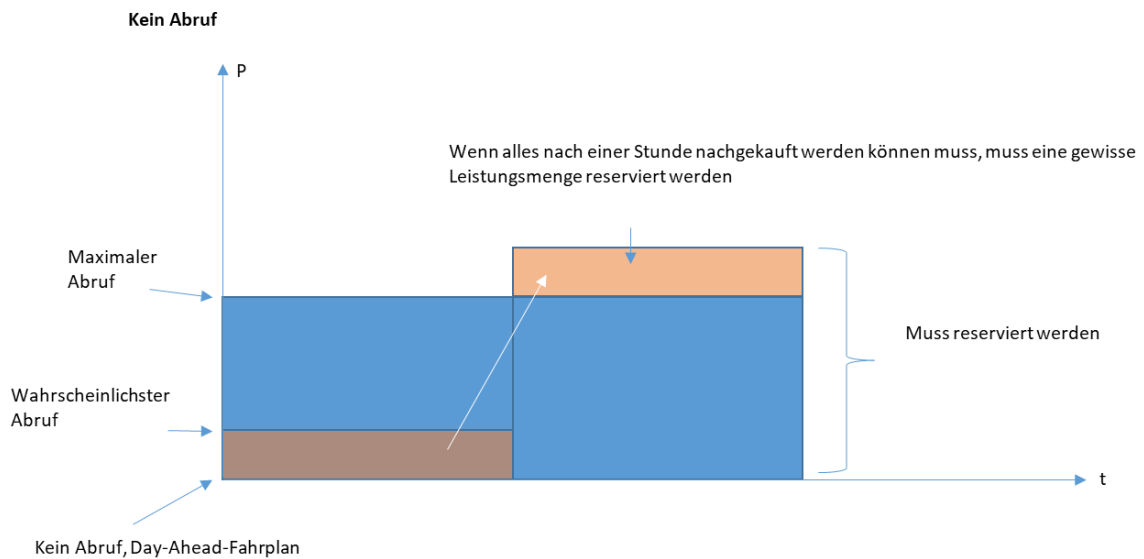


Abbildung 5 Benötigte Leistungsvorhaltung wenn negative Regelenergie angeboten aber nicht abgerufen wird

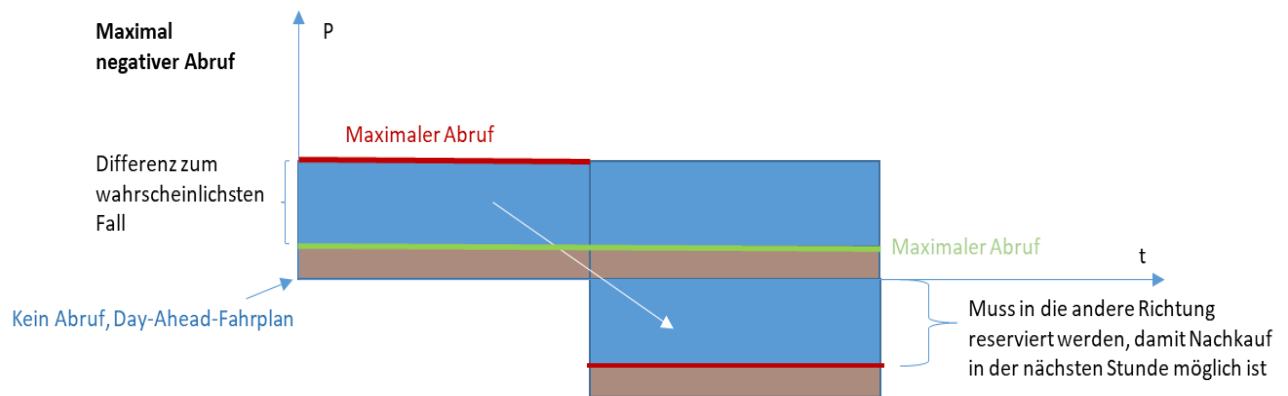


Abbildung 6 Benötigte Leistungsvorhaltung wenn vollständig angebotene negative Regelernergie abgerufen wird

Intradayhandel wird nur zur Bewertung des Nachkaufs von Energie simuliert, der Nachkauf findet dabei auf Stundenbasis statt und es werden ID3-Preise dafür verwendet. Anschließend werden die tatsächlichen Aktivierungen basierend auf der „APG Balancing Statistics“ simuliert. Prognosefehler der Abrufwahrscheinlichkeiten werden dabei miteinbezogen, Prognosefehler hinsichtlich Wetter, Erzeugung und Nutzerverhalten wurden bei dieser Bewertung nicht betrachtet.

Wird im vorhergehenden Zeitschritt nichts abgerufen, entstehen weniger Gewinne als erwartet durch den verminderten abeitspreisabhängigen Erlös. Durch die Differenz vom tatsächlichen Abruf zum erwarteten Abruf, müssen für die nicht abgerufene Menge auch weniger (reduzierte) Netzentgelte bezahlt werden. Für den anfallenden Nachkauf müssen dann allerdings wieder zusätzliche (nicht-reduzierte) Netzentgelte bezahlt werden, und die Differenzmenge am Intradaymarkt nachgekauft werden. Im Falle von negativer Regelernergie entsteht bei vollem Abruf mehr Gewinn als erwartet, man zahlt mehr reduzierte Netzkosten, dafür kann man im nächsten Zeitschritt die zuviel bezogene Energie am Intradaymarkt verkaufen, man macht also doppelten Gewinn. Im Falle von negativer Regelernergie profitiert man daher zusätzlich von den reduzierten Netzkosten, was bei positiver Regelernergie nicht der Fall ist.

2.5 TRL + DA + ID (Tertiärregelleistung + Day-Ahead + Intraday)

Siehe auch „SRL + DA + ID“.

Zwischen Sekundär- und Tertiärregelreserve besteht im Modell kein Unterschied, nur die Preise und die damit verbundenen Erlösmöglichkeiten sind anders.

Da bei Tertiärregelenergie die Abrufwahrscheinlichkeiten historisch sehr gering sind, wird diese für die Berechnungen als Null angenommen. Dadurch rechnet das Optimierungstool nur mit Erlösen durch den Leistungspreis, aber nicht mit Erlösen durch Energiepreise und

auch nicht mit Erlösen durch reduzierte Netzentgelte. Das insgesamt Erlöspotential ist daher bei TRL geringer als bei SRL.

2.6 DA + ID (Day-Ahead + Intraday)

In diesem Use-Case wird im Gegensatz zu den anderen der Intraday-Nachkauf ebenfalls optimiert, und nicht nur bei Bedarf jede Stunde nachgekauft. Die Optimierung erfolgt stündlich für die jeweils nächsten 24h. So können kurzfristige Preisschwankungen ausgenutzt werden. Jede Stunde werden veränderte Intraday Bid- und Ask-Preise für jeweils die nachfolgenden 3h, in viertelstündlicher Auflösung, zur Verfügung gestellt. Nach diesen 3h wird für die Optimierung der Day-Ahead-Preis als Intraday-Preis-Forecast verwendet. Es werden nur die Trades für die nächsten 3h (zu den jeweiligen Bid/Ask-Preisen) tatsächlich getätigt und entsprechend gespeichert. D.h. der Fahrplan für eine Stunde ist die Summe aus dem Day-Ahead-Fahrplan und den drei Intraday-Fahrplänen aus den Optimierungen der drei Stunden davor. Der neue Day-Ahead-Fahrplan für den nächsten Tag wird täglich um 14:00 erstellt.

3 Komponentenpools

Dieses Kapitel beschreibt für jeden einzelnen betrachteten Komponentenpool die Modellierung der Komponenten für das Optimierungsmodell, welches sowohl für die Simulationen als auch für den Demonstrationsbetrieb eingesetzt wurde. Weiters wird für jeden Pool der Testbedaufbau beschrieben.

3.1 Wärmepumpenpool

3.1.1 Modellierung der Komponenten

Zur Modellierung des Wärmepumpenpools und der Optimierung des Fahrplanes wurde die Methode der gemischt ganzzahligen Optimierung gewählt, mit dem Ziel, die Kosten zu minimieren. Dazu wurde die Optimierungsbibliothek pyomo verwendet.

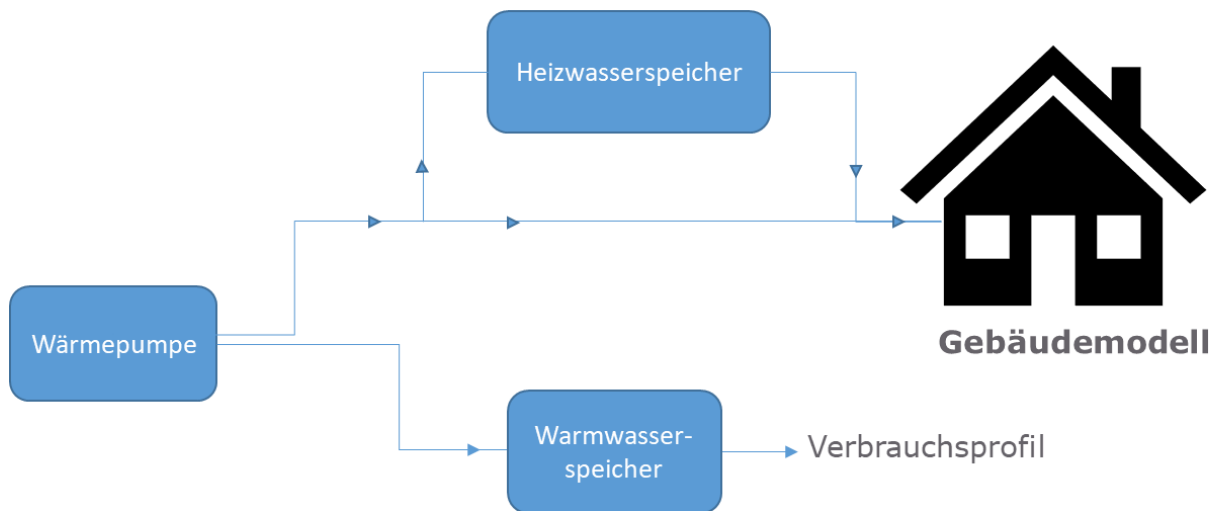


Abbildung 7 Interaktion der Komponenten im Wärmepumpenmodell

Die Komponenten (Wärmepumpe, Gebäude, Heizwasser- und Warmwasserspeicher) werden modular erzeugt und sind somit in verschiedenen Kombinationen verwendbar. Das Optimierungstool kann wählen, ob mit der erzeugten Wärmemenge direkt das Gebäude beheizt wird, oder entweder der Warm- oder der Heizwasserspeicher (Abbildung 7).

Zur Erstellung des Wärmepumpenmodells wurden vom Hersteller empirisch gewonnene Heizpolynome analysiert. Aus den durch lineare Regression gewonnenen elektrischen und thermischen Leistungspolynomen, welche von den Pumpenumdrehungen, der Wärmequellentemperatur, sowie von der Außentemperatur abhängen, wurde die Funktion $Q(P)$ erstellt. Diese lässt sich nun annähernd linear beschreiben. Die Bedingung, dass die Wärmepumpe im Realbetrieb nur in einem bestimmten Leistungsbereich betrieben werden kann, bringt die Notwendigkeit einer Binärvariable mit sich. Über die Umdrehungszahl der Wärmepumpe lässt sich also abhängig von Außen- und Wärmequellentemperatur die elektrische beziehungsweise thermische Leistung berechnen. Da die linearisierte Kurve $Q(P)$ außerdem nicht durch den Nullpunkt führt, muss die bereits verwendete Binärvariable auch in die Geradengleichung, welche die thermische Leistung beschreibt, einfließen:

$$Q(P[t]) = k[t] * P[t] + d[t] * Binary[t]$$

$Q(P[t])$...produzierte Wärmemenge, abhängig von der aufgenommenen Leistung für jeden Zeitschritt

$P[t]$...aufgenommene Leistung im Zeitschritt t

$k[t]$...Wirkungsgrad im Zeitschritt t

$d[t]$...Versatz der $Q(P)$ – Linearisierung auf der y – Achse

$Binary[t]$...beschreibt ob die Wärmepumpe ein – oder ausgeschaltet ist

$k[t]$ stellt dabei den aufgrund der variierenden Temperaturen zeitlich veränderlichen Wirkungsgrad der Wärmepumpe dar.

Für jeden Zeitschritt wird eine Q(P)-Kurve erstellt, welche von der Außentemperatur und der Wärmequellentemperatur abhängt. Außerdem wird zur Leistungsbegrenzung für jeden Zeitschritt sowohl die Leistung bei der minimalen Umdrehungszahl als auch bei der maximalen Umdrehungszahl berechnet, welche folglich ebenfalls von den gegebenen Temperaturen in den jeweiligen Zeitschritten abhängt. Durch die Anpassung der Koeffizienten der Heizpolynome lassen sich verschiedene Wärmepumpentypen abbilden, welche optional mit einem Heizwasser- und einem Warmwasserspeicher kombiniert werden können. Die Kennlinie für Q(P) zur Erwärmung des Warmwassers unterscheidet sich von der Kennlinie für den Heizmodus. Um zwischen den Betriebsarten wechseln zu können aber gleichzeitig weitere Binärvariablen zu vermeiden, wurde eine die gesamte Leistung beschränkende Gleichung als Nebenbedingung eingeführt:

$$\frac{P(t)}{P_{max}(t)} + \frac{P_{dhw}(t)}{P_{dhw_{max}}(t)} \leq 1$$

$P(t)$... aufgenommene Leistung der Wärmepumpe im Zeitschritt t im Betriebsmodus Heizen

$P_{max}(t)$... maximal mögliche Leistung der Wärmepumpe im Zeitschritt t , abhängig von Wärmequellen und Außentemperatur im Betriebsmodus Heizen

$P_{dhw}(t)$... aufgenommene Leistung der Wärmepumpe im Zeitschritt t im Betriebsmodus Warmwasserbereitung

$P_{dhw_{max}}(t)$... maximal mögliche Leistung der Wärmepumpe im Zeitschritt t , abhängig von

Da viertelstündlich gemittelte Werte verwendet werden, ist garantiert, dass die Gesamtleistung der Wärmepumpe nicht überschritten wird. Voraussetzung zur praktischen Umsetzung ist, dass die Betriebsmodi innerhalb dieser Viertelstunde nach Belieben wechselbar sind.

Das Gebäudemodell wurde als vereinfachtes mathematisches Widerstands-Kapazitätsmodell (RC) in Form von Zustandsraumgleichungen dargestellt. Dabei beschreibt der Zustandsvektor x , die Temperatur des Gebäudes, welches sich aufgrund des Eingangsvektors u und der modellierten physikalischen Gebäudeeigenschaften, ergibt.

$$\dot{x} = A \cdot x + B \cdot u \quad \rightarrow \quad x(t+1) = \Phi(t) \cdot x(t) + \Gamma(t) \cdot u(t)$$

Das ausgewählte Zustandsraummodell betrachtet 5 unterschiedlichen Temperaturzustände x der Bauteile Boden, Dach, Außenwände, interne Speichermassen und die resultierende Raumtemperatur, sowie den dazugehörigen Eingangsvektor u der im weitesten Sinne die

zugeführte Wärmemenge (Heizenergie, solare Einstrahlung sowie interne thermische Lasten) bzw. Randtemperaturen (Boden- und Umgebungstemperatur) darstellt. Die Zustandsraumdarstellung ermöglicht, basierend auf den Zustandstemperaturen des Zeitschrittes $x(t)$ und der in diesem Zeitschritt (beliebig) zugeführten Wärmemenge $u(t)$, die Zustandsänderungen bzw. die resultierende Zustandstemperaturen des nächsten Zeitschrittes $x(t + 1)$ zu berechnen.

Um die Anwendbarkeit des Gebäudemodells zu steigern, wurde eine Kalibrierungsmethode entwickelt, die das Gebäudeverhalten aus vergangenen Messgrößen bestimmt. Diese Kalibrierung wurde in MATLAB basierend auf der „lsqnonlin“ Methode (nichtlineare kleinste Fehlerquadrat Methode) durchgeführt. Sie versucht basierend auf einer Referenzkurve (gemessene mittlere Gebäudetemperatur) und einer auf Messwerten basierende geschätzte Heizenergiemenge, durch variieren der thermischen Kapazitäten und U-Werte (siehe nachstehende exemplarische Formel der Fußbodentemperatur), die resultierenden Zustandstemperatur an die Referenzkurve anzunähern.

$$C_F \frac{dT_F}{dx} = \left(A_F \left(U_{Fo} (T_{ground} - T_F) + U_{Fi} (T_{Air} - T_F) \right) \right) + Q_F$$

Abbildung 8 zeigt exemplarisch das Ergebnis einer Kalibrierung für 2 Tage. Das Modell berücksichtigt für diesen Zeitraum vorliegende Eingangsgrößen wie Solarstrahlung, interne Lasten und Umgebungstemperatur und versucht, so nahe wie möglich an die Referenztemperatur des Gebäudes heranzukommen. Man sieht, dass der Algorithmus in der Lage ist, die errechnete mittlere Raumtemperatur in Bereich zwischen kältester und wärmster gemessener Raumtemperatur zu halten.

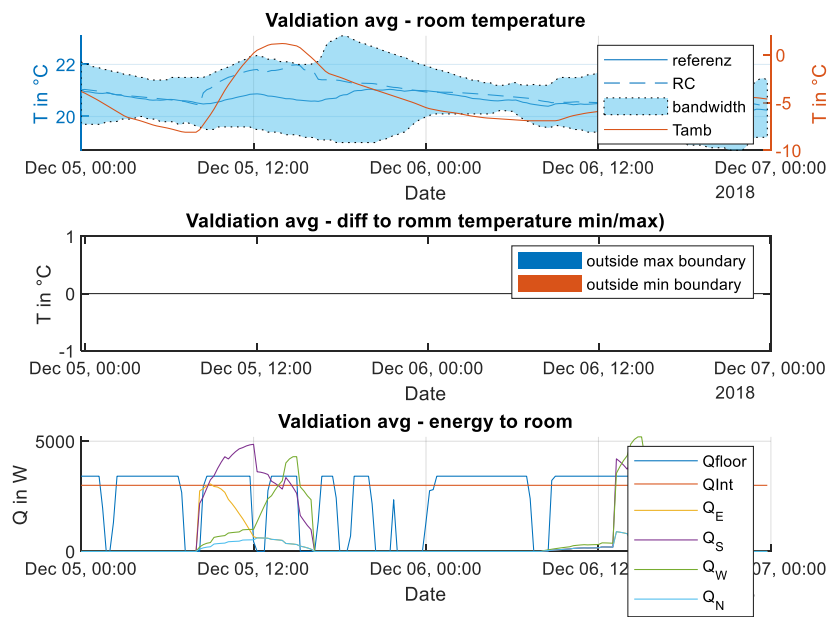


Abbildung 8 Beispielhaftes Kalibrierergebnis für den Zeitraum von 2 Tagen (resultierende Gebäudetemperatur Plot1 und angelegt Eingangsgrößen Plot3)

Dieser Kalibrierungsansatz wurde für folgende Anwendungsfälle verwendet.

Vorabschätzung: Zum einen wurde versucht, eine Vorabschätzung des geeigneten Kalibrierungszeitraumes zu machen. Dazu wurde das Gebäudemodell mit Hilfe des Algorithmus kalibriert. Jedoch zeigten erste Tests, dass ein längerer Kalibrierungszeitraum mit einem unterschiedlichen Verlauf der Inputdaten genauere Ergebnisse liefern kann. Eine Voraussetzung für eine gute Kalibrierung ist, dass viele verschiedene Dynamiken in ein und demselben Kalibrierungszeitraum auftreten, wie beispielsweise eine längere Periode ohne Heizen im Winter, um zu sehen, wie schnell sich das Gebäude abkühlt. Nur so hat das Gebäudemodell genügend Informationen, um das weitere Verhalten aufgrund Wetterprognosen realistisch abzubilden.

3.1.2 Testbedaufbau

Der vom AIT entwickelte Optimierungsalgorithmus sowie das Gebäudemodell wurde in die Infrastruktur des Wärmepumpenherstellers iDM integriert, sodass die Berechnungen des Optimierers direkt an die teilnehmenden Wärmepumpen weitergeleitet werden können. Die für den Optimierer erforderlichen Inputparameter werden ebenfalls seitens iDM aufbereitet und dem Optimierungsalgorithmus zur Verfügung gestellt.

Im Projekt wurden insgesamt 4 Luftwärmepumpen und eine Solewärmepumpe optimiert. Für diese Anlagen wurde in den Testwochen jeweils ein Fahrplan für den folgenden Tag berechnet. Aufgrund technischer Gegebenheiten konnten nicht immer alle Anlagen an den Tests teilnehmen, mindestens jedoch immer 3 von 5 Wärmepumpen.

Der Optimierungsalgorithmus und die Aktivierung werden auf einem iDM Server ausgeführt welcher mit den teilnehmenden Wärmepumpen kommuniziert. Falls Kommunikationsprobleme zwischen Server und Wärmepumpe auftreten, wechseln die Wärmepumpen automatisch in den autarken Betrieb. Somit wird die Einhaltung der Komfortgrenzen zu jedem Zeitpunkt gewährleistet.

Um Wärmepumpen zu ermöglichen am Pool teilzunehmen, musste zuerst ein Interface in der Software der Wärmepumpe implementiert werden, sodass die Fahrplanvorgaben des Optimierers seitens der Wärmepumpe weiterverarbeitet werden können. Falls keine Temperatur- oder Komfortgrenzen des Gebäudes verletzt werden, wird der vorgegebene Fahrplan mit einer Granularität von 15 Minuten verwendet, d.h. die Wärmepumpen erhalten jede Viertelstunde eine neue Vorgabe.

Für den Fall, dass die Optimierung weder Warmwasser noch Heizen vorsieht, wird durch softwareseitige Backups überprüft, ob es einen zusätzlichen Heiz- oder Warmwasserbedarf gibt. Ist die Differenz zwischen Sollraumtemperatur und Raumtemperatur größer als 1.5°C, dann wird eine zusätzliche Heizphase für die nächsten 15 Minuten aktiviert. Gleiches gilt für den Warmwasserspeicher. Falls die minimal zulässige Speichertemperatur unterschritten wird und seitens der Optimierung keine Warmwasserladung für die nächsten 15 Minuten vorgesehen ist, dann wird der Speicher außerplanmäßig aufgeheizt.

Für den SRL+DA+ID Use Case war ein zusätzlicher Eingriff in der Wärmepumpensoftware notwendig, da diese ursprünglich nur für die Weiterverarbeitung eines externen Signals ausgelegt war. Beim SRL-DA+ID Use Case kommt allerdings noch zusätzlich das Regelenergiesignal der World Direct hinzu.

Optimierung & Aktivierung

Für die Erstellung eines neuen Fahrplans wird die Optimierung jeden Tag berechnet und liefert je nach Use Case die Fahrpläne für den nächsten Tag. Die Grundlage der Optimierung bildet der Warmwasserbedarf der Kund:innen sowie der Heizwärmebedarf des Gebäudes. Dieser hängt von der Beschaffenheit des Gebäudes (z.B. Isolation, Fensterflächen), der prognostizierten Außentemperatur, und der solaren Einstrahlung ab. Die dritte Größe stellt der zeitliche Verlauf des Energiepreises für den Prognosezeitraum dar.

Die anfänglich sehr lange Optimierungslaufzeit von teils über 24 Stunden für vier Wärmepumpen konnte durch die Umstellung einiger Parameter im Optimierer deutlich reduziert werden. Diese liegt jetzt zwischen 30 und 60 Minuten für vier Luftwärmepumpen und einer Solewärmepumpe. Hierbei benötigt die Berechnung des Gebäudemodells ca. 15 Minuten und die eigentliche Optimierung ca. 15 bis 30 Minuten. Die Berechnungszeit im DA Use Case ist deutlich niedriger als im SRL+DA+ID Use Case. Die Aktivierung der Wärmepumpen erfolgt in allen Use Cases viertelstündlich. Bei SRL Day Ahead folgt

zusätzlich noch der Input des Regelenergiesignals der World Direct, wobei dieses nur ausgeführt wird, falls auch Regelenergie angeboten wird.

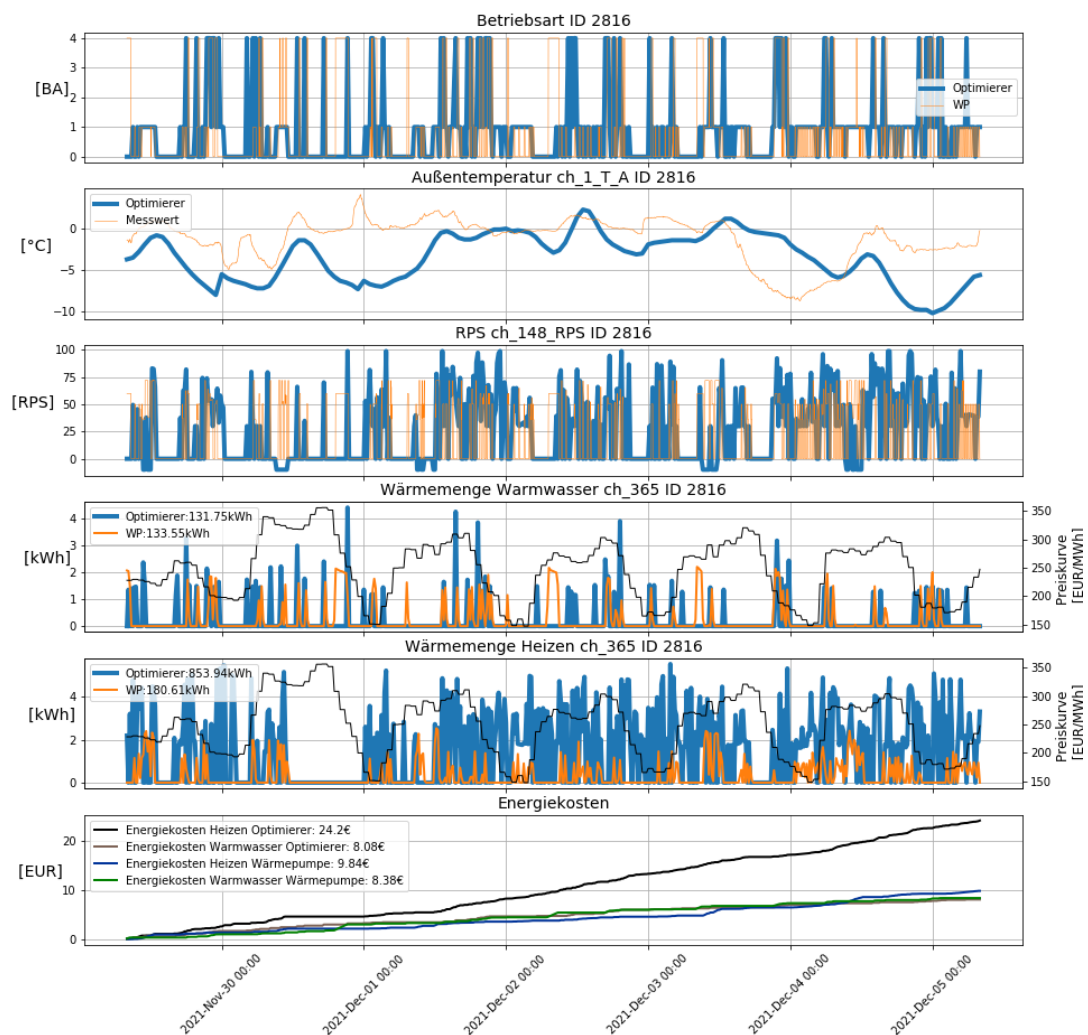


Abbildung 9 Testwoche im SRL+DA+ID Use Case

Abbildung 9 zeigt die Ergebnisse eines Tests von einer Wärmepumpe im SRL Day Ahead Use Case. Ausschlaggebend für die Qualität der Optimierung ist unter anderem die Fahrplanteue, welche sich anhand der Betriebsart des Optimierers (blau) und der Wärmepumpe (orange) beurteilen lässt. Insgesamt wird der Warmwasserverbrauch (Betriebsart 4) besser prognostiziert als die Energiemenge im Heizbetrieb (Betriebsart 1). Der Optimierer berechnet zum Zeitpunkt des Tests deutlich mehr Heizbedarf, als tatsächlich benötigt wird. Dies zeichnet sich auch in der Wärmemenge ab, wo der Optimierer im Aktivierungszeitraum 853 kWh errechnet und tatsächlich aber nur 180 kWh von der Wärmepumpe produziert bzw. vom Gebäude benötigt wurden.

Das Fallback für den Heizbetrieb wurde immer dann aktiviert, wenn die RPS negativ waren. Hierbei handelt es sich um eine interne Definition, um zusätzliche Aktivierungen in der

Validierung sichtbar zu machen. Diese oft kurzen zusätzlichen Heizvorgänge sind auf Lüftungsvorgänge der Bewohner:innen zurückzuführen, sobald die eingestellte Raumtemperatur wieder erreicht wird, schaltet die Wärmepumpe wieder in den Optimierungsbetrieb um.

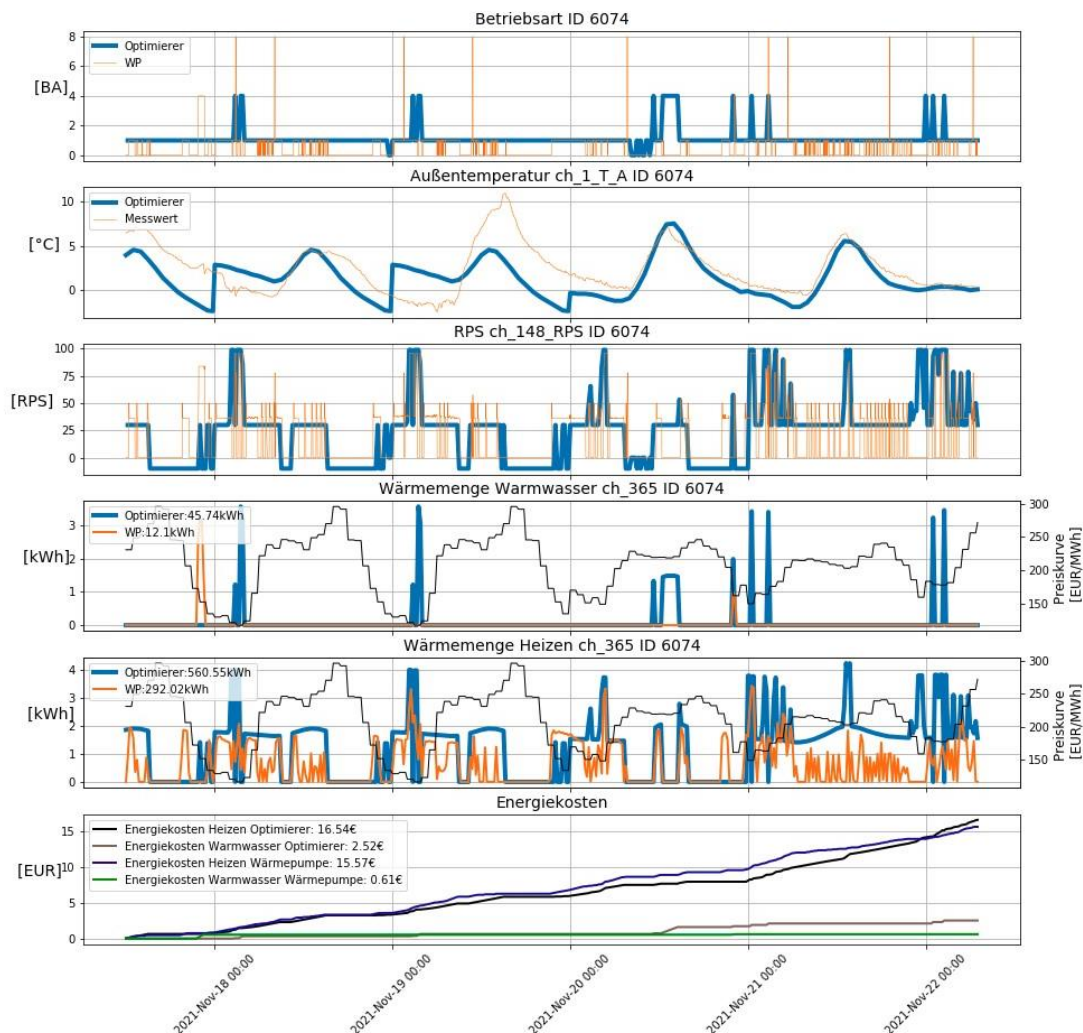


Abbildung 10 Weitere SRL Testwoche im Wärmepumpentestbed

In Abbildung 10 ist der Verlauf einer weiteren Wärmepumpe während einer Testphase dargestellt. Die Fahrplanteue im Heizbetrieb ist bei dieser Anlage als hoch einzustufen, da die Wärmepumpe großteils zu den Zeitpunkten läuft, in denen es der Optimierer vorgesehen hat, dies ist gut in der Grafik der Heizwärmemengen zu erkennen. Ebenfalls werden die Energiepreissenken effektiv ausgenutzt. Allerdings werden auch bei dieser Wärmepumpe die prognostizierten Heizwärmemengen deutlich zu hoch berechnet, auch die Prognose des Warmwassers ist in diesem Zeitraum zu hoch berechnet worden.

3.2 Boilerpool

3.2.1 Modellierung der Komponenten

Das Ziel der Optimierung ist es, unter Berücksichtigung der technischen Grenzen der Boiler-Einheiten, den Komfort-Einstellungen des Kunden und der Preisentwicklung am Energiemarkt einen optimalen Fahrplan für jede Komponente zu ermitteln.

Um den Boiler-Pool auch bei großer Teilnehmerzahl abzubilden und in ausreichender Zeit optimieren zu können wurde anstelle eines anfänglich geplanten Wärmeschicht-Modells für die Boiler-Einheiten ein Standard-Kapazitätsmodell verwendet. Dieses erlaubt bei einer negativen Kostenabweichung von 6-7% (Schütz & Streblov, S. 30) im Vergleich zu einem Schichtmodell, eine viel schnellere Berechnung des Fahrplans. Des Weiteren werden die Wärmekapazität des Warmwassers ($const_{W-Kapazität}$) und die Umgebungstemperatur als konstant angenommen.

Eine Komponente kann somit beschrieben werden mit:

Der variablen Heizleistung (P_{Bezug}), der durchschnittlichen Warmwassertemperatur (T_{Boiler}), den temperaturabhängigen Verlusten ($Q_{Verlust}$) (Schütz & Streblov, S. 25), der zugeführten Wärmemenge (Q_{In}) und dem prognostizierten Warmwasserverbrauch ($Q_{Verbrauch}$).

Des Weiteren werden folgende, Modell-spezifische Parameter benötigt:

Die minimale und maximale durchschnittlichen Temperatur (T_{min}, T_{max}) des Boilers, die maximale Leistung und Effizienz der Heizeinheit (P_{max}, μ_{Boiler}), der Oberfläche des Boilers (A_{Boiler}), der Wasserinhalt (V_{Boiler}) und der prognostizierte Warmwasserverbrauch ($Q_{Verbrauch}$).

Abgebildet wird das System durch folgende Bedingungen:

$$T_{Boiler}(t) \geq T_{min}$$

$$T_{Boiler}(t) \leq T_{max}$$

$$Q_{In}(t) = P_{Bezug}(t) * \mu_{Boiler}$$

$$Q_{Verlust}(t) = A_{Boiler} * const_{Verlust} * (T_{Boiler}(t) - T_{Umgebung})$$

$$T_{Boiler}(t) = T_{Boiler}(t-1) + \frac{Q_{In}(t) - Q_{Verbrauch}(t) - Q_{Verlust}(t)}{V_{Boiler+constW} \cdot Kapazität}$$

Es gilt $\forall t \in \mathcal{T}$ für den gesamten Optimierungszeitraum. Dabei ist \mathcal{T} die Menge an viertelstündlichen Zeitschritten im Simulationsmodell.

Der Warmwasserverbrauch von Einzelhaushalten schwankt im Modell zwischen 30l- und 50l / Person, bei einer Abnahmetemperatur von 45°C. Für die Simulationen wird durchgehend ein Standspeicher „VS-EU-300“, mit 300l Speichervolumen und 6kW Heizleistung verwendet. Zur mathematischen Beschreibung des Systems verwenden wir die Modellierungs-Bibliothek „Pyomo“. Diese erlaubt es uns die technischen und wirtschaftlichen Randbedingungen exakt zu definieren.

3.2.2 Testbedaufbau

Die vorhandenen Boiler im Boilerpool befinden sich in Wohnungen und Büros und werden entsprechend der dort vorherrschenden Bedürfnisse, insbesondere für Körperpflege und Reinigung, verwendet. Mit den Kund:innen wurden Nutzungsvereinbarungen geschlossen, um den Zugriff auf die Boilerdaten zu erlauben und die Boiler zu steuern. Im normalen Betrieb sollten die Kund:innen nichts vom Eingriff und den gezielten Aufheizvorgängen bemerken, da immer ausreichend Warmwasser zur Verfügung stehen sollte. Zusätzlich zu den Kund:innen wurden Simulationsboiler in den Pool gebracht um diesen für die Demo zu vergrößern. Deren Zapfprofilen unterscheiden sich nicht vom Verhalten von Boilern bei echten Kund:innen.

Jeder Boiler ist via dem Global System for mobile Communications (GSM) mit dem zentralen Server verbunden. Hier werden die Daten jedes einzelnen Boilers gespeichert und überwacht. Es ist bekannt wie viel thermische Kapazität der Boiler zu jedem Zeitpunkt hat und mit wie viel Leistung er geladen wird. Mit Hilfe dieser Informationen kann das Zapfverhalten aufgezeichnet, und entsprechende Forecasts und Optimierungen anhand des Nutzerverhaltens durchgeführt werden.

Optimierung & Aktivierung

Die Optimierung des Fahrplans läuft auf einem zentralen Server ab, der mittels REST-API sowohl mit der Flex+ Plattform als auch mit dem Boiler-Pool in Verbindung steht (siehe Abbildung 11). Über die Plattform können die für die Optimierung relevanten Marktdaten wie Strompreis-, Regelenergiepreis- und Abrufwahrscheinlichkeitsprognosen abgerufen, und in weiterer Folge analysiert und aufbereitet werden. Der Boilerpool stellt Daten über den gegenwärtigen Ladezustand, technische Parameter und Verfügbarkeiten der Einheiten, sowie Information über stattgefundene Regelenergieabrufe bereit.

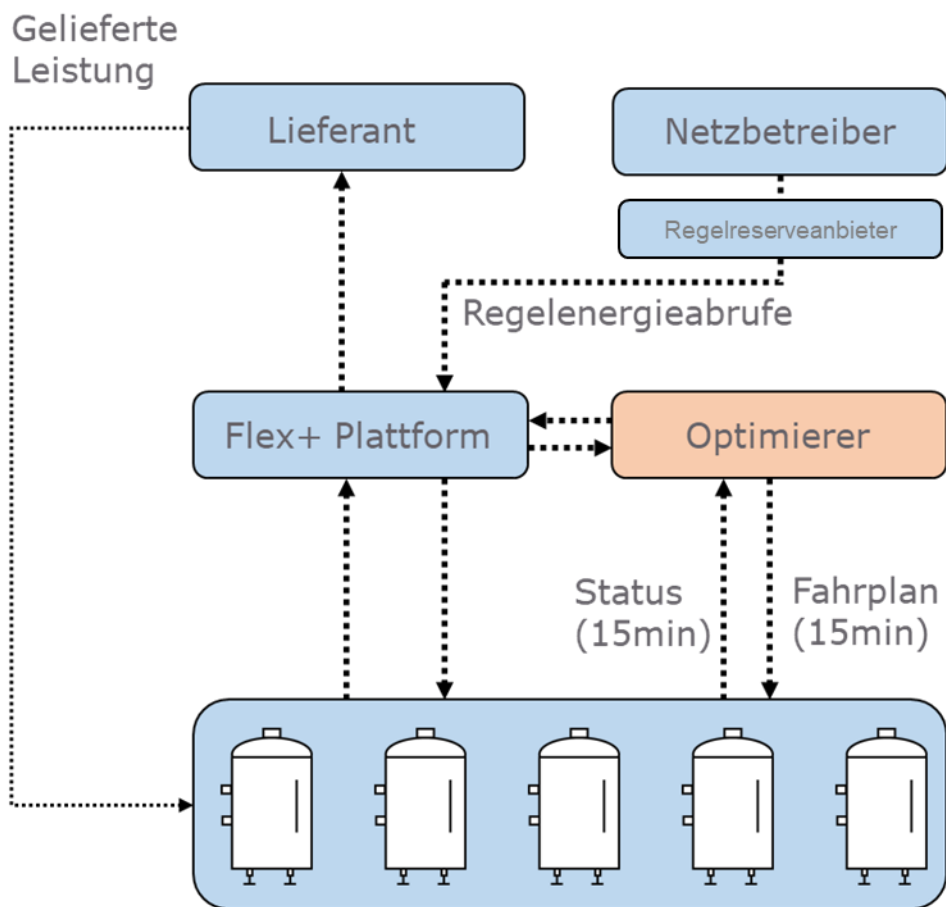


Abbildung 11 Schematische Darstellung Plattformen und Optimierer Boilerpool

Im Preprocessing werden die Datensätze aufbereitet und auf etwaige Fehler untersucht. Weiters wird auf Basis der Verbrauchsprofile der einzelnen Elektroboiler eine individuelle Lastprognose für jede Einheit erstellt. Mithilfe eines MILP (Mixed Integer Linear Programming) Simulationsmodells, welches den Day-Ahead Markt, Intraday-Markt und Regelenergiemarkt, sowie das physikalische Verhalten der Elektroboiler abbildet, wird im nächsten Schritt der ideale Betriebsplan und das etwaige Regelenergieangebot des Pools berechnet.

Die Fahrpläne werden dann mittels REST-API automatisiert an die Flex+ Plattform zur Speicherung und Weiterverarbeitung der Daten übermittelt. Für die Aktivierung bei einem Regelenergieabruf erhält der zentrale Server den Ladebefehl vom Energielieferanten oder direkt vom Verteilnetzbetreiber. Anhand der Gruppierung nach verfügbaren Boilern teilt der Server das Ladesignal auf. Es werden so viele Boiler eingeschaltet, wie Regelenergie angefordert wird. Ist der Abruf kleiner, werden entsprechend weniger Boiler aktiviert. Ein Abruf ist limitiert von der Anzahl Boiler und der daraus entstehenden Leistung. Es kann nur in den Leistungsstufen der Boiler Regelenergie geliefert werden.

Die Demos wurden mit fünfundzwanzig simulierten und bis zu fünf realen Boilern durchgeführt. Jeder der im Zuge der Simulationen definierten Use-Cases wurde in mehreren Demowochen im Pool getestet und ausgewertet.

Die Datenverarbeitung und die Automatisierung des Steuerungssystems konnten dabei erfolgreich umgesetzt werden (siehe Beispiel Abbildung 12).

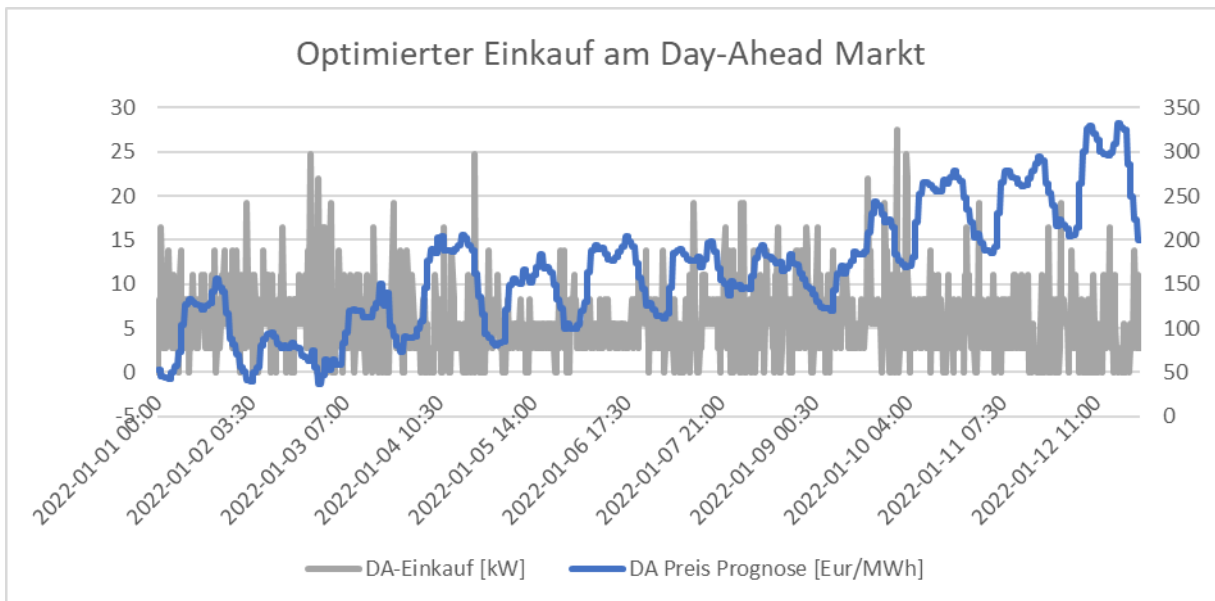


Abbildung 12 Demowochen Ergebnis aus DA Markt Ergebnissen

Der Hauptunterschied zwischen den Simulationen und dem Demo-Betrieb sind etwaige Prognoseabweichungen. Diese konnten zu großen Teilen durch den Nachkauf oder Verkauf von Intraday-Produkten ausgeglichen werden. Auch das Angebot von Regelenergie durch die im Pool aggregierten Leistungen konnte erfolgreich getestet werden. In den Demos wurde aufgrund der höheren Abrufwahrscheinlichkeiten sekundäre Regelenergie angeboten.

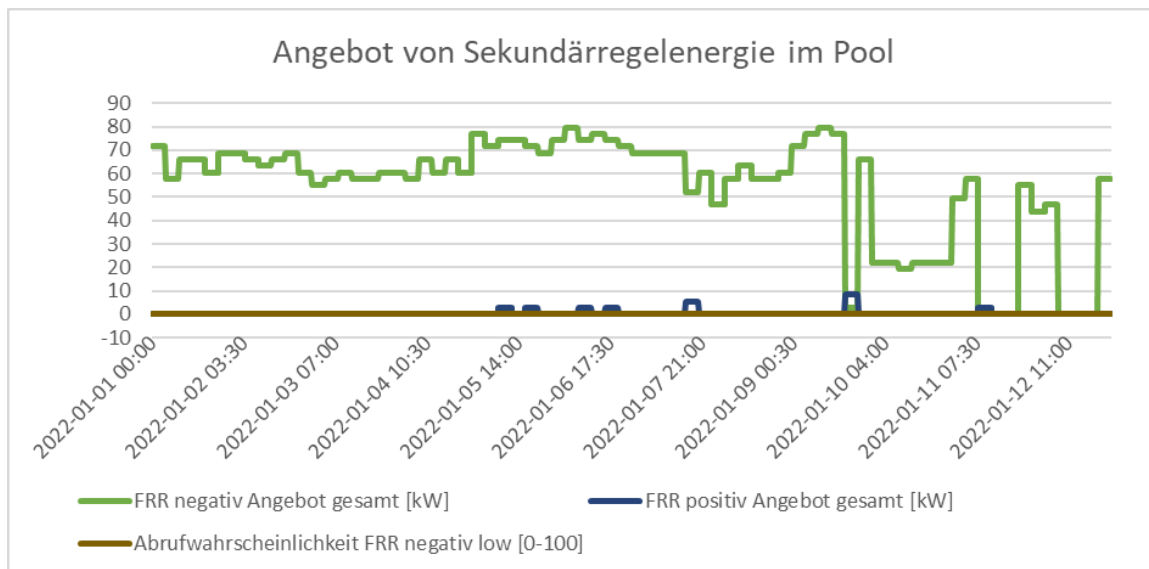


Abbildung 13 Angebot von Sekundärregelenergie im Boilerpool

Im Use Case SRL+DA+ID wurden im Echtzeitbetrieb meistens Angebote für negative Regelreserve abgegeben, zu Abrufen kam es aber vergleichsweise selten. Aufgefallen ist, dass selten positive Regelreserve angeboten wurde. Dies liegt daran, dass diese mit einem Leistungsbezug am DA-Markt verbunden ist, was in den meisten Fällen nicht rentabel ist.

3.3 Batteriepool

3.3.1 Modellierung der Komponenten

Die für die Batterie-Pool-Optimierung verwendete Methodik basiert auf drei Hauptelementen, nämlich a) Flexibilitätspotenzial, b) simulationsbasierte Optimierung und c) Aktivierungsfaktor. Das erste Element, das Flexibilitätspotenzial, ermöglicht es, die Flexibilitätsoptimierung vom Referenzbetrieb der Batterie zu trennen. Es ermöglicht auch die Durchführung der Optimierung über eine Gruppe von Batterien unter Verwendung des gesamten Flexibilitätspotenzials. Das zweite Element, die simulationsbasierte Optimierung, ermöglicht die synchrone Optimierung über mehrere Märkte hinweg, ohne die Komplexität der Optimierung zu erhöhen. Das dritte Element, der Aktivierungsfaktor, ermöglicht es, die Kosten für die Nutzung der Batterien unter Berücksichtigung ihrer Lebenserwartung effizient einzubeziehen.

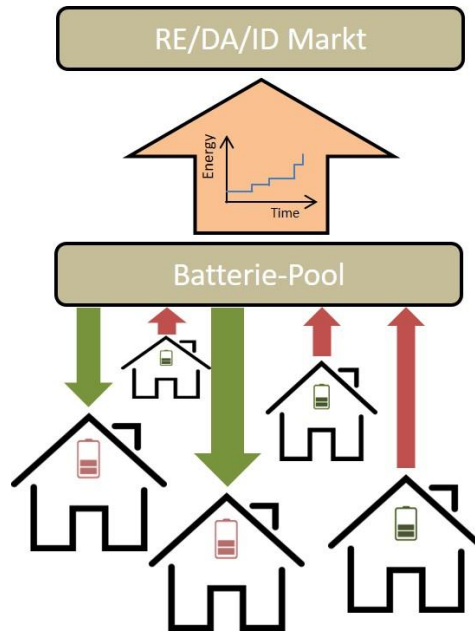


Abbildung 14 Schema der Flexibilitätspotential-Aggregation für den Batterie-Pool

Setup. Die Energiemengen $\{u(1), u(2), \dots, u(N)\}$ sollen berechnet werden, die der Batterie-Pool am nächsten Tag auf einem Markt anbietet, wobei $u(t)$, $t = 1, \dots, N$, die im Zeitintervall t angebotene Energiemenge ist. Jede dieser Mengen, die während des Zeitintervalls t angeboten wird, wird durch eine Teilmenge der teilnehmenden Batterien aktiviert, d.h., $u(t) = (u_1(t), u_2(t), \dots, u_n(t))$ wobei n die Gesamtzahl der teilnehmenden Batterien bezeichnet und $u_i(t) \in [-1, 1]$ der Anteil des verfügbaren Flexibilitätspotenzials ist, der von der Batterie i aktiviert wird, $i = 1, \dots, n$. Mit anderen Worten, wir möchten für jede Batterie berechnen, welcher Anteil des verfügbaren Lade-/Entladepotenzials innerhalb des Zeitintervalls t angeboten werden sollte. Schematisch ist dies auch in Abbildung 14 dargestellt, wobei die grünen und roten Pfeile die von jeder Batterie aktivierten Energiemengen anzeigen.

Da der Batterie-Pool an drei verschiedenen Typen von Strommärkten teilnehmen kann, nämlich RE, DA und ID, müssen die Energieangebote pro Energiemarkt berechnet werden. Dazu wird die Notation $u_{RE}(t)$, $u_{DA}(t)$, $u_{ID}(t)$ eingeführt, um die im Zeitintervall t auf den RE-, DA- und ID-Märkten angebotenen Aktivierungen zu bezeichnen. Zu jedem Zeitintervall t und unter der Annahme, dass der Batterie-Pool die Aktivierungen $u_{RE}(t)$, $u_{DA}(t)$, $u_{ID}(t)$ angeboten hat, gibt es einen damit verbundenen Nutzen (Einnahmen), die der Batterie-Pool erhält. Wenn wir annehmen, dass der batterie-Pool an RE/DA/ID-Märkten teilnimmt, dann könnte der entsprechende Nutzen (während des Zeitintervalls t) wie folgt geschrieben werden:

$$g(x(t), u_{RE}(t), u_{DA}(t), u_{ID}(t)) = g_{RE}(x(t), u_{RE}(t)) + g_{DA}(x(t), u_{DA}(t)) + g_{ID}(x(t), u_{ID}(t)) + g_{ref}(x(t), u_{RE}(t), u_{DA}(t), u_{ID}(t))$$

wobei g_{RE} , g_{DA} , und g_{ID} die vom RE-, DA- bzw. ID-Markt erhaltenen Versorgungsleistungen bezeichnen. Die Variable x stellt die Zustandsvariable dar und fasst die derzeit verfügbaren Informationen über den gesamten Batterie-Pool zusammen. Insbesondere umfasst die Zustandsvariable die folgenden Variablen $SOC_i(t)$, $v_{d,i}(t)$, $v_{c,i}(t)$ (d.h. den Ladezustand der Batterie und das Entlade-/Ladepotenzial der Batterie. Der letzte Term der Nutzenfunktion, g_{ref} , bezeichnet den Nutzwert, den der Benutzer aufgrund der Differenz zum Referenzbetrieb der Batterie (Opportunitätskosten) erfährt. Aufgrund der Energieaktivierungen, die den Strommärkten angeboten werden, erfährt der Benutzer einen Unterschied zum Referenzszenario.

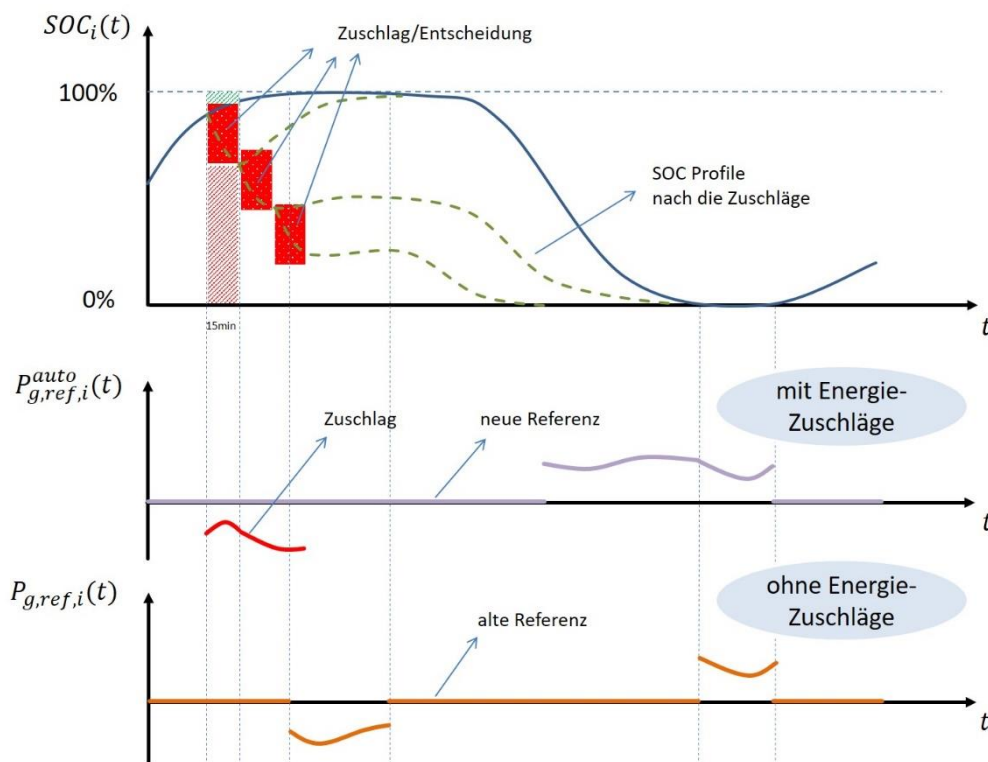


Abbildung 15 Langfristige Auswirkungen von Entscheidungen

Um die Rolle des Begriffs g_{ref} , besser zu verstehen, soll das Beispiel in Abbildung 15 näher betrachtet werden. Aufgrund der (entladenden) Energiemengen folgt der Ladezustand einem anderen Profil, was im Referenzszenario zu anderen Kosten führt. Insbesondere bezeichne $P_{g,ref,i}^{auto}(t)$ die Leistung, die im Zeitintervall t unter dem autonomen/originalen Referenzszenario, d.h. ohne aus dem Netz bezogene Energiemengen, und $P_{g,ref,i}(t)$ sei die

entsprechende Leistung aus dem Netz unter dem neuen Referenzszenario (das unter Berücksichtigung der früheren Energiezuschläge berechnet wird). Wenn $\lambda_{DA}(t)$ den DA-Strompreis für das Zeitintervall t bezeichnet und τ_{DA} den DA-Netztarif, dann gilt:

$$\begin{aligned}
 g_{ref}(x(t), u_{RE}(t), u_{DA}(t), u_{ID}(t)) \\
 &= -[P_{g,ref,i}(t)]_+(\lambda_{DA}(t) + \tau_{DA}) \Delta T - [P_{g,ref,i}(t)]_- \lambda_{DA}(t) \Delta T + \\
 &\quad [P_{g,ref,i}^{auto}(t)]_+(\lambda_{DA}(t) + \tau_{DA}) \Delta T + [P_{g,ref,i}^{auto}(t)]_- \lambda_{DA}(t) \Delta T
 \end{aligned}$$

was die Differenz der Kosten zwischen den Referenzszenarien des tatsächlichen Betriebs (einschließlich der Energiezuschläge) und des autonomen Betriebs (ohne die Energieverpflichtungen) berechnet.

Optimierungsproblem: Der Batterie-Pool nimmt an einem Strommarkt RE/DA/ID teil, indem er Energie- oder Stromgebote über den nächsten Tag (wie im Falle des RE- oder DA-Marktes) oder über die nächsten Stunden (wie im Falle des ID-Marktes) anbietet. Gebote werden mit einer Granularität von 15min (für den DA- oder ID-Markt) oder mit einer Granularität von 4h (für die RE-Märkte) entschieden. In den RE- und DA-Märkten sollte die Optimierung also einmal pro Tag durchgeführt werden und die Energie-/Leistungszuschläge für den nächsten Tag in einer Granularität von 4 Stunden bzw. 15 Minuten liefern, während für den ID-Markt die Optimierung jede einzelne Stunde durchgeführt werden kann, um die Energiezuschläge über einige Stunden zu liefern. Darüber hinaus setzt die Optimierung für den DA-Markt voraus, dass die akzeptierten Gebote für den RE-Markt bekannt sind, d.h. die DA-Optimierung folgt der RE-Optimierung.

Unabhängig vom Strommarkt (RE/DA/ID), dem Optimierungshorizont oder der Granularität der Energiegebote sollten bei der Optimierung die langfristigen Auswirkungen der Entscheidungen berücksichtigt werden. In Abbildung 15 wurde gezeigt, dass jedes Energiegebot später innerhalb desselben Tages oder am nächsten Tag bzw. an den nächsten Tagen einen signifikanten Einfluss auf das Referenzszenario haben kann. Beispielsweise kann jede Entladungsaktivierung, durch die die Batterie geleert wird, im aktualisierten Referenzszenario zu erheblich höheren Kosten führen. Obwohl also unsere Optimierungsvariablen innerhalb des nächsten Tages eingeschränkt werden, verlängert sich unser effektiver Optimierungshorizont über einen Zeitraum, der größer als ein Tag ist. Mathematisch kann dies als ein Optimierungsproblem mit unendlichem Horizont ausgedrückt werden, mit einem Ziel (oder Nutzen) der Form:

$$J^*(x_0) \stackrel{\text{def}}{=} \max_{u(0), u(1), \dots \in [-1, 1]^n} \sum_{t=0}^{\infty} \delta^t g(x(t), u_{RE}(t), u_{DA}(t), u_{ID}(t)), \quad x(0) = x_0$$

für einen Diskontierungsfaktor $\delta \in (0,1]$, wobei der Prozess bei Zustand $x(0) = x_0$ eingeleitet wird. In der Praxis ist es ausreichend, die Auswirkungen der Entscheidungen $u_{RE}(t)$, $u_{DA}(t)$, $u_{ID}(t)$ in den nächsten Tagen zu berücksichtigen, in diesem Fall $\delta = 1$. Beachten Sie, dass die Funktion g bereits die Differenz mit dem autonomen Referenzszenario erfasst (d.h. wenn die Batterie autonom arbeitet). Somit liefert $J^*(x_0)$ die erhaltenen Einnahmen im Vergleich zum Referenzbetrieb der Batterie.

Optimale Strategie und simulationsbasierte Optimierung: Wie oben diskutiert, wird das Problem als eine Optimierung mit langem Zeithorizont (um die langfristigen Auswirkungen unserer Entscheidungen zu erfassen) betrachtet, auch wenn nach optimalen Energiegeboten für den nachfolgenden Tag gesucht wird. Solche Optimierungsprobleme mit großem Zeithorizont, die auch dynamischen Einschränkungen unterliegen, werden normalerweise im Rahmen der Dynamischen Programmierung (oder der Approximativen Dynamischen Programmierung bei Unsicherheiten) behandelt. In einfachen Worten, das Hauptziel solcher Methoden ist die Ableitung einer optimalen Strategie, d.h. einer Funktion $\mu^*(x(t)) = u^*(t)$, die einen optimalen Energiezuschlag für jedes Zeitintervall t bei der aktuellen Situation (oder dem aktuellen Zustand) $x(t)$ liefert. Wenn eine solche optimale Strategie zur Verfügung steht, können optimale Gebote für den nächsten Tag abgeleitet werden, indem simuliert wird, wie sich der Zustand des Batterie-Pools am nächsten Tag entwickelt, wenn in jedem 15-Minuten-Intervallschritt die optimale Strategie angewendet wird.

Insbesondere werden, unter der Annahme, dass eine optimale Strategie verfügbar ist, $\mu^*(x(t)) = u^*(t)$, die optimalen Aktionen über einen Zeithorizont von N Schritten gemäß dem Algorithmus 1 aus Tabelle 3 ausgewählt. Der Zeithorizont N wird davon abhängen, ob wir im Hinblick auf den DA/ID/RE-Markt optimieren. Im Wesentlichen simuliert Algorithmus 1 einfach die Entwicklung des Ladezustands der Batterie, wenn wir Entscheidungen (über die Energiezuschläge für einen Markt) gemäß der optimalen Strategie μ^* treffen. Die Ableitung dieser Strategie hängt von den Merkmalen des jeweiligen Marktes ab. Übersicht technisches Konzept E-Auto Pool und Ladepunkt:

Tabelle 3 Optimale Zuschläge, wenn eine optimale Strategie zur Verfügung steht

Algorithmus 1 Optimale Zuschläge, wenn eine optimale Strategie zur Verfügung steht		
$\mu^*(x(t)) = u^*(t)$		
1:	procedure	$\{u^*(1), \dots, u^*(N)\} = O(\mu^*, x(1) = x_1)$
2.	$u^*(1) = \mu^*(x_1)$ wobei $x_1 \triangleq$	$\{SOC_i(1), v_{d,i}(1), v_{c,i}(1)\}_i$
3.	for $t = 2, 3, \dots, N$	
	(Simulationsintervall)	
4.	for $i = 1, 2, \dots, n$	(Anzahl der Batterien)
5.	$SOC_i(t) = \Sigma_i(SOC_i(t-1), v_{d,i}(t-1), v_{c,i}(t-1), u_i^*(t-1))$	
	(Aktualisierung des Ladestatus)	
6.	$P_{b,ref,i}(t) = R_i(\Delta P_i(t), SOC_i(t))$	
	(Aktualisierung der Referenzleistung)	
7.	$\{v_{c,i}(t), v_{d,i}(t)\} = V_i(P_{b,ref,i}(t), SOC_i(t))$	
	(Potenzielle Aktualisierung)	
8.	$u^*(t) = \mu^*(x(t)) = \mu^*(\{SOC_i(t), v_{c,i}(t), v_{d,i}(t)\}_{i=1, \dots, n})$	

Batteriekosten und Aktivierungsfaktor. Um die Kosten der direkten Nutzung der Batterie zum Laden oder Entladen der Energiezuschläge $u(t)$ zu erfassen, führen wir den Begriff des Aktivierungsfaktors ein. Der Aktivierungsfaktor stellt das Verhältnis des nominalen/linearen Restwerts der Batterie (NRV) zum tatsächlichen Restwert der Batterie (ARV) dar. Insbesondere entspricht der NRV dem Restwert der Batterie, wenn sie während ihrer gesamten Lebensdauer auf einheitliche Weise verwendet wird. Auf der anderen Seite entspricht der ARV der Batterie dem Restwert der Batterie auf der Grundlage der bisherigen tatsächlichen Aktivierungen.

Wenn wir $E_{cum,i}(t)$ als die kumulative Energie definieren, die auf die Batterie geladen oder von ihr entladen wird, $E_{war,i}$ als die Gesamtenergie, die auf der Grundlage ihrer Garantie auf die Batterie geladen oder von ihr entladen werden kann, $T_b(t)$ als die Gesamtzeit, die seit dem Kauf der Batterie verstrichen ist, $T_{b,war,i}$ als die Gesamtzeit der Garantie und $C_{b,i}$ als die Gesamtkosten der Batterie, dann definieren wir

- $ARV_i(t) = C_{b,i} - C_{b,i} \frac{E_{cum,i}(t)}{E_{war,i}}$
- $NRV_i(t) = C_{b,i} - C_{b,i} \frac{T_{b,i}(t)}{T_{b,war,i}}$

Dann wird der Aktivierungsfaktor wie folgt definiert:

$$AF_i(t) = \frac{NRV_i(t)}{ARV_i(t)}$$

Beachten Sie, dass, wenn $AF_i(t) < 1$, dies bedeutet, dass die Batterie weniger Zeit als ihre nominale Betriebszeit genutzt wurde, während $AF_i(t) > 1$ bedeutet, dass die Batterie mehr Zeit als ihre nominale Betriebszeit genutzt wurde. Dieser Schwellenwert wird als Kriterium für die Verwendung der Batterie für Aktivierungen verwendet.

Angesichts der Tatsache, dass die Energiemenge, die innerhalb eines Tages in die Batterie geladen oder aus der Batterie entladen werden kann, im Vergleich zu $E_{war,i}$ sehr gering ist, sollten innerhalb eines einzigen Tages keine signifikanten Schwankungen des Aktivierungsfaktors zu erwarten sein. Daher berechnen wir am Ende jedes Tages d , und angesichts der Aktivierungen der Batterie während des Tages, $ARV_i(d)$ und berechnen den neuen Aktivierungsfaktor $AF_i(d)$. Wenn $AF_i(d) > 1$, dann kann die Batterie nicht für direkte Aktivierungen am nächsten Tag $d + 1$ verwendet werden. Wenn stattdessen $AF_i(d) < 1$, dann kann die Batterie für direkte Aktivierungen verwendet werden. Auf lange Sicht wird dadurch gewährleistet, dass der Aktivierungsfaktor immer um den Schwellenwert 1 kalibriert wird, wodurch gewährleistet wird, dass die Batterien nicht überstrapaziert werden.

Ergebnisse der Simulation: In diesem Abschnitt präsentieren wir die Ergebnisse der Optimierung in verschiedenen Zeiträume (wie in Abschnitt 2 beschrieben). Die Simulationen wurden mit einem Satz von 30 Batterien durchgeführt, die aus einem originalen Satz von 4 Batterien mit stochastisch modifizierten PV- und Stromlastprofilen repliziert wurden. Die Merkmale dieser Batterien sind in Tabelle 4 dargestellt.

Tabelle 4 Merkmale der Batterien

Merkm ^{al}	Batterie 1	Batterie 2	Batterie 3	Batterie 4
Energie-Garantie (MWh)	17,06	10,24	20,44	26,63
Zeit-Garantie (Jahre)	10	10	10	10
Kapazität (kWh)	6,00	3,60	7,20	9,60
Maximale Ladeleistung (kW)	4,64	2,72	5,52	7,36

Maximale Entladeleistung (kW)	4,64	2,72	5,00	5,00
--------------------------------------	------	------	------	------

Die Zusammenfassung der Simulationsergebnisse des Optimierungsrahmens im Batteriepool und für die verschiedenen Märkte/Zeiträume finden Sie in der folgenden Tabelle 5.

Tabelle 5 Einnahmen pro Maximale Ladeleistung pro Jahr (Euro/kW/Jahr)

Markt	Zeitraum 1	Zeitraum 2	Zeitraum 3
PRL+DA+ID	3,20	3,39	
SRL+DA+ID	17,08	13,20	
TRL+DA+ID	1,12	1,97	
DA+ID			2,73
DA	1,29	1,11	

- Die SRL+DA+ID-Optimierung sorgt für die größten Einnahmen von allen Märkten. Im Durchschnitt werden diese Einnahmen auf 15 Euro / KW maximale Ladeleistung geschätzt.
- PRL+DA+ID bringt weniger Einnahmen, die etwa 22% der Einnahmen der SRL+DA+ID-Optimierung entsprechen.
- TRL+DA+ID bringt noch weniger Einnahmen, die etwa 10% der Einnahmen der SRL+DA+ID-Optimierung entsprechen.
- DA+ID bieten ebenfalls Einnahmemöglichkeiten, allerdings in der Größenordnung von 18% der Einnahmen der SRL+DA+ID-Optimierung. Eine weitere wichtige Bemerkung ist die Tatsache, dass bei der DA+ID-Optimierung größere Energiemengen in die/aus der Batterie geladen/entladen werden müssen, was sich erheblich auf die Lebensdauer der Batterie auswirken kann.

3.3.2 Testbedaufbau

Bei den Teilnehmer:innen im Batteriepool handelt es sich ausschließlich um Anlagen von Fronius Mitarbeiter:innen bzw. deren direkten Verwandten, um einen schnellen und unkomplizierten Zugriff auf die Anlagen zu ermöglichen. Von den ursprünglichen zehn zur Verfügung stehenden Testanlagen, konnten Anfangs fünf (siehe Tabelle 6, und in weiterer Folge nur noch vier Anlagen tatsächlich bei den Demowochen teilnehmen. Alternative Komponenten sowie komplexe von Drittanbietern gesteuerte Smart Home Lasten haben eine finale Einbindung in den Pool für Anlagen verhindert. Bei einer Anlage (System 10) hat ein Batteriedefekt zum Ausschluss aus dem Batteriepool geführt.

Tabelle 6 Übersicht Batteriepool Demowochen

System	Batterie	PV kWp	zusätzliche Informationen
System 3	Solar Battery 9.0	15	<ul style="list-style-type: none"> • zweiter Wechselrichter • Wärmepumpe
System 5	BYD 6.4	5,88	<ul style="list-style-type: none"> • -
System 8	Fronius Solar Battery 12.0	4,83	<ul style="list-style-type: none"> • Ohmpilot • Trockner • Poolpumpe
System 9	Fronius Solar Battery 6.0	4,32	<ul style="list-style-type: none"> • Nachtspeicherofen • E-Auto (22kW) • Ohmpilot
System 10	Fronius Solar Battery 4.5	3	<ul style="list-style-type: none"> • Batterie Defekt

Technische Umsetzung im Pool

Die Fronius Wechselrichter verfügen zum heutigen Stand noch nicht über alle notwendigen Funktionalitäten zur Fernsteuerung der Batterien, da sich diese momentan in der Implementierungsphase befinden. Daher musste eine alternative Lösung geschaffen werden, welche die Kommunikation der Flex+ Plattform mit den Batterien der Kund:innen ermöglicht.

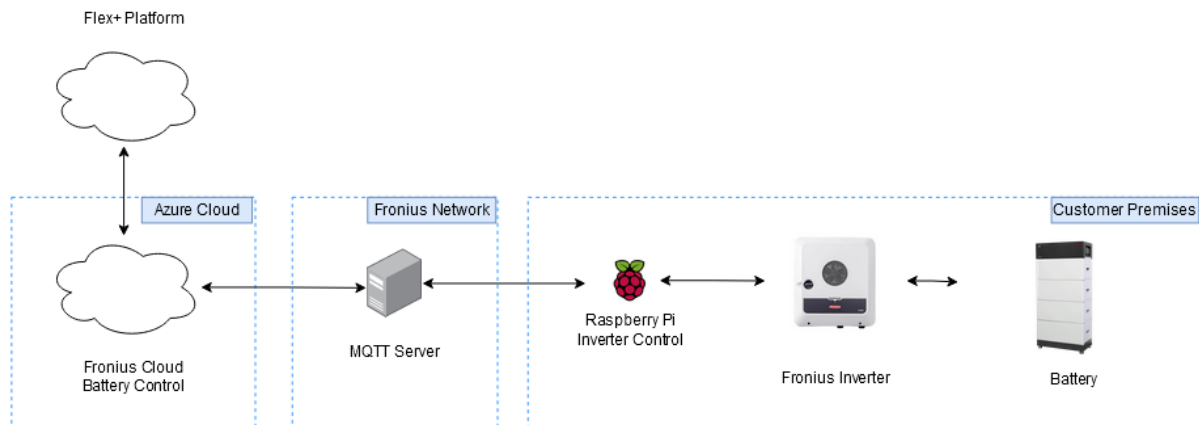


Abbildung 16 Architektur Konzept Batteriepool

Es wurde bei jedem Teilnehmer im Batteriepool ein Raspberry Pi Mikrocomputer installiert, der einerseits die Befehle aus den Optimierungen sowie die Aktivierungen an die Batterie weiterleitet. Zugleich werden auch sämtliche relevanten Daten für eine genauere Auswertung, vor allem für den Nachweis der Erbringung der geforderten Netzdienlichen Aktivierungen für die APG im zwei Sekunden Intervall aufzeichnet, und diese an unsere Fronius Server übermittelt. Der Austausch der Befehle zwischen dem Algorithmus in unserer Cloud Architektur und dem Vor-Ort installierten Raspberry Pi Mikrocomputern erfolgt über das MQTT Protokoll.

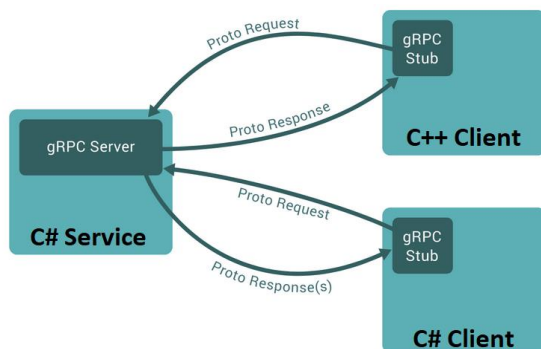


Abbildung 17 Grundkonzept gRPC für den Batteriepool

Zur softwareseitigen Umsetzung wurde eine auf Microservices basierende Architektur verwendet, um schnell und einfach einzelne Bausteine gegen neuere oder alternative Microservices austauschen, sowie das gesamte Konzept auf eine deutlich erweiterte Batteriepool-Größe skalieren, zu können. Diese Microservices kommunizieren untereinander mittels gRPC (Remote Procedure Call). Die Schnittstelle zwischen den Microservices sind sogenannte protobuf (protocol buffer) Dateien, die unabhängig einer Programmiersprache erstellt werden können. Der Vorteil besteht darin, dass die einzelnen Microservices in der Programmiersprache geschrieben werden können, die am besten für den Anwendungsfall geeignet ist.

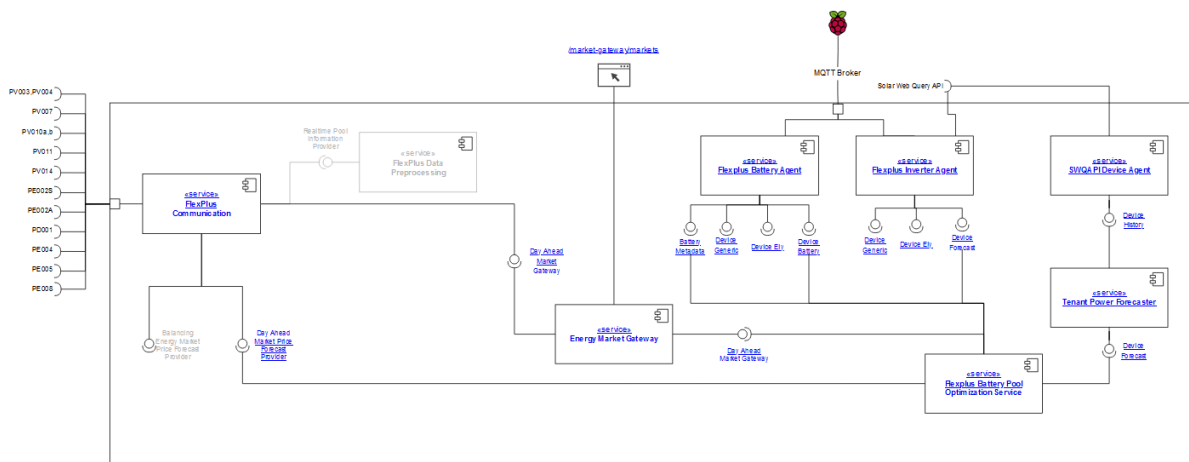


Abbildung 18 Microservice Struktur im Batterie-Pool

Ein Großteil des Projekts wurde mittels ASP.NET C# umgesetzt, lediglich Elemente, wie das Microservice für den Optimierungsalgorithmus, bei denen die Performance im Vordergrund steht, wurden mit C++ realisiert. Das Deployment läuft auf einer virtuellen Maschine in der Azure Cloud anstatt in einem AKS (Azure Kubernetes Cluster) in Azure. Auf dieser virtuellen Maschine ist ein Kubernetes Cluster eingerichtet. Die Entscheidungen für eine derartige Umsetzung basieren rein auf Kostenoptimierungsgründen. Der Kubernetes Cluster wird mittels Helm Charts konfiguriert. Die Verwendung einer Microservice Struktur beinhaltet einen sehr hohen Initialaufwand und einen hohen Wartungsaufwand bei Änderungen (Bsp. bei der Implementierung des SRL Use Cases).

Optimierung & Aktivierung

Die Entscheidung welche Batterien zu welchem Zeitpunkt tatsächlich mit welcher Leistung aktiviert werden, muss nicht mit der ursprünglichen Optimierung, welche für die Angebotsstellung an die Flex+ Plattform erstellt wurde, übereinstimmen. Die Input Daten für diese Aktivierungs-Optimierung (Auswahl, Aktivierung, und Regelung der Batterien) umfassen die berechneten Werte seitens des Optimierungsalgorithmus, die Preisvorgaben des Marktes, sowie allgemeine Parameter von den Batteriesystemen. Für den Fall, dass eine

oder mehrere Batterien zum Zeitpunkt der Optimierung offline, also für die Datenkommunikation nicht erreichbar sind, werden diese aus der Berechnung für den Pool ausgenommen um keine fehlerhaften Aktivierungen auszulösen. Genauso werden auch diverse regelbare Lasten, hier konkret der Ohmpilot (Lösung zur thermischen Speicherung von überschüssiger PV-Energie), aus der Optimierung exkludiert, um einen reibungslosen Ablauf zu garantieren. In einigen wenigen Fällen kann es dazu kommen, dass eine Batterie nicht wie erwartet auf eine Vorgabe reagiert, da eine andere Funktionalität mit höherer Priorität vorliegt (z.B. Maßnahmen die einen sicheren und korrekten Betrieb der Batterie gewährleisten), welche eine externe Steuerung verhindert. Dies betrifft beispielsweise die Erreichung des minimal zulässigen SOC's oder eine Kalibrierladung der Batterie. Diese Ausnahmen wurden in der Umsetzung der Aktivierungs-Optimierung mitberücksichtigt.

Ergebnisse aus den Demowochen

Day Ahead Use Case:

Die Auswertung der Day Ahead Demowochen stellte sich aufgrund von lückenhaften Datenaufzeichnungen als schwierig heraus; hier muss die Datenbank zukünftig noch deutlich optimiert werden. Ziel des DA Algorithmus ist einen preisoptimierten Verbrauchsfahrplan für den Folgetag zu erstellen und am Folgetag diesen so genau wie möglich einzuhalten. Hierfür erstellt der Algorithmus, unter Berücksichtigung des Preis-, Bezugs- und PV-Forecast, für den Batteriepool einen Lade- und Entladefahrplan für den Folgetag. Ist beispielsweise bei hohem Strompreis ein Netzbezug vorhergesagt und Flexibilität vorhanden, plant der Algorithmus eine Batterieladung zu einem früheren Zeitpunkt bei einem niedrigen Strompreis, damit der vorhergesagte Netzbezug mit Energie aus der Batterie abgedeckt werden kann. Am Durchführungstag sorgt der Algorithmus für eine möglichst exakte Einhaltung des Fahrplans, indem er bei Abweichungen zwischen dem tatsächlichen Bezug und dem Forecast, den Batterie-Fahrplan entsprechend anpasst wird.

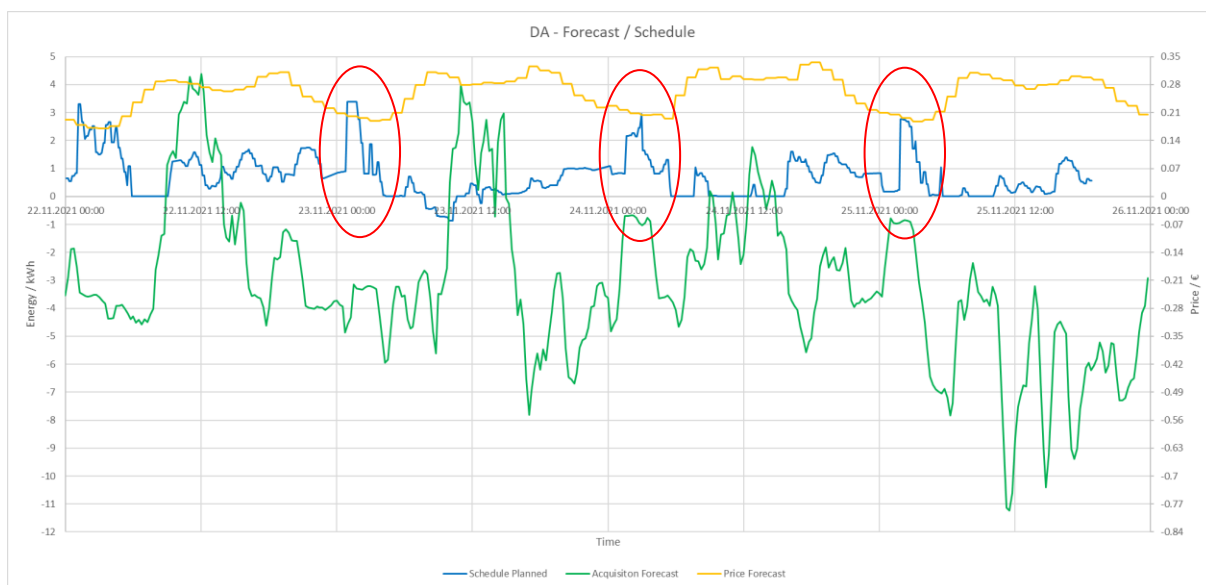


Abbildung 19 DA – Forecast/Schedule Batteriepool

sowie den vom Algorithmus berechneten Fahrplan für den nächsten Tag (blau) in der Demowoch KW 47, 2021. Hier ist deutlich zu erkennen, dass der Algorithmus in den Nächten Stromzukauf bei niedrigem Strompreis plant (rote Kreise) um die Batterie zu laden. Diese in der Batterie gespeicherte Energie soll untertags verbraucht werden und somit den Stromzukauf bei höherem Strompreis minimieren.

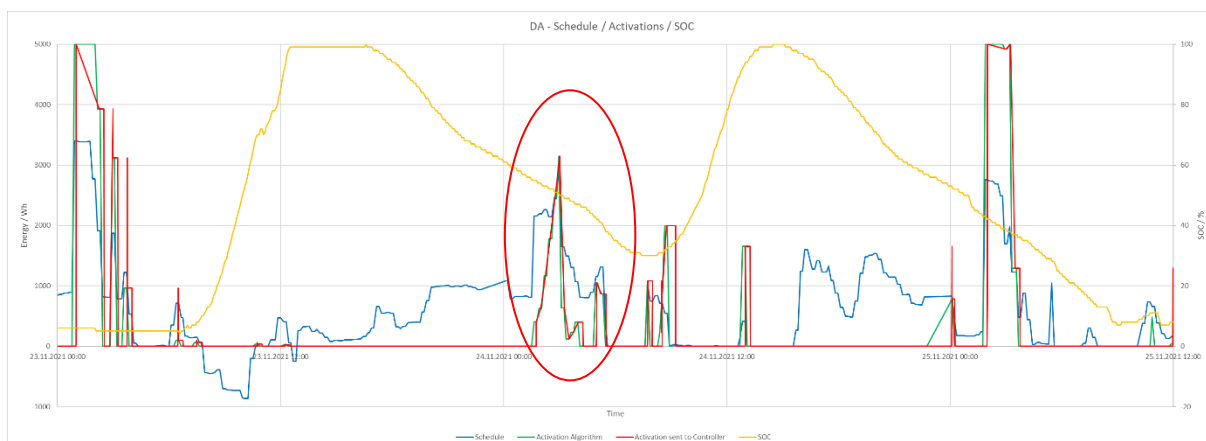


Abbildung 20 DA - Schedule/Activations/SOC Batteriepool

Abbildung 20 zeigt den Fahrplan für den Batteriepool (blau), den SOC der Batterie eines Poolteilnehmers (gelb), sowie die laut Algorithmus geplanten Ladeaktivierungen und die zum Controller gesendeten Aktivierungen. Wie zu erkennen ist, werden zu den geplanten Ladezeiten Aktivierungen an den Controller gesendet, jedoch steigt der SOC der Batterie nicht (roter Kreis). Da in diesem Zeitraum keine Daten am Controller aufgezeichnet wurden, kann die Ursache nicht mit Sicherheit nachvollzogen werden. Die Erklärung hierfür ist ein Kommunikationsproblem zwischen dem Algorithmus und dem Controller, oder zwischen dem Controller und dem Wechselrichter. Dieses hat die Weitergabe der Aktivierungssignale an

den Wechselrichter behindert. Ein weiteres Problem des DA Use Cases zeigt sich bei genauerem Vergleich von Bezugs-Forecast und tatsächlichem Bezug.



Abbildung Fehler! Unbekanntes Schalterargument. DA - Forecast vs. Realität im Batteriepool

Abbildung **Fehler! Unbekanntes Schalterargument.** zeigt den vorhergesagten Bezug (blau) und den tatsächlichen Bezug (gelb) einer Anlage im Demopool mit Wärmepumpe. Zusätzlich werden die Lade- (rot) und Entladeaktivierungen (grün) gezeigt. Es ist deutlich zu erkennen, dass die Vorhersage sehr stark von der Realität abweicht. Der Forecast ist nicht in der Lage die kurzen Leistungsspitzen der Wärmepumpe ausreichend genau vorherzusagen. Aus diesem Grund müsste der Optimierer am Durchführungstag deutlich mehr Lade- und Entladevorgänge einplanen, um die Fluktuation der Wärmepumpe auszugleichen. In einem größeren Batteriepool sollten derartige Forecast Probleme jedoch keinen so maßgeblichen Einfluss mehr haben.

Nach eingehender Analyse gemeinsam mit dem SCCH hat sich herausgestellt, dass zwei Ursachen für das in Abbildung **Fehler! Unbekanntes Schalterargument.** dargestellte Verhalten verantwortlich sind. Zum einen wird in der aktuellen Implementierung des Day Ahead Use Case beim Aktivierungs-Algorithmus derselbe Forecast wie für den Schedule, welcher am Vortag erstellt wurde, verwendet. Dieser müsste korrekterweise noch an den aktuellen Verbrauch der Demoplanen angepasst werden, andernfalls erkennt der Aktivierungs-Algorithmus die Abweichungen zwischen dem Schedule und dem tatsächlichen Verbrauch der Demopool Teilnehmer nicht. Zusätzlich scheint es ein Problem mit der Datenkommunikation zwischen dem Algorithmus und dem Controller gegeben zu haben, da der Aktivierungs-Algorithmus zwar diverse Aktivierungen geschickt hat, diese von den Batterien aber nicht immer umgesetzt wurden.

SRL Use Case:

Nach einigen technischen Problemen bei der Implementierung des SRL Use Case konnte in der Demowoche KW 3, 2022 erfolgreich teilgenommen werden. An den ersten beiden Tagen wurde das Angebot vom Optimierer nicht rechtzeitig an die Flex+ Plattform geschickt, da die Berechnung zu lange gedauert hat (mehr als 15 Minuten). Dieses Problem wurde behoben und in der restlichen Demowoche wurden Angebote geschickt und auch Aktivierungen empfangen.

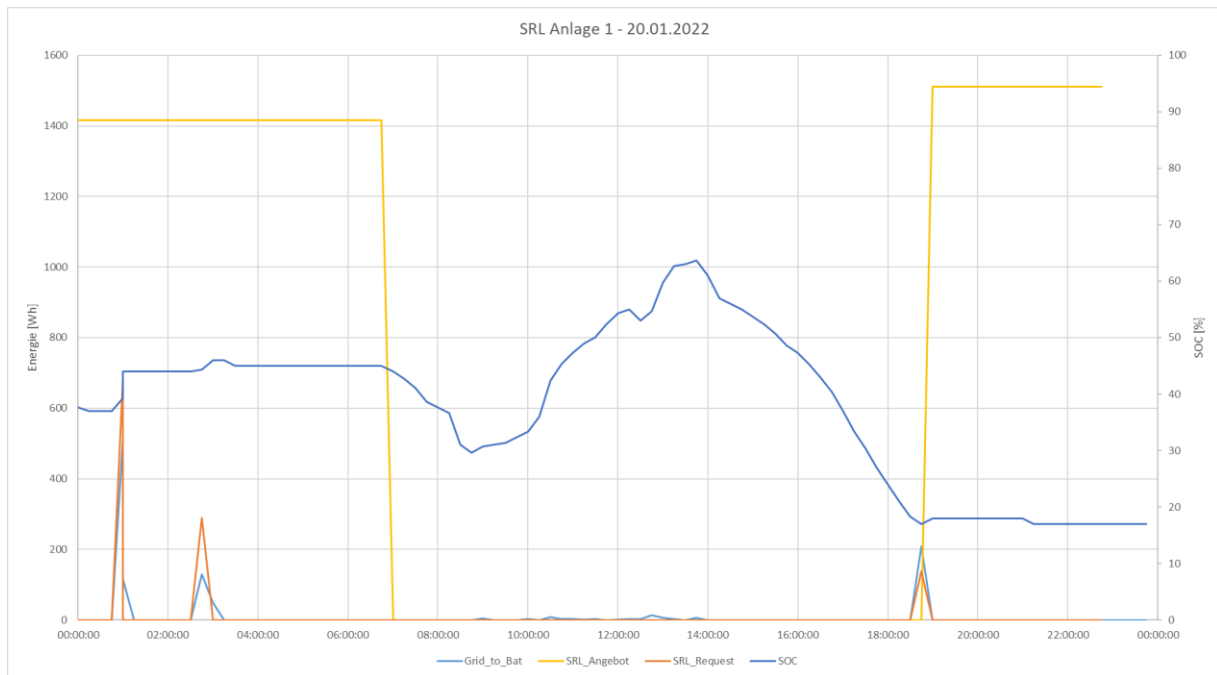


Abbildung 22 SRL Demowoche – 20.01.2022 Batteriepool

In Abbildung 22 ist ersichtlich, dass für die ersten beiden vier Stunden Blöcke, sowie für den letzten vier Stunden Block des Tages das SRL Angebot (gelb) akzeptiert wurde. Zudem kam es in Summe zu drei SRL Abrufen (orange), welche von den Anlagen 1 und 2 erfüllt wurden (blau – Grid_to_Bat). Hier hat sich jedoch gezeigt, dass es eine Abweichung zwischen der geforderten und der erbrachten Leistung bzw. Energie gibt. So war für den Zeitraum 01:52:37 bis 02:01:55 Uhr eine Leistung von 6,0kW bzw. eine Energie von 683,33Wh gefordert, wobei dieser Anforderung mit 4,73kW bzw. einer Energie von 603,08Wh nachgekommen wurde. Vergleicht man diesen Regelenergieabruf mit dem vom Zeitraum 03:57:41 bis 04:00:35 Uhr, wo eine Leistung von 6,0kW bzw. eine Energie von 290,0Wh gefordert, und dieser Anforderung mit 4,73kW bzw. einer Energie von 170,08Wh nachgekommen wurde, wiederholt sich dieses Muster.

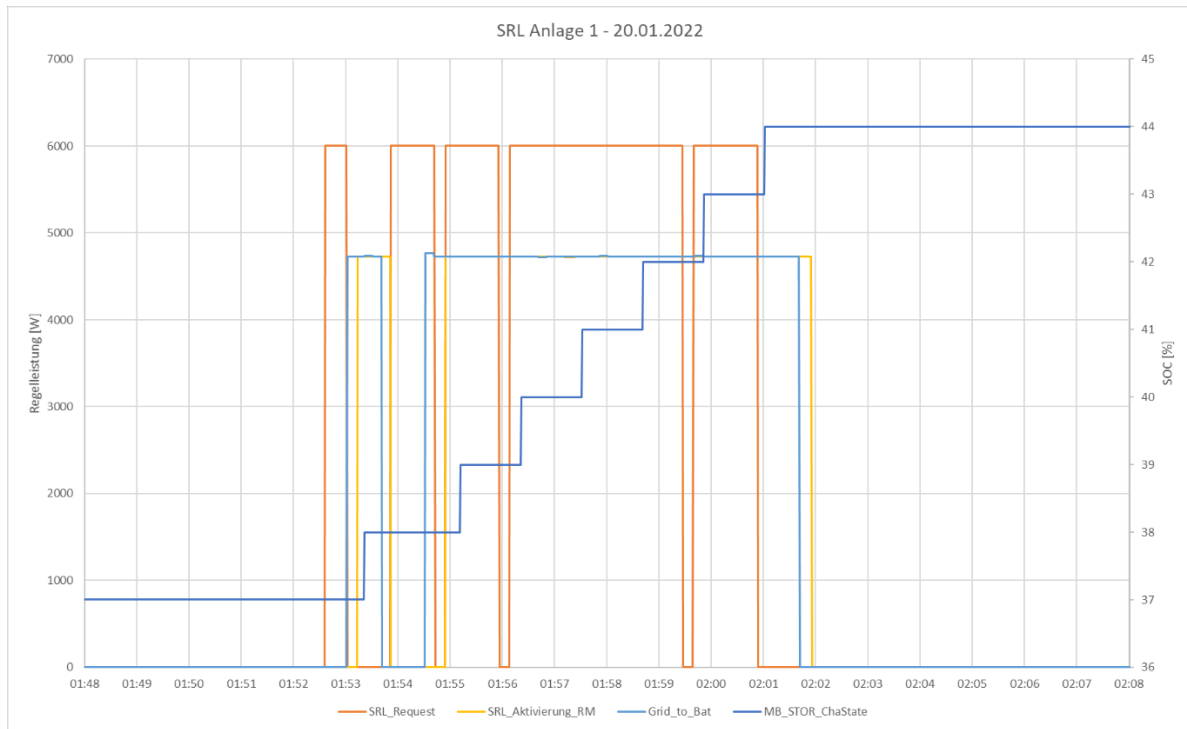


Abbildung 23 SRL Abruf, 20.01.2022 Batteriepool

In Abbildung 23 ist der hochaufgelöste Ablauf des Regelenergieabrufs dargestellt. Hier ist ersichtlich, dass von der geforderten Leistung von 6 kW mit nur 4,7 kW nachgekommen wurde. Da im selben Zeitraum keine der anderen Anlagen im Demopool einen Aktivierungsbefehl zugeteilt bekommen hat, handelt es sich vermutlich um einen Fehler bei der Implementierung des SRL Algorithmus. Dieses Verhalten wurde gemeinsam mit dem SCCH genauer untersucht und behoben. Die Ursache der zu geringen Aktivierungen fand sich in der Verwendung einer fiktiven Limitierung der Batterie Lade- und Entladeleistungen welche vorgesehen war, um zu gewährleisten, dass eine Aktivierungsvorgabe für die Gesamtdauer von 4h aufrecht erhalten werden kann. Diese Limitierung wurde mittlerweile adaptiert.

Aufgrund der hohen Relevanz des Last Forecasts für den DA UC und den beobachteten Auswirkungen, wenn dieser zu weit bzw. zu häufig von der Realität abweicht, würde eine weitere Analyse hinsichtlich der erforderlichen Poolgröße hier noch ein anderes Licht auf diesen Use Case werfen. Da bei einer größeren Anzahl an Anlagen, die Vorhersagegenauigkeit auf Pool-Ebene zunimmt, können einzelne Abweichungen in der großen Masse durch andere Anlagen kompensiert werden.

3.4 E-Auto-Pool

3.4.1 Modellierung der Komponenten

Zur Modellierung und Optimierung des E-Auto-Pools wurde ein lineares ganzzahliges Optimierungsprogramm angewandt. Das Ziel der Optimierung ist es, die einzelnen Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen so zu steuern, dass sich minimale Gesamtkosten ergeben. Wie in Abbildung 24 gezeigt, besteht der E-Mobility-Pool aus 32 Ladesäulen, die sich an unterschiedlichen Bürogebäuden befinden.

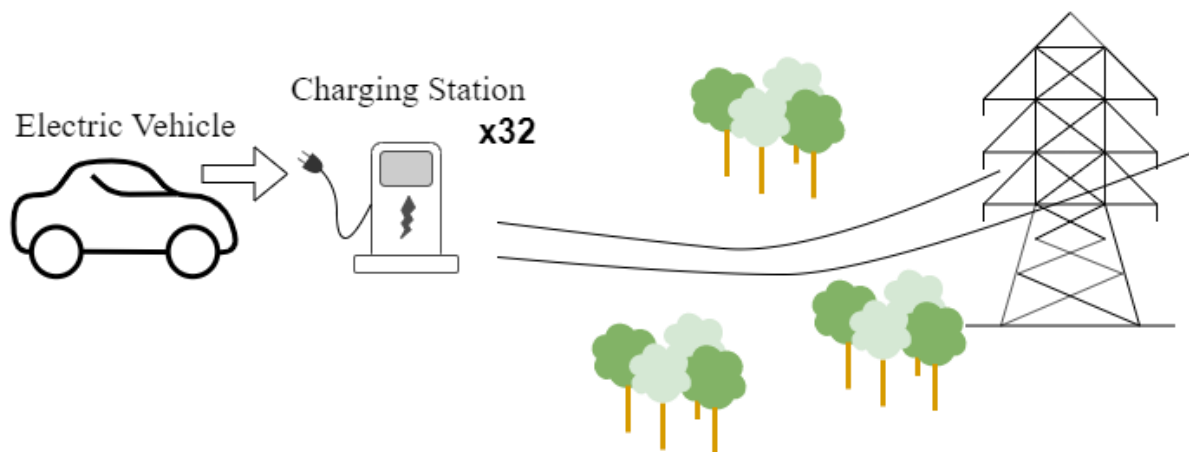


Abbildung 24 Graphische Darstellung des E-Mobility-Pools

Die Ladesäulen erlauben unterschiedliche Ladeleistungen, die in Tabelle 7 erfasst sind.

Tabelle 7 Ladeleistungen der Ladesäulen

Anzahl der Ladesäulen	Ladeleistungen in kW
4	22
12	11
16	3.7

In diesem Kapitel wird eine einfache und umfassende Charakterisierung eines E-Auto-Pools entwickelt, um gesteuerte Ladevorgänge von Elektroautos in einem einzelnen linearen Optimierungsalgorithmus effizient zu koordinieren.

Die Grundidee des vorgeschlagenen Verfahrens besteht darin, die Ladevorgänge von Elektrofahrzeugen als virtuelle Batterien mit variabler Kapazität und begrenzter Input- und Output Leistung zu beschreiben. Die mathematische Formulierung virtueller Batterien

ermöglicht die optimale Zuordnung der Energieflüsse des E-Mobility-Pools durch ein lineares Optimierungsmodell.

Ein Ladevorgang eines Elektrofahrzeugs lässt sich in dieser Optimierung mit sieben Werten definieren: Der minimale und der maximalen Input-Leistung (p_{min}^{EV} bzw. p_{max}^{EV}), dem Ansteckzeitpunkt (S^{EV}), dem Absteckzeitpunkt (D^{EV}), der zu ladende Kapazität (E^{EV}) dem Ladewirkungsgrad (η^{EV}) und den Standby-Verluste (p_{loss}^{EV}). Die Bedingungen, die die technischen Eigenschaften eines Ladevorganges liefern sind in folgenden Gleichungen mathematisch beschrieben.

$$soc_{S^{EV}}^{EV} = 0 \quad \text{(Bedingung 1)}$$

$$soc_{D^{EV}}^{EV} = E^{EV} \quad \text{(Bedingung 2)}$$

$$0 \leq soc_t^{EV} \leq E^{EV} \quad \forall t \in [S^{EV}, D^{EV}] \quad \text{(Bedingung 3)}$$

$$p_{min}^{EV} \cdot \sigma_t^{EV} \leq p_t^{EV} \leq p_{max,t}^{EV} \cdot \sigma_t^{EV} \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad \text{(Bedingung 4)}$$

$$soc_t^{EV} = soc_{t-1}^{EV} + (\eta^{EV} \cdot p_t^{EV} - p_{loss}^{EV}) \cdot \Delta t \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad \text{(Bedingung 5)}$$

Wobei t die Zeitschritte der Optimierung bezeichnet und \mathcal{T} die zu optimierende Periode darstellt.

Die Optimierungsvariablen, die in diesem Fall vom Optimierungsalgorithmus definiert werden, sind die Zeitreihe von der Ladeleistung (p_t^{EV}), des Ladezustands der Batterien des Elektrofahrzeugs (soc_t^{EV}) und die binäre Variable (σ_t^{EV}).

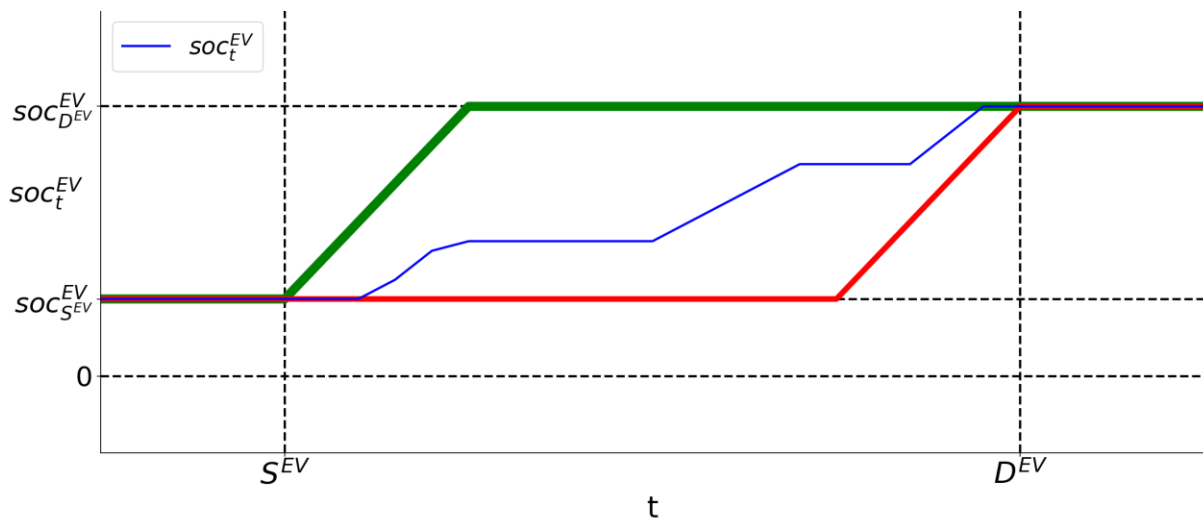


Abbildung 25 Marktoptimierter Ladevorgang eines Elektrofahrzeugs

Eine Ladesäule kann beliebig viele Ladevorgänge durchführen mit der einzigen Bedingung, dass die Ladevorgänge sich zeitlich nicht überschneiden. In Abbildung 25 stellt die grüne Linie den Ladezustand eines Elektrofahrzeugs dar, wenn der Ladevorgang nicht gesteuert wird. Das Elektrofahrzeug wird in diesem an die Ladesäule angesteckt, wird geladen und dann bleibt das Elektrofahrzeug angesteckt ohne geladen zu werden bis zum Absteckzeitpunkt. Im Gegensatz dazu, stellt die rote Linie der Ladezustand eines Elektrofahrzeugs dar, wenn der Ladevorgang erst vor das Abstecken mit maximaler Ladeleistung stattfindet. Diese zwei Funktionen bezeichnen die Kapazitätsgrenzen einer virtuellen Batterie. Die Flexibilität kann innerhalb dieser Grenzen aktiviert werden. In dieser Optimierung wird keine Einspeisung vom Elektrofahrzeug ins Netz (Vehicle-to-Grid) erlaubt.

Anschließend wird in diesem Kapitel eine Parametervariation durchgeführt, in der die Ladeleistungen der 32 Ladesäulen auf 22 kW erhöht werden. Ziel der Parametervariation ist auszuwerten, inwiefern eine erhöhte Ladeleistung die Ersparnisse bzw. das Mehrverbrauch des E-Mobility-Pools beeinflusst.

Die Ergebnisse der Simulationen sind in EUR/kW (bezogen auf die Ladeleistung des gesamten Pools) und in EUR/kWh (bezogen auf den gesamten Verbrauch des Pools) dargestellt.

3.4.2 Testbedaufbau

Im E-Mobilitätspool erfolgt die Teilnahme durch das Bereitstellen der Batteriekapazität eines batterieelektrischen Elektrofahrzeuges (E-Auto) und eines Ladepunktes. Der Ladevorgang wird anhand verschiedener Preissignale und der Eigeninteressen der Teilnehmer:innen durchgeführt. Ladepunkte können dann entsprechend eines optimierten Fahrplans geregelt werden.

Die Teilnahme am E-Mobilitätspool wurde soweit vereinfacht, dass diese bei Ankunft am Ladepunkt das E-Auto mit dem Ladepunkt verbinden. Der Ladevorgang selbst wird dann entsprechend dem aus der mathematischen Optimierung erstellten Fahrplan durchgeführt. Allerdings müssen die Eigeninteressen der Teilnehmer:innen dabei berücksichtigt werden, also, dass z.B. eine gewisse Reichweite nach dem Ladevorgang verfügbar sein muss. Jene Energiemenge bis zum Erreichen des Mindestladestands wird dann bei Beginn des Ladevorgangs prioritär in das E-Auto geladen, auch wenn das ökonomisch suboptimal ist. Dies gibt dem Kunden eine gewisse Sicherheit und erhöht die Akzeptanz für die Nutzung des E-Autos als Stromspeicher.

Zusätzlich können Teilnehmer:innen ihren aktuellen Ladestand des E-Autos an der Ladestation angeben. Der gegenwärtige Ladestand dient der Berechnung zum Erreichen des Mindestladestands. Jedoch zeigte sich bereits in den ersten Demotagen, dass Teilnehmer:innen den aktuellen Ladestand nicht immer verlässlich angeben. Der Mindestladestand wurde daher in eine, vom Teilnehmer fix angegebene, Mindestenergiemenge für einen bestimmten Wochentag geändert (z.B. TeilnehmerIn x möchte an einem Montag immer mindestens 5 kWh in sein E-Auto geladen haben).

Grundsätzlich ist das Teilnehmerfeld sehr heterogen. In den Demos gab es sechs Teilnehmer:innen mit jeweils sehr unterschiedlichem Mobilitätsverhalten. Das reicht vom Außendienstmitarbeiter der täglich längeren Strecken zurücklegt und dann auch eine entsprechend große Energiemenge bei Ankunft am Ladepunkt lädt, bis zum „klassischen“ Pendler der nur einige Kilometer zum/vom Arbeitsplatz zurücklegt.

Anbindung zwischen Ladepunkt und E-Mobilitätspool

Die Anbindung der Ladepunkte an den E-Mobilitätspool erfolgt über ein lokales Gateway welches die Kommunikation zum Ladepunkt vorort und über das Internet ermöglicht (siehe Abbildung 26). Dafür wurden zusätzlich zwei bestehende Kommunikationsprotokolle implementiert, welche eine bidirektionale Kommunikation zwischen dem lokalen Gateway und den Ladepunkten zulassen. Für die Kommunikation des lokalen Gateways zum Pool (bzw. vom Pool zum lokalen Gateway) wurde der bereits bestehende Kommunikationskanal verwendet, und ein weiterer speziell für die Livekommunikation implementiert.

Der Pool ist als ein zusätzlicher Service in die bereits bestehende Cloudlösung „NTUITY Sky“ eingebunden und nutzt auch deren Infrastruktur (Datenbanken und bestehende Kommunikationskanäle). Der Pool übernimmt dann alle Aufgaben wie die Bereitstellung der Liveschnittstelle, Kommunikation mit der Schnittstelle der Flex+ Plattform, Forecasting und Optimierung, globale Steuerung der Ladepunkte in Verbindung mit den lokalen Gateways, sowie die Speicherung der Daten. Die Anbindung zwischen Ladestation und lokalen Gateway sowie zwischen lokalen Gateway und E-Mobilitätspool werden in Abbildung 26 überblicksmäßig dargestellt und in den nachfolgenden Unterkapiteln im Detail beschrieben.

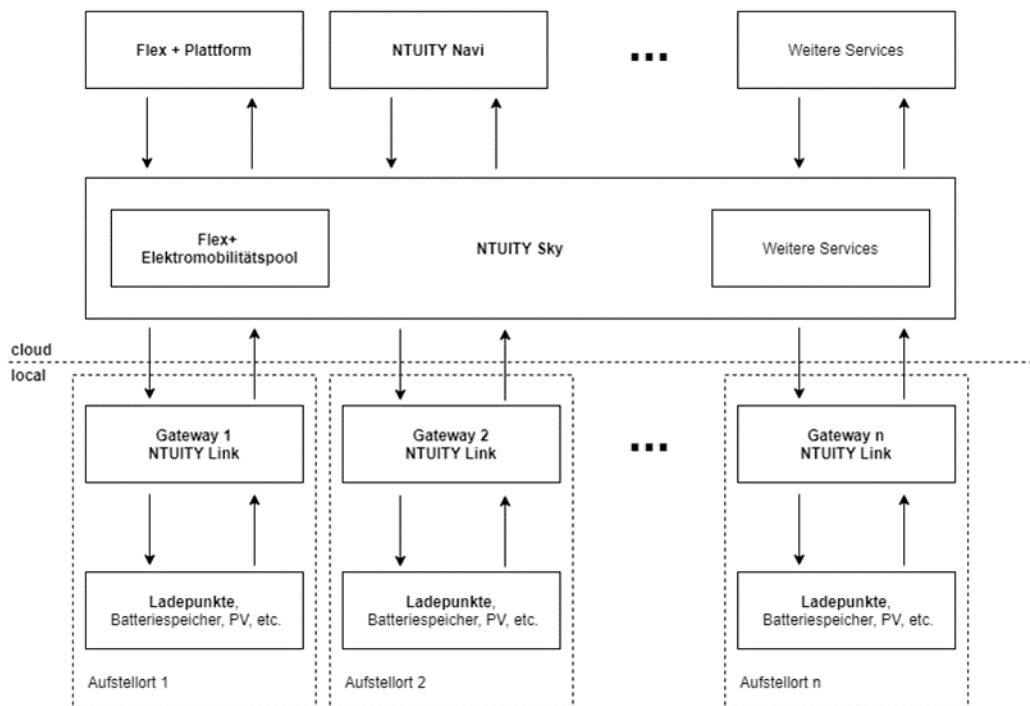


Abbildung 26 Übersicht technisches Konzept E-Auto Pool und Ladepunkt

Optimierung & Aktivierung

Im Rahmen der Optimierung im E-Mobilitätspool wurden die in Arbeitspaket 3 für den E-Mobilitätspool entwickelten und bereits in der Simulation verwendeten Optimierungsansätze umgesetzt, und in die bestehende Infrastruktur integriert. Der Optimierungsalgorithmus aus Arbeitspaket 3 wurde in einem eigenen Service umgesetzt, welcher automatisiert die verschiedenen Eingangsdaten wie z.B. Energiepreisprognosen (Day-Ahead, Intraday, Regelleistung), Prognosen für die E-Autos (voraussichtlicher Energiebedarf, Ansteckzeiten, etc.), verarbeiten kann, und die Optimierungsergebnisse dann entsprechend wieder für die Flex+ Plattform und die weitere Verarbeitung im E-Mobilitätspool zur Verfügung stellt. Innerhalb des E-Mobilitätspools werden die Ergebnisse der Optimierung dann wieder auf die einzelnen Gateways verteilt, die dann jeweils die Optimierungsergebnisse für die Ladepunkte enthalten. Diese werden vom jeweiligen Gateway verwaltet und dienen dann als Fahrplan für die Steuerung der Ladepunkte.

Je nach aktiven Anwendungsfall (Day-Ahead, Day-Ahead + Intraday oder Day-Ahead + Intraday + SRL) wird die Optimierung zu unterschiedlichen Zeitpunkten durchgeführt. Diese orientieren sich an den in Arbeitspaket 4 definierten Prozessen für den Datenaustausch der Flex+ Plattform. Die Ausführungszeitpunkte für die Optimierungen in den jeweiligen Anwendungsfällen wurden so gewählt, damit das Optimierungsergebnis sicher bis zu jenem Zeitpunkt vorliegt, der in den Prozessen für die Flex+ Plattform definiert wurde. Das stellt

sicher, dass der E-Mobilitätspool dann auch tatsächlich im gesamten Flex+ Pool berücksichtigt wird und die entsprechenden Energiemengen am Day-Ahead Markt gehandelt werden können. Die Zeitpunkte an denen die Optimierung ausgeführt wird unterscheiden sich je nach Anwendungsfall. So wird die Optimierung im Day-Ahead Anwendungsfall nur einmal am Vortag vor der Energielieferung durchgeführt. Im Vergleich, wird die Optimierung für den Day-Ahead und Intraday Anwendungsfall alle fünfzehn Minuten durchgeführt um die entsprechenden kurzfristigen Entwicklungen am Intraday Markt auch in die Optimierung miteinfließen zu lassen.

Aktivierung der Komponenten

Die Aktivierung der Komponenten bezeichnet alle Aktivitäten, die nötig sind, um einen Ladevorgang aufgrund eines aus der Optimierung erstellten Fahrplans oder eines Regelenergieabrufes automatisiert zu starten. Um die Aktivierung der einzelnen Ladepunkte jederzeit durchführen zu können, werden im E-Mobilitätspool alle Zustände der Ladepunkte an verschiedenen Punkten verwaltet und miteinander synchronisiert. Die lokalen Gateways erfassen den Zustand der dahinterliegenden Ladepunkte und geben diese an den E-Mobilitätspool in der Cloud weiter. Die wichtigsten Zustände sind der aktuelle Verbindungsstatus eines E-Autos an einem Ladepunkt und die aktuell bezogene Leistung. Für die konkrete Aktivierung der Ladepunkte unterscheidet man zwei Anwendungsfälle:

- Aktivierung nach Fahrplan
- Regelenergieaktivierung

Für die Aktivierung nach Fahrplan wird im Rahmen der Optimierung, neben dem Fahrplan für den gesamten Pool, jeweils ein Fahrplan für jeden einzelnen Ladepunkt erstellt. Dieser pro Ladepunkt individuell erstellte Fahrplan wird dann über den E-Mobilitätspool in der Cloud an das jeweilige lokale Gateway verteilt, das den entsprechenden Ladepunkt verwaltet. Anschließend nutzt das lokale Gateway den Fahrplan, um das E-Auto entsprechend dem Fahrplan zu laden. Auch hier gilt, dass die Intervalle in denen die Fahrpläne für die einzelnen Ladepunkte am lokalen Gateway aktualisiert werden, für die Anwendungsfälle für die Demos/Optimierungen unterschiedlich sind. So werden z.B. die Fahrpläne im Day-Ahead und Intraday Anwendungsfall auch am lokalen Gateway in einem fünfzehn-Minuten Intervall aktualisiert und die Regelung der Ladepunkte entsprechend angepasst.

Bei der Regelenergieaktivierung unterscheidet sich der Ablauf zur vorher beschriebenen Fahrplanaktivierung für die einzelnen Ladepunkte. Hier erfolgt noch eine weitere Vorverarbeitung und Verteilung des über die Liveschnittstelle von der Flex+ Plattform zur Verfügung gestellten Regelenergiesignals. Im Rahmen der Vorverarbeitung/Verteilung des Regelenergiesignals wird zuerst die Verfügbarkeit der Ladepunkte anhand der Livedaten der einzelnen Ladepunkte geprüft. In diesem Kontext heißt Verfügbarkeit, dass ein E-Auto mit FLEX+

dem Ladepunkt verbunden sein muss und geprüft wird, inwiefern beim jeweiligen Ladepunkt noch Leistungskapazitäten vorhanden sind (z.B. ob die Leistung noch erhöht werden könnte wenn schon geladen wird um das Regelenergiesignal möglichst genau nachfahren zu können). Entsprechend dem Regelenergiesignal werden dann Ladevorgänge gestartet/gestoppt und die Leistungsvorgabe für Ladepunkte erhöht/verringert. Die Berechnung der Leistungsvorgabe eines Ladepunktes erfolgt im E-Mobilitätspool in der Cloud. Die konkreten Befehle werden dann wieder an die jeweiligen lokalen Gateways verteilt, die dann die Befehle an die vom jeweiligen lokalen Gateway verwalteten Ladepunkt weiterleiten. Etwaige Abweichungen von der Vorgabe melden die lokalen Gateways wieder zurück an den E-Mobilitätspool in der Cloud, wo dann die entsprechende Leistungsvorgabe für die Ladepunkte wieder angepasst wird, indem die Leistungsvorgabe eines anderen Ladepunktes erhöht wird oder ein zusätzlicher Ladevorgang gestartet wird. Im E-Mobilitätspool werden nur negative Regelenergieaktivierungen umgesetzt.

Ergebnisse aus den Demowochen

Um die im Flex+ Projekt entwickelten Optimierungsalgorithmen, die Aktivierungsmethoden, und die generelle Umsetzung aller Prozesse sowie die Flex+ Plattform und die Komponentenpools in einer realen Umgebung zu testen, wurden zu unterschiedlichen Zeitpunkten Demowochen durchgeführt. In diesen Demowochen werden die Komponenten der Teilnehmer entsprechend dem in der Demo zu testenden Anwendungsfall optimiert und gesteuert. Eine Demowoche wurde mit einer Dauer von fünf Tagen definiert, wobei es für den Day-Ahead + Intraday + SRL Anwendungsfall im Fall des E-Mobilitätspools auch einmal eine Demowoche mit sieben Tagen gab, um weitere Regelenergieabrufe testen zu können. Der E-Mobilitätspool hat insgesamt an allen Demowochen - bis auf eine - zum Anwendungsfall der Day-Ahead und Intraday Optimierung teilgenommen. In den folgenden Unterkapiteln werden einige Optimierungsergebnisse aus den einzelnen Demowochen präsentiert. Kapitel 5.2 beschreibt die Ergebnisse und vollständige Auswertung. Hier wurden die KPIs aus den Daten der Demowochen im Detail analysiert.

Ergebnisse Day-Ahead Demowochen

Insgesamt wurden im Flex+ Projekt vier gemeinsame Demowochen zum Day-Ahead Anwendungsfall durchgeführt an denen auch der E-Mobilitätspool teilgenommen hat. Im Day-Ahead Anwendungsfall wurden jeweils am Vortag die Ladevorgänge für den nächsten Tag basierend auf einer von der Flex+ Plattform erhaltenen Day-Ahead Preisprognose unter Berücksichtigung der Eigeninteressen der jeweiligen Demoteilnehmer optimiert.

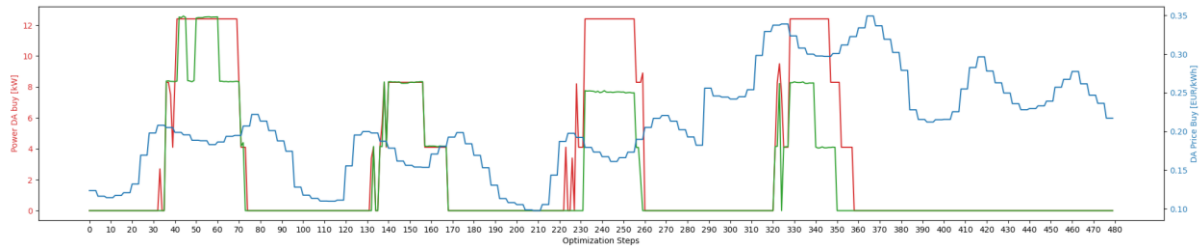


Abbildung 27 Plot der Day-Ahead Optimierungsergebnisse 13.09.2021 bis 17.09.2021

Abbildung 27 zeigt die Day-Ahead Optimierungsergebnisse aus einer Demowoche im September 2021. In Blau ist die Day-Ahead Preisprognose, und in Rot der Fahrplan der von der Optimierung erstellt wurde, dargestellt. Der Verlauf des Fahrplans folgt dem Preisverlauf, sodass die geplanten Ladevorgänge möglichst in Preistälern stattfinden um möglichst preisgünstig zu laden. Allerdings ist das nicht immer möglich wie man in dieser Demowoche vor allem am Beginn der geplanten Ladevorgänge sehen kann, wo der Preis noch höher ist. Das liegt vor allem an der zeitlichen Begrenzung der Ladevorgänge. Das bedeutet, dass das E-Auto nur für einen gewissen Zeitraum am Ladepunkt verfügbar ist. Somit muss der Ladevorgang auch zu Zeiten geplant werden, in denen es wirtschaftlich nicht optimal ist, dennoch notwendig für das Erreichen der geforderten Energiemenge die geladen werden soll.

Die grüne Linie stellt die tatsächlichen Ladevorgänge dar. Hier ist eine deutliche Abweichung zu den geplanten Ladevorgängen erkennbar. Diese Abweichungen treten vor allem dann auf, wenn ein Teilnehmer sich nicht, wie geplant, mit einem Ladepunkt verbindet und somit das E-Auto nicht entsprechend dem geplanten Ladevorgang geladen werden kann. Daraus kann man ableiten, dass noch Verbesserungen in der Prognose des Ladeverhaltens vorgenommen werden können, die in der aktuellen Realisierung vor allem auf der Analyse von historischen Ladevorgängen desselben Tages der Teilnehmer:innen basieren.

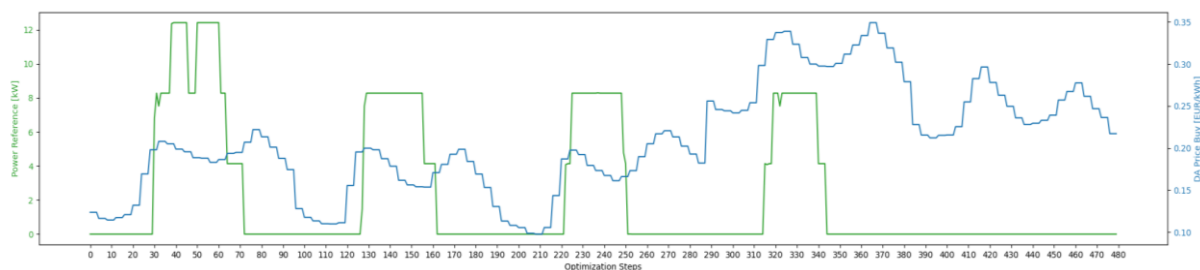


Abbildung 28 Plot des Referenzszenarios 13.09.2021 bis 17.09.2021

Abbildung 28 zeigt im Vergleich dazu das Referenzszenario. Im Kontext des E-Mobilitätspools wurde das Referenzszenario so definiert, dass es das „normale“ Ladeverhalten von E-Autos darstellt. Das heißt, dass der Ladevorgang sofort startet, wenn das E-Auto mit der Ladestation verbunden wird und der Ladevorgang nicht optimiert wird.

Deshalb kann man hier deutlich an der grünen Linie, welche die Ladeleistung darstellt, erkennen, dass der Preis unberücksichtigt bleibt. Deshalb wird, im Vergleich zum optimierten Day-Ahead Anwendungsfall, öfter zu preislich ungünstigeren Zeiten geladen.

Ergebnisse Day-Ahead + Intraday + SRL Demowochen

Zusätzlich zu den Day-Ahead Demowochen wurden auch vier Demowochen zum Anwendungsfall Day-Ahead + Intraday + SRL durchgeführt. In diesem Anwendungsfall werden die Ladevorgänge, nicht nur basierend auf der Day-Ahead Preisprognose, sondern auch auf einer Regelenenergiepreisprognose sowie einer Prognose der Abrufwahrscheinlichkeiten für Regelenenergie optimiert.

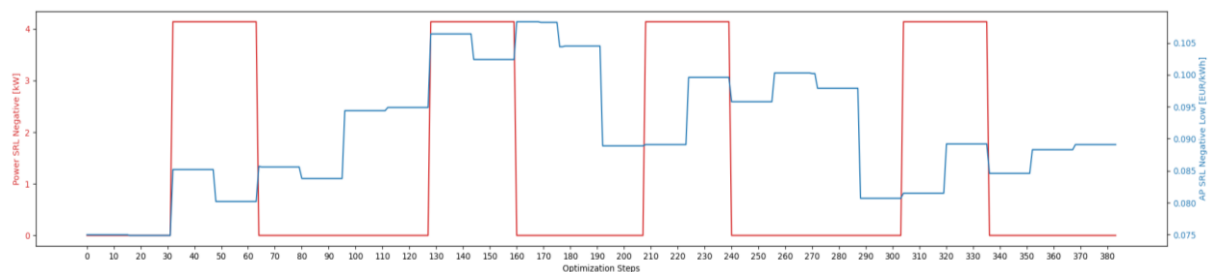


Abbildung 29 Optimierung nach Regelenenergie Arbeitspreis Low 11.10.2021 bis 15.10.2021

Abbildung 29 zeigt den Optimierungszeitraum für eine SRL Demowoche, wobei hier nur das prognostizierte Preissignal für den SRL Arbeitspreis Low in Blau gezeigt wird. In diesem Anwendungsfall wurde auch eine Day-Ahead Optimierung durchgeführt. Allerdings wurden in dieser Demowoche die Ladevorgänge rein nach den SRL Preisprognosen optimiert.

Die rote Line stellt dann wiederum die vom E-Mobilitätspool angebotenen vier Stunden Zeitscheiben dar, in denen die Erbringung von Regelleistung geplant ist und der E-Mobilitätspool für mögliche Regelenenergieabrufe zur Verfügung steht. Das heißt in diesen Zeiträumen muss jederzeit die Angebotene Regelleistung zur Verfügung stehen. Im Fall des E-Mobilitätspools wird nur negative SRL betrachtet. Abbildung 30 zeigt die tatsächlichen Abrufe von Regeleistung in der Demowoche, die sich auf zwei konkrete Abrufe über einige Minuten erstreckt haben. Über den Zeitraum der Demowochen gab es eher wenige Regelenenergieabrufe. Daher wurden zusätzliche Regelenenergieabrufe auf seitens der Flex+ Plattform simuliert um die Implementierungen in den einzelnen Komponentenspools weiter zu testen.

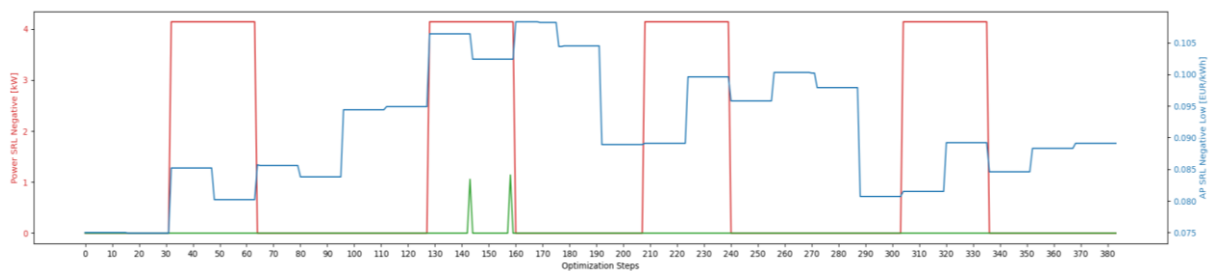


Abbildung 30 Optimierung nach Regelenergie Arbeitspreis Low mit Regelenergieabrufen 11.10.2021 bis 15.10.2021

3.5 Energiemanagementsystem

3.5.1 Modellierung der Komponenten

Im Flex+ Projekt werden in einem Energiemanagementsystem (EMS) fünf unterschiedliche Technologien untersucht: Elektrofahrzeuge (EVs), Batterien (BATs), Wärmepumpen (HPs), Photovoltaikanlagen (PVs) und Boiler. Zusätzlich werden auch die Einflüsse von nicht flexiblen Lasten (NFLs) auf das gesamte EMS berücksichtigt. Der Algorithmus, der in diesem Kapitel präsentiert wird, kann aufgrund seiner Linearität von jeder Technologie beliebig viele Komponenten betrachten und miteinander koordinieren. Alle Komponenten, aus denen das EMS besteht, sind an einem gemeinsamen Netzanschluss (GCP) verbunden, der durch eine maximale Netzanschlussleistung begrenzt ist. Große NFLs können daher den Einsatz von Flexibilität verringern, da beim Netzanschluss Engpässe auftreten können. Die Leistung bzw. die Energie werden vom Netzanschlusspunkt an den unterschiedlichen Märkten (Spot-Märkte und Regelenergiemärkte) vermarktet. Eine allgemeine graphische Darstellung eines Energiemanagementsystems und die zugehörigen elektrischen Lastflüssen sind in Abbildung 31 gezeigt.

In einem EMS ist der Netzanschluss durch eine maximale Bezugs-, bzw. Einspeiseleistung begrenzt. Abschließend ist es aus physischen Gründen notwendig, dass am Netzanschluss die Summe aller Leistungsflüsse null ist.

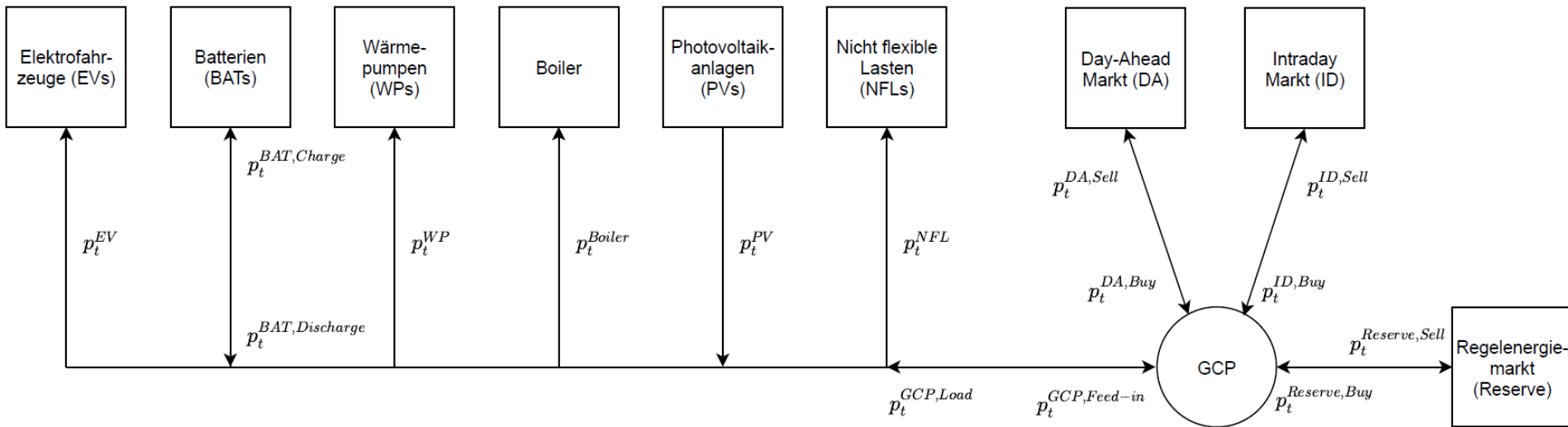


Abbildung 31 Graphische Darstellung eines Energiemanagementsystems und der zugehörigen Lastflüsse

Die Leistungsflüsse, die über den Netzanschluss fließen, werden an den unterschiedlichen Märkten vermarktet. In Abhängigkeit der technischen Eigenschaften (z.B. Lade- und Entladeleistung) der Komponenten und der Marktpreise werden Flexibilitäten aktiviert, um die Energiebezugskosten zu reduzieren. Die Märkte unterscheiden sich unter anderem in den unterschiedlichen Produkten, die gehandelt werden können. Z.B. am Day-Ahead Markt werden Stromlieferungen für den nächstfolgenden Tag gehandelt. Gebote für die Auktion dürfen bis zum Vortag abgegeben werden. Der Intraday-Markt ist dem Day-Ahead Markt nachgelagert und ermöglicht einen noch kurzfristigeren Handel. Am Regelenenergiemarkt wird keine Energie angeboten, sondern die „Bereitschaft“ eine gewisse Energiemenge mit einer bestimmten Leistung für eine bestimmte Zeitspanne zu liefern bzw. zu beziehen. Allein für ihre Bereitschaft bekommen die Teilnehmer am Regelenenergiemarkt eine Vergütung. Im Fall von Sekundärregelenenergiemarkt (SRL) und Tertiärregelenenergiemarkt (TRL) bekommen die Teilnehmer im Einsatzfall auch einen zusätzlichen Arbeitspreis für die erbrachte Energiemenge.

In folgenden Unterkapiteln werden die einzelnen Technologien beschrieben, die abhängig vom Eigenverbrauch und von den Marktpreisen beim Optimierungsalgorithmus bestmöglich aktiviert werden.

Beschreibung der Photovoltaikanlagen

Eine Photovoltaikanlage ist insofern eine flexible Energiequelle, da man sie abregeln kann. Abbildung 32 zeigt in der oberen Graphik die potentielle Erzeugung einer Photovoltaikanlage, während in der unteren Graphik die Erzeugung einer Photovoltaikanlage gezeigt ist, die abgeregelt wurde. Das Abregeln einer Photovoltaikanlage, kann in unterschiedlichen Fällen wirtschaftlich sein, wie z.B. wenn es am Markt negative Preise gibt.

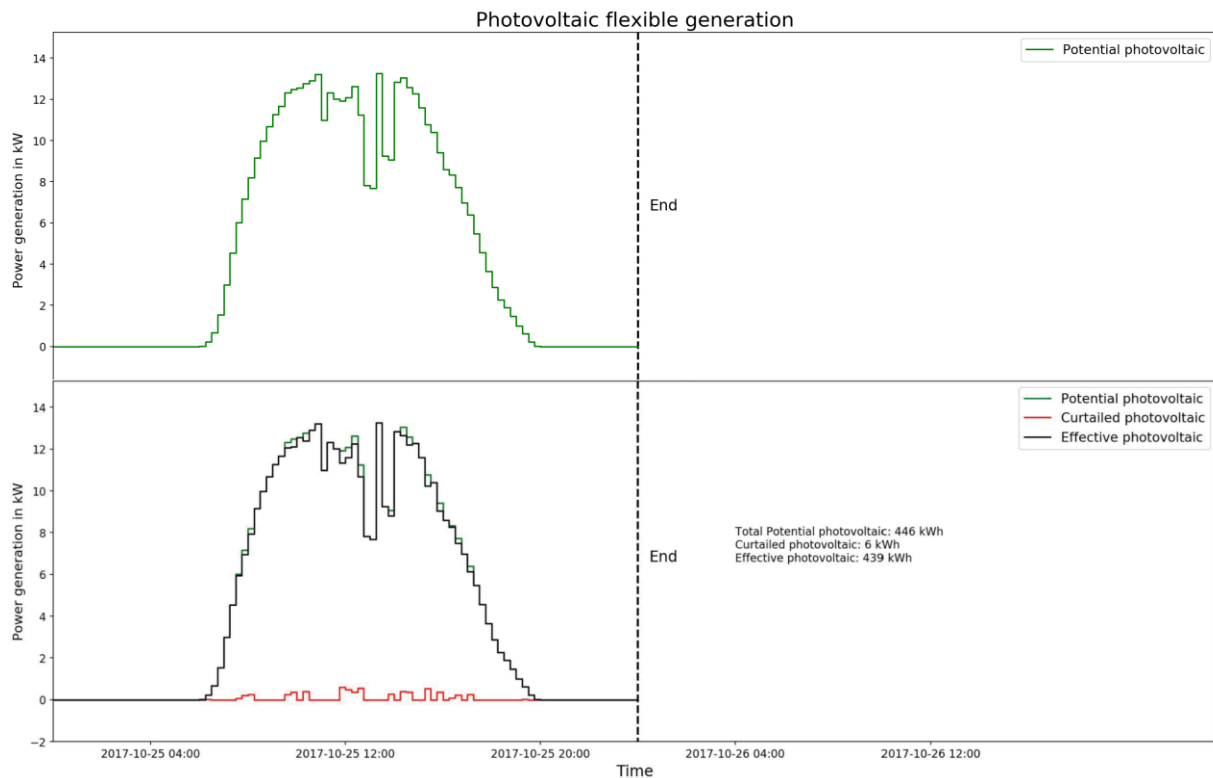


Abbildung 32 Erzeugung einer abregelbaren Photovoltaikanlage

Die maximale Erzeugung der Photovoltaikanlage, die ohne Abregelung auftreten würde, ist durch eine Zeitreihe von Leistungen beschrieben, die dem Prognoseprofil entsprechen.

$$p_{max,t}^{PV} = (p_{max,1}^{PV}, p_{max,2}^{PV}, \dots, p_{max,T}^{PV}) \quad \forall t \in \mathcal{T}$$

Nachdem die Erzeugung der Photovoltaikanlage durch abregeln reduziert werden kann, kann die „flexible“ erzeugte Leistung zwischen 0 und der maximalen Leistung ($p_{t,max}^{PV}$) liegen.

Der Optimierungsalgorithmus definiert somit in jedem Zeitschritt, die optimale tatsächliche Erzeugung einer Photovoltaikanlage.

Beschreibung der Batterien

Die Batterien in Energiemanagementsysteme lassen sich mit neun Parametern beschreiben.

- Die maximale Entladeleistung ($p_{max}^{BAT,Discharge}$),
- Die maximale Ladeleistung ($p_{max}^{BAT,Charge}$),
- Der Anfangsladezustand (soC_{Start}^{BAT}),
- Der Endladezustand (soC_{End}^{BAT}),
- Der minimale Ladezustand (E_{min}^{BAT}),
- Die Kapazität (E^{BAT}),
- Der Ladewirkungsgrad ($\eta^{BAT,Charge}$),
- Der Entladewirkungsgrad ($\eta^{BAT,Discharge}$),
- Die Standby-Verluste (p_{loss}^{BAT}).

Die Optimierungsvariablen, die vom Optimierungsalgorithmus bestimmt werden, sind die Zeitreihe von der Ladeleistung ($p_t^{BAT,Charge}$), die Zeitreihe der Entladeleistung ($p_t^{BAT,Discharge}$) und die Zeitreihe des Ladezustands der Batterie (soC_t^{BAT}). In Abbildung 33 ist ein marktoptimierter Batteriebetrieb gezeigt.

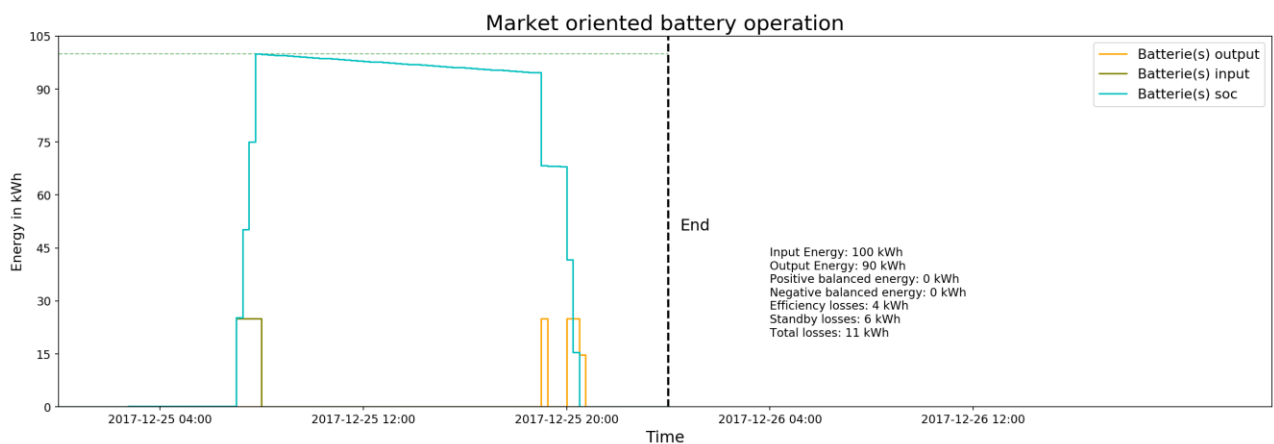


Abbildung 33 Marktoptimierter Batteriebetrieb

Die Standby-Verluste (p_{loss}^{BAT}) sind vom Ladezustand (soC_t^{BAT}) abhängig. Die Flexibilität der Batterie wird nur dann aktiviert, wenn der Preisunterschied zwischen Kauf- und Verkaufspreis genügend groß ist, dass die Energieverluste auch unter Berücksichtigung der Lade- und Entladewirkungsgrade den Handel nicht unwirtschaftlich machen.

Beschreibung der Elektroautos

Ein Ladevorgang eines Elektrofahrzeugs lässt sich in dieser Optimierung mit sieben Parametern definieren.

- Die minimale Ladeleistung p_{min}^{EV} ,
- Die maximale Ladeleistung p_{max}^{EV} ,
- Der Ansteckzeitpunkt (S^{EV}),
- Der Absteckzeitpunkt (D^{EV}),
- Die zu ladende Energie (E^{EV}),
- Der Ladewirkungsgrad (η^{EV}),
- Die Standby-Verluste (p_{loss}^{EV}).

Die Optimierungsvariablen, die in diesem Fall vom Optimierungsalgorithmus bestimmt werden, sind die Zeitreihe von der Ladeleistung (p_t^{EV}) und der Ladezustand der Batterie des Elektrofahrzeugs (soC_t^{EV}). In Abbildung 34 ist ein marktoptimierter Ladevorgang eines Elektrofahrzeugs gezeigt.

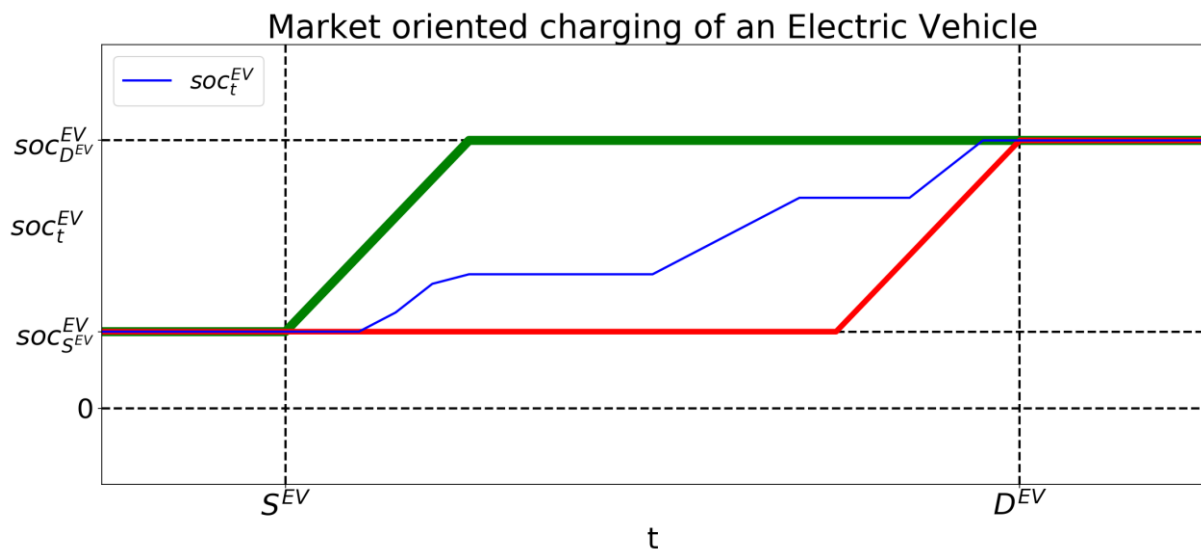


Abbildung 34 Marktoptimierter Ladevorgang eines Elektrofahrzeugs

Diese graphische Darstellung zeigt einen flexibilisierten/optimierten Ladevorgang eines Elektrofahrzeugs. Die grüne Linie stellt den Ladezustand eines Elektrofahrzeugs dar, wenn der Ladevorgang nicht durch eine Markt-getriebene Optimierung gesteuert wird. Das Elektrofahrzeug wird in diesem Fall zum Zeitpunkt S^{EV} an die Ladesäule angesteckt, wird geladen und sobald die Batterie vollgeladen ist, bleibt das Elektrofahrzeug angesteckt ohne geladen zu werden bis zum Zeitpunkt D^{EV} . Im Gegensatz dazu stellt die rote Linie den Ladezustand eines Elektrofahrzeugs dar, wenn der Ladevorgang erst vor dem Abstecken mit maximaler Ladeleistung stattfindet. Diese zwei Funktionen werden vom Optimierungsalgorithmus als Kapazitätsgrenzen einer virtuellen Batterie betrachtet und die Flexibilität kann innerhalb dieser Grenzen aktiviert werden. In der Optimierung wird keine Einspeisung vom EV ins Netz (Vehicle-to-Grid) erlaubt.

Beschreibung der Boiler

Im entwickelten Optimierungsalgorithmus, lässt sich ein Boiler mit elf Parametern beschreiben.

- Die minimale Temperatur des Wassers innerhalb des Boilers T_{min}^{Boiler} ,
- Die maximale Temperatur des Wassers innerhalb des Boilers T_{max}^{Boiler} ,
- Die maximale elektrische Leistung $p_{el,max}^{Boiler}$,
- Der elektrische Wirkungsgrad η_{el}^{Boiler} ,

- Der Energieverlustfaktor K^{Boiler} ,
- Die Anfangstemperatur T_{Start}^{Boiler} ,
- Die Wärmekapazität des Wassers c_p^{Boiler} ,
- Die Dichte des Wassers ρ^{Boiler} ,
- Das Volumen des Wassers im Boiler V^{Boiler} ,
- Die Lufttemperatur außerhalb des Boilers T_a^{Boiler} , die konstant mit 25 °C angenommen wird.

Dazu wird auch eine Zeitreihe von Leistungen benötigt, die den Warmwasserverbrauch des Boilers beschreibt.

$$p_{Load,t}^{Boiler} = (p_{Load,1}^{Boiler}, p_{Load,2}^{Boiler} \dots, p_{Load,T}^{Boiler}) \quad \forall t \in \mathcal{J}$$

Die Verluste des Boilers sind von der Wassertemperatur abhängig. Das Wasser wird nur dann geheizt, wenn der Preisunterschied zwischen Kauf- und Verkaufspreis genügend groß ist, dass das Heizen mit Betrachtung des elektrischen Wirkungsgrades trotz der Verluste noch wirtschaftlich ist.

Die Optimierungsvariablen, die bei der Optimierung von Boilern vom Optimierungsalgorithmus bestimmt werden, sind die Zeitreihe von der Verbrauchsleistung (p_t^{Boiler}) und die Zeitreihe der Wassertemperatur innerhalb des Boilers (T_t^{Boiler}). In Abbildung 35 ist ein marktoptimierter Verbrauch eines Boilers mit variabler Leistung gezeigt, während in Abbildung 36 ein marktoptimierter Verbrauch eines Boilers mit der On / Off Funktionsweise gezeigt ist. Bei der On / Off Funktionsweise darf die elektrische Leistung des Boilers nur zwei Werte haben: die maximale elektrische Leistung $p_{el,max}^{Boiler}$ oder 0. Die roten Farbstufen stellen die elektrische Leistung dar (weiß für 0 kW und rot für volle Leistung), während die schwarzen Balken den Warmwasserverbrauch darstellen (je höher die Balken sind, desto mehr Warmwasser wird in dem Zeitpunkt verbraucht). Diese Graphiken zeigen nur schematisch die Funktionsweise des Optimierungsalgorithmus.

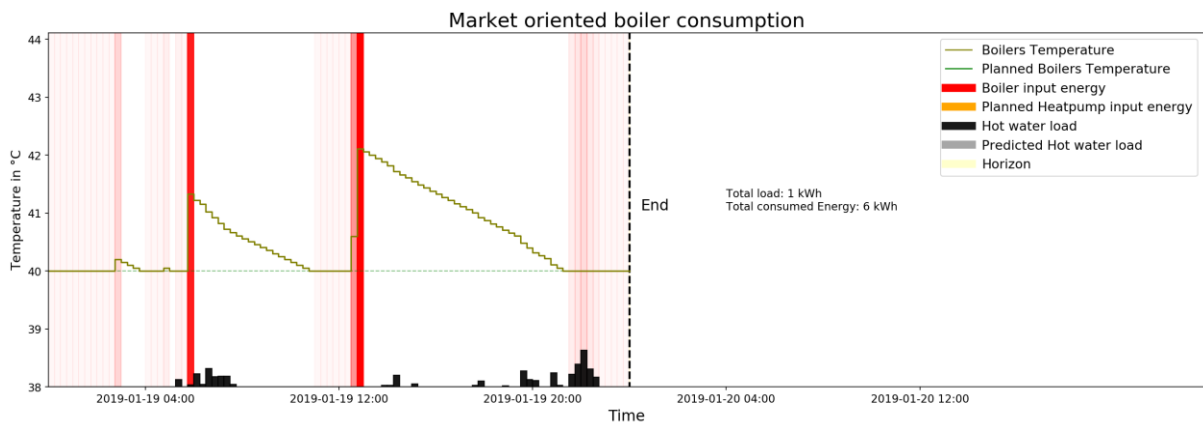


Abbildung 35 Marktoptimierter Verbrauch eines Boilers

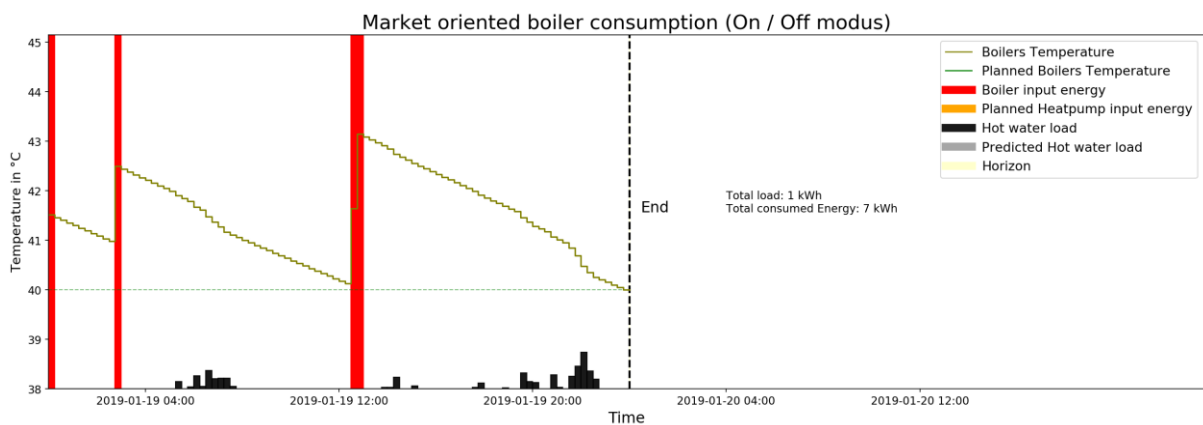


Abbildung 36 Marktoptimierter Verbrauch eines Boilers mit On / Off Funktionsweise

Beschreibung der Wärmepumpen

Eine Wärmepumpe lässt sich mit elf Parametern beschreiben.

- Die minimale gewünschte Raumtemperatur $T_{min}^{indoor,user}$,
- Die maximale gewünschte Raumtemperatur $T_{max}^{indoor,user}$,
- Die minimale elektrische Leistung $p_{el,min}^{HP}$,
- Die maximale elektrische Leistung $p_{el,max}^{HP}$,

- 2 Koeffizienten um die Leistungszahl linear in Abhängigkeit von der Außentemperatur abzubilden $cop_0^{HP \text{ linear}}$ bzw. $cop_1^{HP \text{ linear}}$,
- die beheizte Wohnfläche A^{indoor} ,
- Der Umwandlungsfaktor cf^{HP} ,
- Die Temperaturverlustfaktoren K_0^{HP} und K_1^{HP} ,
- Die Anfangstemperatur des Raumes T_{Start}^{indoor} .

Wobei der Umwandlungsfaktor wird in der Optimierung benötigt um die thermische Energie in Temperatur umzuwandeln. Der Umwandlungsfaktor (cf^{HP}), die Koeffizienten um die Leistungszahl linear abzubilden ($cop_0^{HP \text{ linear}}$ und $cop_1^{HP \text{ linear}}$) und die Temperaturverlustfaktoren (K_0^{HP} und K_1^{HP}) können durch eine Regressionsanalyse basierend auf historischen Daten geschätzt werden. Dazu wird auch eine Zeitreihe benötigt, die die Außentemperatur beschreibt, denn die Regressionsparameter $cop_1^{HP \text{ linear}}$ und K_1^{HP} abbilden die Abhängigkeit der Leistungszahl und der Temperaturverluste von der Außentemperatur.

$$T_t^{outdoor} = (T_1^{outdoor}, T_2^{outdoor}, \dots, T_T^{outdoor}) \quad \forall t \in \mathcal{J}$$

Anschließend wird die Leistungszahl (cop_t^{HP}) anhand der Koeffizienten $cop_0^{HP \text{ linear}}$ bzw. $cop_1^{HP \text{ linear}}$ als linear Funktion der Außentemperatur wie folgt definiert:

$$cop_t^{HP} = cop_0^{HP \text{ linear}} + cop_1^{HP \text{ linear}} \cdot (T_t^{outdoor} - 273.15) \quad \forall t \in \mathcal{J}$$

Die Optimierungsvariablen, die bei der Optimierung von den Wärmepumpen bestimmt werden, sind die Zeitreihe von der Verbrauchsleistung (p_t^{HP}) und die Raumtemperatur (T_t^{indoor}). In Abbildung 37 ist ein marktoptimierter Verbrauch einer Wärmepumpe gezeigt. Wie ersichtlich wird geheizt, wenn die Außentemperatur (blaue Linie) hoch ist, sodass auch die Leistungszahl (cop_t^{HP}) so hoch wie möglich ist. In Abbildung 38 ist der marktoptimierter Verbrauch einer Wärmepumpe mit begrenzter minimalen Leistung gezeigt.

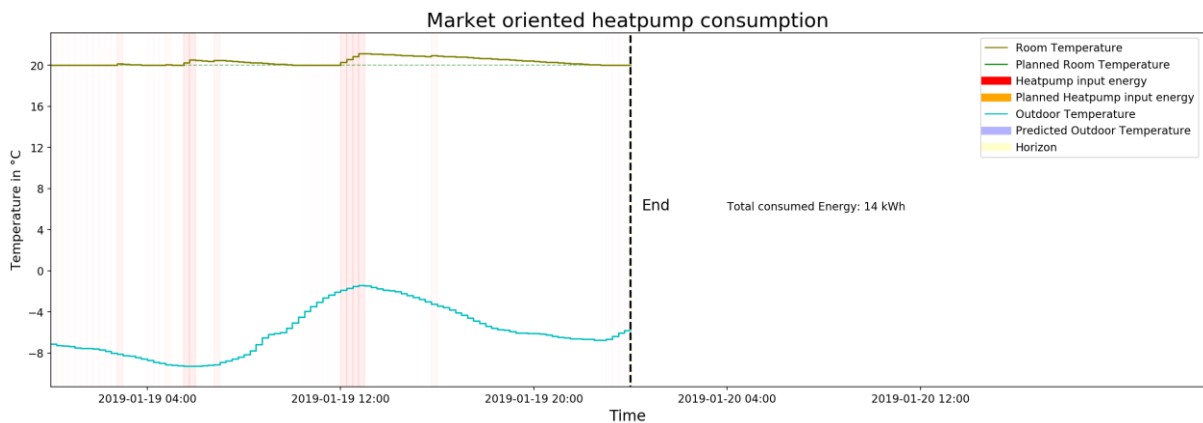


Abbildung 37: Marktoptimierter Verbrauch einer Wärmepumpe.

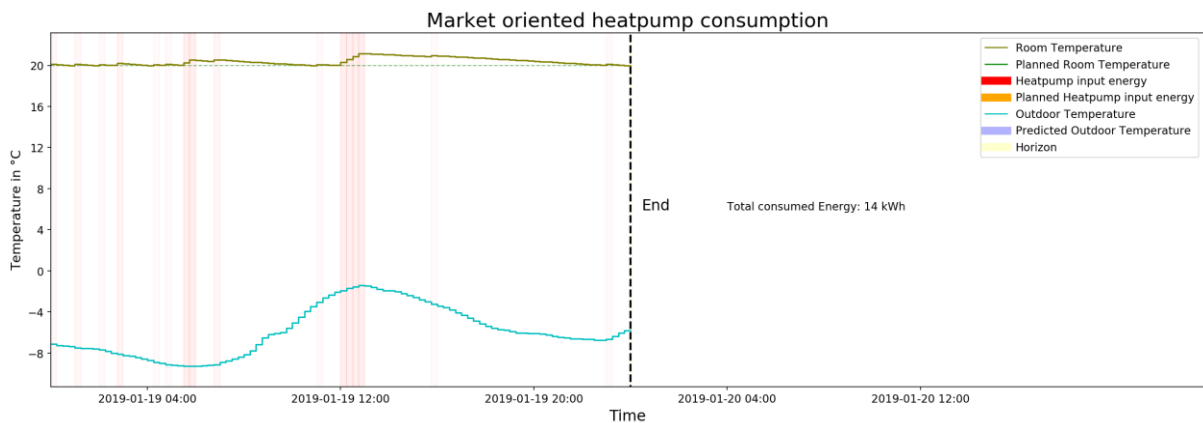


Abbildung 38: Marktoptimierter Verbrauch einer Wärmepumpe mit begrenzter minimalen Leistung.

Beschreibung der nicht flexiblen Lasten

Eine nicht flexible Last ist eine Last, die zeitlich nicht verschoben werden kann. Sie ist durch eine Zeitreihe von Leistungen beschrieben, deren Werte bekannt sind.

$$p_t^{NFL} = (p_1^{NFL}, p_2^{NFL}, \dots, p_T^{NFL}), \quad \forall t \in \mathcal{T}$$

Beschreibung der Zielfunktion

Das Ziel des Optimierungsalgorithmus ist die gesamten Kosten zu minimieren.

$$\min_{\mathcal{J}} \text{total costs}(\mathcal{J})$$

Wenn C_t^{DA} , C_t^{ID} und $C_t^{Reserve}$ die Kosten (oder Erlöse wenn negativ) zum Zeitpunkt t in den unterschiedlichen Märkten und C_t^{Grid} die Netzkosten darstellen, dann lässt sich die Zielfunktion wie folgt schreiben.

$$\min_{\mathcal{J}} total\ costs(\mathcal{J}) = \sum_{t=1}^{\mathcal{J}} (C_t^{DA} + C_t^{ID} + C_t^{Reserve} + C_t^{Grid})$$

Die Kosten, die an den Spotmärkten entstehen (C_t^{DA} und C_t^{ID}) bilden sich aus der Menge und dem jeweiligen Marktpreis der Energie, die gekauft bzw. verkauft wird. Die Erlöse, die sich am Regelenenergiemarkt ergeben, setzen sich aus zwei Anteilen zusammen: einem leistungsbezogenen- und einem arbeitsbezogenen Anteil. Der leistungsbezogene Anteil ist von dem Leistungspreis und die Energiemenge abhängig, die für die Regelreserve vorgehalten wird. Der arbeitsbezogene Anteil ergibt sich aus dem Produkt des Energiepreises und der Energiemenge der erwarteten Abrufe. Die Netzkosten und Abgaben setzen sich in den Simulationen aus drei Bestandteilen zusammen und sind von der Netzebene abhängig: einem energiebezogenen Anteil, einem leistungsbezogenen Anteil und einer fixen Pauschale.

3.5.2 Labortests

Die Labortests mit dem Smart Home Setup wurden im AIT SmartEST Labor und im AIT Wärmepumpen Labor vor dem Rollout der Komponenten durchgeführt. Bei den Tests wurden die Komponenten eingesetzt, die darauf für die Case Study in Großschönau installiert wurden. Die Labortests hatten das Ziel, das Zusammenspiel der Komponenten mit dem Energiemanagementsystem (EMS) zu testen und etwaige Kommunikationsfehler in einer kontrollierten Laborumgebung beheben zu können. Die Kommunikationsschnittstellen zu allen Komponenten konnte erfolgreich getestet werden, und es wurden 24h Versuche durchgeführt, um den Betrieb des EMS mit periodischer Optimierung zu testen. Der Betrieb des Smart Home Systems konnte erfolgreich validiert werden, und alle Schnittstellen von EMS zu Komponenten wurden getestet. Für die Labortests wurden auf dem EMS Day-Ahead Optimierungen durchgeführt und dann für 24h die erwartete Situation an der Laborinfrastruktur nachgestellt. Die Ergebnisse der Laborimplementierung der Day-Ahead Optimierung waren positiv, diese sind jedoch, auf Grund des frühen Stadiums der Optimierungsimplementierung auf dem EMS, mit dem echten Betrieb des EMS nur bedingt vergleichbar. Dieser echte Betrieb des Smart Home Systems mit EMS und unterschiedlichen Komponenten wurde im weiteren Projektverlauf in den Case Studies genauer analysiert.

3.5.3 Testbedaufbau für Case Study Sonnenplatz Großschönau

Das Energiemanagementsystem Großschönau ist eine Kläranlage, die aus unterschiedlichen Technologien besteht: Zwei Photovoltaikanlagen, eine Batterie, zwei E-Ladesäulen, einen Boiler, eine Wärmepumpe und einer Last. In Abbildung 39 ist die Konfiguration des Energiemanagementsystems Großschönau gezeigt.

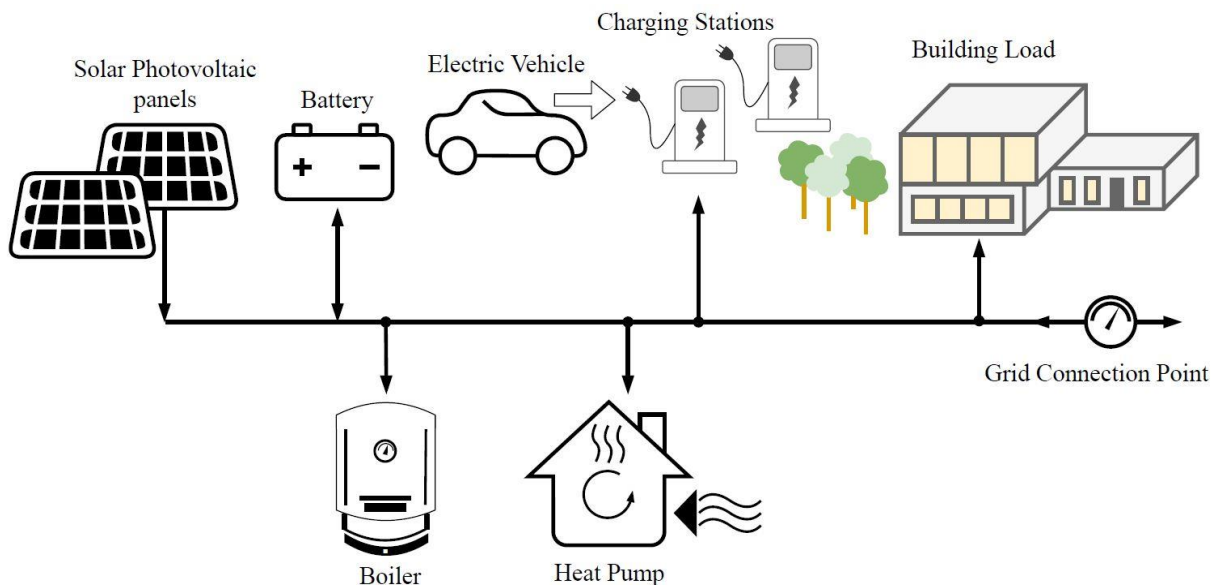


Abbildung 39 Konfiguration des Energiemanagementsystems Sonnenplatz Großschönau

Die verwendeten Daten für die Simulationen der Case Study basieren auf realen historischen Messwerten aus den Jahren 2017-2019. Die Berechnungen wurden in den jeweiligen Perioden wie in Abbildung 40 gezeigt ist durchgeführt. Die Use Cases 2 und 3 wurden in den Perioden 1 und 2 simuliert. In der ersten Periode waren der österreichische und der deutsche Markt noch nicht getrennt. Es werden für Use Case 2 und 3 also beide Perioden 1 und 2 untersucht, um zu verstehen ob die Markttrennung einen positiven/negativen Einfluss auf die Geschäftsmodelle gehabt hätten. Use Case 4 wurde in der dritten Periode simuliert. Hier wird es untersucht, ob kurzfristige Preisschwankungen am Intraday-Markt anhand von einem flexiblen Portfolio genutzt werden können.

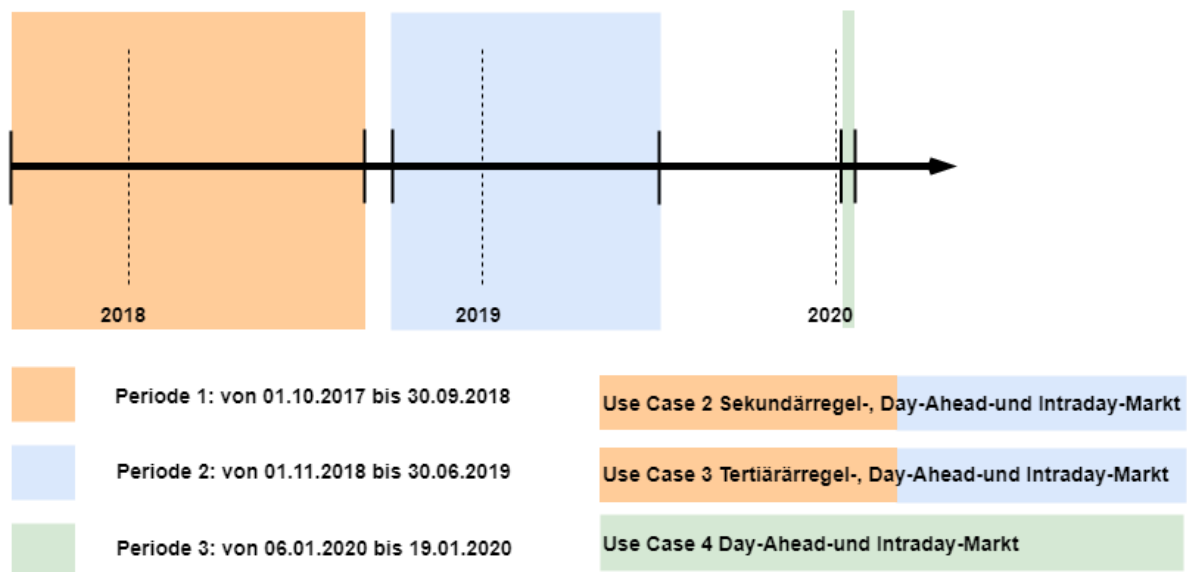


Abbildung 40 Use Cases in den jeweiligen Perioden. Der Netzanschluss im EMS Sonnenplatz Großschönau ist mit 40 kW begrenzt und ist in der Netzebene 6 angeschlossen. In diesem Energiemanagementsystem gibt es 2 abregelbare Photovoltaikanlagen mit einer gesamten installierten Leistung von 82,33 kW_p. Die erzeugte Energie zwischen Oktober 2017 und September 2018 (Periode 1) beträgt 80,984 MWh, während die erzeugte Energie zwischen November 2018 und Juni 2019 (Periode 2) 42,441 MWh beträgt. Die Volllaststunden der installierten Photovoltaikanlage betragen durchschnittlich 984 Stunden im Jahr.

Die Batterie, die bei dem Energiemanagementsystem installiert ist, ist eine Lithium-Eisenphosphat (LiFePO₄) Batterieeinheit mit einem externen Wechselrichter. Die nutzbare Kapazität des Speichers ist 11,52 kWh und besteht aus 9 Modulen (je 1.28 kWh). Die nominale Ladeleistung beträgt 6,4 kW, während die Entladeleistung 5 kW ist. In Abbildung 41 ist die Batterie gezeigt, die im EMS Sonnenplatz Großschönau installiert wurde.



Abbildung 41 Die Battery-Box HV, die im Energiemanagementsystem Sonnenplatz Großschönau installiert wurde (Fronius, 2019)

Bei der Kläranlage im EMS Sonnenplatz Großschönau stehen den Mitarbeitern zwei E-Ladesäulen zur Verfügung, jeweils mit 11 kW maximaler Ladeleistung. In der ersten analysierten Periode zwischen Oktober 2017 und September 2018 wurden 35 Ladevorgänge mit insgesamt 401.5 kWh durchgeführt, während in der zweiten Periode zwischen November 2018 und Juni 2019, 31 Ladevorgänge mit insgesamt 511,5 kWh erfolgten.

In der ersten Periode bleiben die Elektrofahrzeuge insgesamt 87 Stunden an der Ladesäule angesteckt. Davon werden sie 37 Stunden lang geladen. Die Differenz zwischen Ansteckdauer und Ladedauer erweist den Ladevorgängen der Elektrofahrzeuge eine gewisse Flexibilität. In der zweiten analysierten Periode bleiben die Elektrofahrzeuge insgesamt 91 Stunden an der Ladesäule angesteckt und davon werden sie 47 Stunden geladen.

Die Wärmepumpe, die im EMS Sonnenplatz Großschönau installiert ist die „TERRA SW Basic“. Die technischen Parameter der Wärmepumpe sind in Tabelle 8 erfasst.

Tabelle 8: Technische Parameter der Wärmepumpe TERRA SW Basic (IDM, 2019).

TERRA SW Basic (Ausstattungsvariante 13)	
Energieeffizienzklasse Sole (Verbund aus WP und Regler)	A⁺⁺ - A⁺⁺⁺

Heizleistung	13,36 kW – 17,52 kW
Leistungsaufnahme	2,78 kW
COP	4,8 – 6,29

In der Case Study wird die Wärmepumpe für das Heizen der Luft verwendet. Das beheizte Zimmer hat eine Fläche von 100 m². Die Leistungszahl (COP) und die Verluste des Gebäudes sind von der Außentemperatur abhängig. Damit die Wärmepumpe eine gewisse Flexibilität liefern kann, werden die Raum-internen Temperaturgrenzen auf 20 °C und 25 °C eingestellt. Je größer der erlaubte Temperaturbereich ist, desto flexibler darf der Wärmepumpenbetrieb geführt werden.

Der Boiler dient zur Bereitstellung von Warmwasser. Im EMS Sonnenplatz Großschönau ist der „Elektrostandspeicher VS 300“ installiert worden. Es handelt sich um einen Boiler mit einem Wasserinhalt von 300 Liter und eine nominalen On / OFF Anschlussleistung von 6,6 kW. In diesem Fall sind die Temperaturgrenzen auf 40 °C bzw. 95 °C eingestellt.

Die Gebäudelast beschreibt den Verbrauch, der in der Optimierung nicht flexibilisiert wird, wie z.B. der Verbrauch einer Spülmaschine, Elektroherd, Lampen, usw. Im EMS Sonnenplatz Großschönau beträgt die Gebäudelast in der ersten Periode einen Gesamtverbrauch von 36,262 MWh mit Bezugsspitzen bis zu 40 kW. In der zweiten Periode beträgt die benötigte Energie von der Gebäudelast insgesamt 23,990 MWh.

3.5.4 Testbedaufbau Case Study W.E.B.

Das Energiemanagementsystem W.E.B. WINDENERGIE AG besteht aus unterschiedlichen Technologien: Sechs Photovoltaikanlagen, eine Batterie, 30 E-Ladesäulen und eine Gebäudelast. In Abbildung 42 ist die Konfiguration des W.E.B. Windenergie AG - Energiemanagementsystems gezeigt.

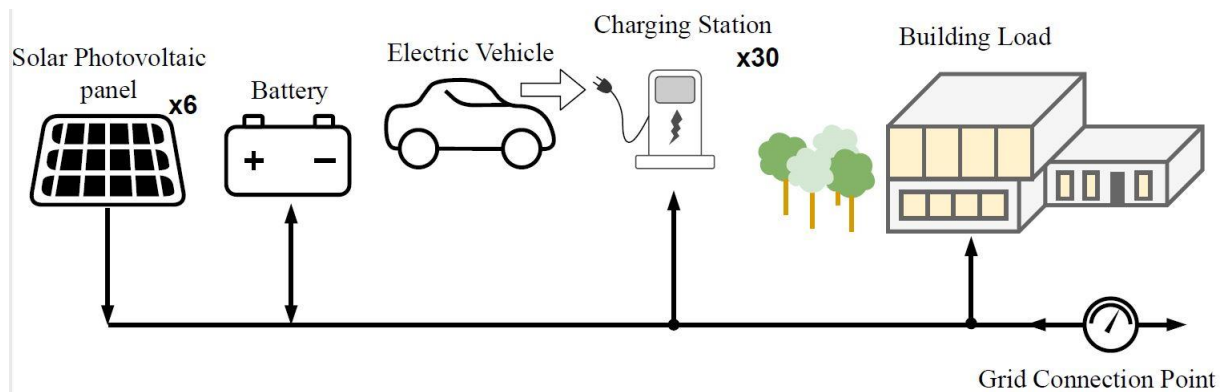


Abbildung 42 Konfiguration des W.E.B. Windenergie AG - Energiemanagementsystems

Die verwendeten Daten für die Simulationen der Use Cases basieren auf realen Messwerten. Die Use Cases wurden in den jeweiligen Perioden berechnet, wie in Abbildung 40 gezeigt ist.

Der Netzanschluss ist durch eine maximale Einspeise-bzw. Bezugsleistung von 100 kW begrenzt und ist in der Netzebene 6 angeschlossen. In diesem Energiemanagementsystem gibt es 6 abregelbare Photovoltaikanlagen mit einer gesamten installierten Leistung von 190 kW_P. Die erzeugte Energie zwischen Oktober 2017 und September 2018 (Periode 1) beträgt 84,732 MWh, während die erzeugte Energie zwischen November 2018 und Juni 2019 (Periode 2) 36,946 MWh beträgt.



Abbildung 43 Eine der 140 Zellen, die das Batteriemodul im Energiemanagementsystem WEB bildet (CALB, 2017).

Die Batterie, die bei dem Energiemanagementsystem installiert ist, hat eine brutto Kapazität von 80 kWh. Es handelt sich um eine Lithium-Eisen-Phosphat-Batterie (LiFePO₄), die aus 140 Zellen besteht und die als typische Lade/Entladeleistung 80 kW ermöglicht. Ein

Batteriemanagementsystem überwacht die Spannung und die Temperatur der Zellen, damit sich die Lebensdauer der Batterie aus physischen Gründen nicht reduziert. In Abbildung 43 ist eine der 140 Zellen gezeigt, die das Batteriemodul im EMS W.E.B. Windenergie AG bildet.

Am EMS W.E.B. Windenergie AG stehen 30 E-Ladesäulen den Mitarbeitern zur Verfügung. Sie erlauben unterschiedliche Ladeleistungen, die in Tabelle 9 erfasst sind.

Tabelle 9: Ladeleistungen der Ladesäulen.

Anzahl der Ladesäulen	Ladeleistungen in kW
4	22
10	11
16	3.7

In der ersten analysierten Periode zwischen Oktober 2017 und September 2018 finden 3 739 Ladevorgänge mit 54,927 MWh statt, während in der zweiten Periode zwischen November 2018 und Juni 2019, 2 504 Ladevorgänge mit 36,627 MWh stattfinden. In der ersten Periode bleiben die Elektrofahrzeuge insgesamt 30 317 Stunden an der Ladesäule angesteckt. 6 179 Stunden werden sie geladen. In der zweiten analysierten Periode bleiben die Elektrofahrzeuge insgesamt 21 428 Stunden an der Ladesäule angesteckt und davon werden sie 4 162 Stunden geladen.



Abbildung 44 W.E.B-Ladesäulen (W.E.B., 2019)

Die Gebäudelast ist nicht flexibel und beträgt in der ersten Periode einen Gesamtverbrauch von 157,63 MWh mit Bezugsspitzen bis zu 100 kW. In der zweiten Periode ist die benötigte Energie der Gebäudelast 111,384 MWh.

4 Flex+ Plattform

Einen wesentlichen Erfolgsfaktor für die Demos stellte der Aufbau einer zentralen Plattform dar, die die aktive Beteiligung von Pools mehrerer fernsteuerbarer Prosumerkomponenten wie Wärmepumpen, Speichersystemen, Boilern, Photovoltaik und E-Mobilität ermöglichte.

Im Rahmen des Forschungsprojekts Flex+ ist in Zusammenarbeit mit den Poolanbietern und Energielieferanten eine solche zentrale hersteller- und technologieübergreifende Plattform entwickelt worden. Sie steuert zentral die unterschiedlichen Komponentenpools und ermöglicht den Teilnehmer:innen, Daten auf die Plattform zu laden, oder von dort herunterzuladen. Abhängig vom Anwendungsfall verarbeitet die Plattform die Daten in unterschiedlicher Weise:

1. Weitergabe von Vorhersagen, Abrufwahrscheinlichkeiten und Zuschlägen in Richtung Komponentenpools oder Energielieferanten
2. Aggregation von Angeboten
3. Aufteilung von Zuschlägen
4. Speicherung von Daten zur späteren Bündelung und Weitergabe
5. Zeitgerechte Bereitstellung von Daten

Teilnehmer:innen sind auf der einen Seite die Komponentepools mit homogenen oder heterogenen fernsteuerbaren Prosumerkomponenten und auf der anderen Seite Energielieferanten und Regelreserveanbieter. Die Pools verfügen über eine unterschiedliche Zahl von Prosumerkomponenten. Es liegt in der Verantwortung der Pools die Informationen der Plattform zu verarbeiten und auf die einzelnen Komponenten zu verteilen, bzw. die Daten der Komponenten zusammenzufassen und an die Plattform zu liefern.

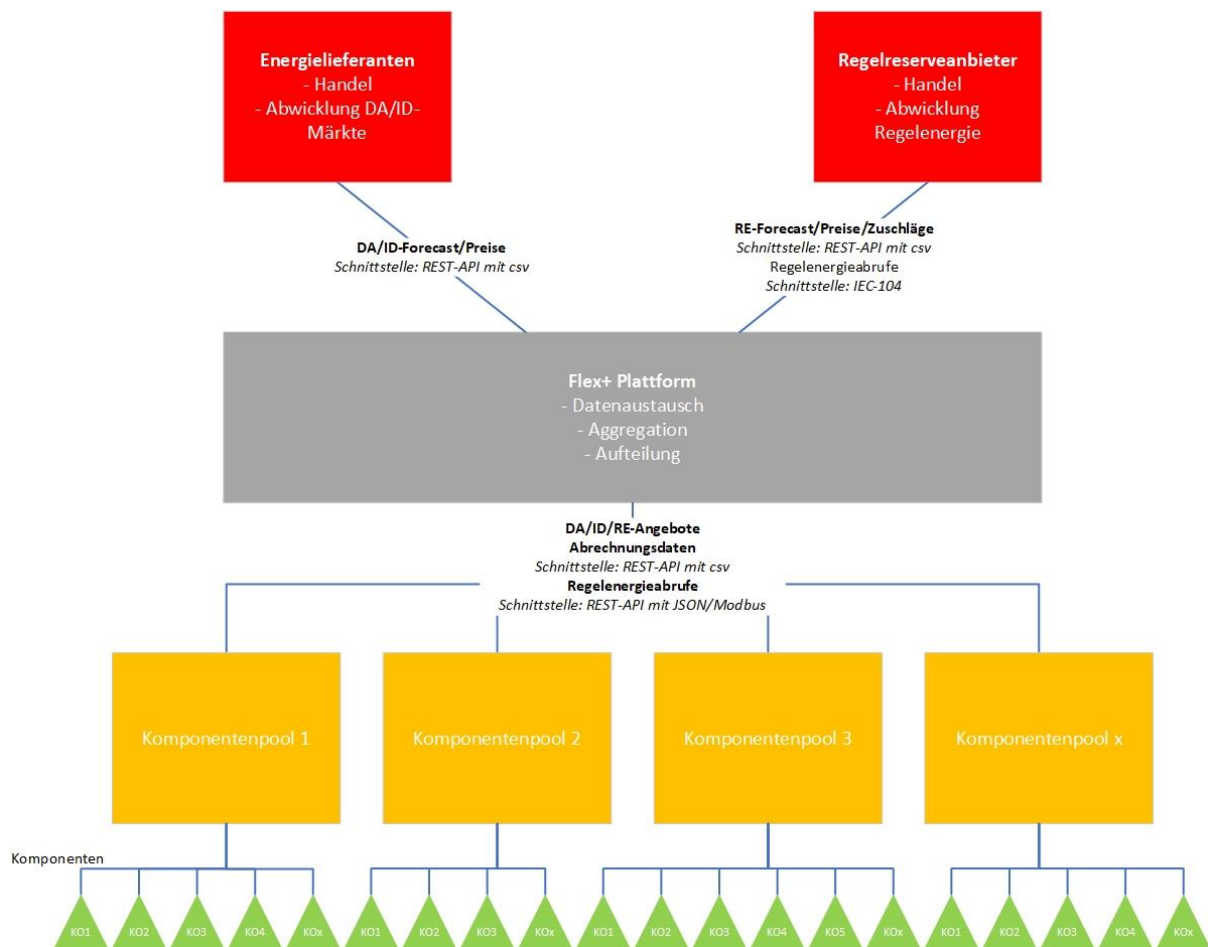


Abbildung 45 Flex+ Umgebung mit zentraler Plattform

In Abbildung 45 ist die Positionierung und Rolle der Teilnehmer schematisch aufgeführt. Die Flex+ Plattform selbst ist das zentrale Element, welches Datenaustausch, -aggregation und -aufteilung übernimmt. An die Plattform sind die Komponentepools, Energielieferanten und Regelreserveanbieter als Teilnehmer angebunden. In verschiedenen Prozessen versenden und erhalten sie Daten zur Optimierung, Handel, Fahrplan und Bekanntgabe von erbrachter Regelenergie. Die Prozesse teilen sich nach Richtung und nach Zeitpunkt auf. Die Flex+

Plattform dient als „Zwischenstation“, die die Prozessdaten der Teilnehmer erhält und für die Empfänger vorbereitet.

Für Energieversorger bzw. Lieferanten und Regelreserveanbieter, sowie den Komponentenpools bestehen eine Reihe von unterschiedlichen Prozessen zum Datenaustausch, die über die Flex+ Plattform abgewickelt werden. Welche Prozesse relevant sind, ist abhängig an welchen Märkten (Regelenergie, Day-Ahead, Intraday) der Pool teilnimmt.

Der Großteil der Prozesse dient zur Optimierung auf Seiten der Komponentenpools und zum Energiehandel auf Seiten der Lieferanten und Regelreserveanbieter (Abbildung 46). Für die Optimierung der Fahrpläne der Pools und derer Komponenten, werden Forecastdaten von den Spot- und Regelenergiemärkte an die Pools kommuniziert. Dabei können Preise, Abrufwahrscheinlichkeiten und CO₂-Daten für die Berechnung der optimalen Zeitpunkte der Bewirtschaftung einzelner Pools hinzugezogen werden. Einige Prozesse sind nachgelagert und dienen zur Abrechnung von erbrachter Regelenergie.

Zusätzlich zum Datenaustausch für Optimierung, Energiehandel und Abrechnung, wird für die Regelenergieaktivierung eine Liveschnittstelle zwischen Regelreserveanbieter, Flex+ Plattform und den Komponentenpools benötigt. Die Flex+ Plattform erhält über eine IEC-104 Schnittstelle die Signale vom Regelreserveanbieter und teilt das Signal entsprechend der zuvor bezuschlagten Angebote auf die Komponentenpools auf.



Abbildung 46 Schematische Übersicht zum Ablauf der Handels- und Optimierungsprozesse

Für die Anbindung an die Flex+ Plattform müssen Teilnehmer, Komponentenpools wie Lieferanten und Regelreserveanbieter unterschiedliche Entscheidungen treffen und mehrere Schritte durchführen. Zusammenfassen lassen sich diese wie folgt:

1. **Markteilnahme:** Entscheidung durch den Pool an welchen Energiemärkten (Day-Ahead, Intraday, Regelenergie) sie teilnehmen möchten. Dies ist abhängig vom Angebot die der Pool seinen Kunden geben möchte und von der technischen und rechtlichen Umsetzbarkeit beispielsweise von Regelenergieabrufen.
2. **Kooperation Lieferanten und Komponentenpools:** Für die Energielieferung wird die Kooperation mit einem Lieferanten benötigt. Dafür bedarf es einer Konzeptionierung und Koordination gemeinsam mit dem Lieferanten für die Belieferung der Kunden.
3. **Vermarktung des Angebots an Kunden und technische Umsetzung der Anbindung:** Auf der einen Seite müssen nun teilnehmende Kunden gewonnen werden und parallel die technische Umsetzung für den Betrieb der einzelnen Komponenten und der Anbindung an die Plattform erfolgen.
4. **Vorbereitung der Komponenten:** Die einzelnen Komponenten müssen auf den Einsatz vorbereitet werden, in dem die Kommunikationsherstellung erfolgt und die Komponenten der teilnehmenden Kunden geprüft werden.
5. **Ablaufüberblick:** Überblick über die für den Ablauf und Anbindung an die Flex+ Plattform nötigen Prozesse gewinnen. Die Auswahl der Prozesse ist abhängig von den gewählten Energiemärkten und sollte für die Planung der Umsetzung verwendet werden. Dieser Leitfaden dient hierzu als Orientierung.
6. **Prozessdefinitionen erhalten:** Anforderung der detaillierten Prozessdefinitionen (Daten- und ggf. Liveprozesse) zur Vorbereitung der Prozesse und der eigenen Optimierung und Poolsteuerung. Ein besonderes Augenmerk sollte auf die Zeiten gelegt werden, zu welchen die Prozesse durchgeführt werden, dass die Lieferanten mit den Ergebnissen der Optimierung handeln können. Die Optimierung findet immer auf Seiten der Komponentenpools statt. Die optimierten Ergebnisse können über die Schnittstellen an die Flex+ Plattform übergeben werden.
7. **Flex+ Plattform Zuordnung:** Anforderung des Authentifizierungs-Tokens für die Flex+ Plattform unter Bekanntgabe des Lieferanten und der gewählten Energiemärkte. Diese Informationen müssen auf der Plattform hinterlegt werden, sodass die Prozesszuordnung richtig erfolgt.
8. **Prozessimplementierung:** Implementierung der relevanten Prozesse und der Abläufe im Hintergrund zur Generierung, Optimierung und Weiterverarbeitung bzw.

Bereitstellung der Daten für die Flex+ Plattform. Als Orientierung dient der Leitfaden (D15) und die Übersicht der Prozesse, sowie die Demoschnittstelle

9. **Testdurchführung:** Vor dem eigentlichen Start sollten die internen Abläufe und der Datenaustausch (ggf. inklusive Regelenergieabrufe) mit dem Betreiber der Flex+ Plattform getestet werden. Mögliche Fehler können behoben werden.

10. **Betriebsstart:** Start des Betriebs der optimierten Steuerung der Komponenten anhand der Plattformdaten und Liveschnittstelle, Abrechnung mit Komponentenbetreibern und Lieferanten.

5 Ergebnisse und Schlussfolgerungen

5.1 Ergebnisse aus Simulationen

Bei allen Pools können in den Simulationen die größten Einsparungen durch die Teilnahme am Sekundärregelenergie-Markt erzielt werden. Dies liegt unter anderem an den reduzierten Netzkosten beim Bezug von negativer Regelleistung. Weiters entsteht durch den Bezug negativer Regelenergie die Möglichkeit, Einnahmen für den ohnehin notwendigen Energiebezug zu erwirtschaften. Durch das niedrige Erlöspotential am Tertiärregelenergiemarkt, lohnt sich die Teilnahme an diesem in den durchgeführten Simulationen nur für die Batteriespeicher.

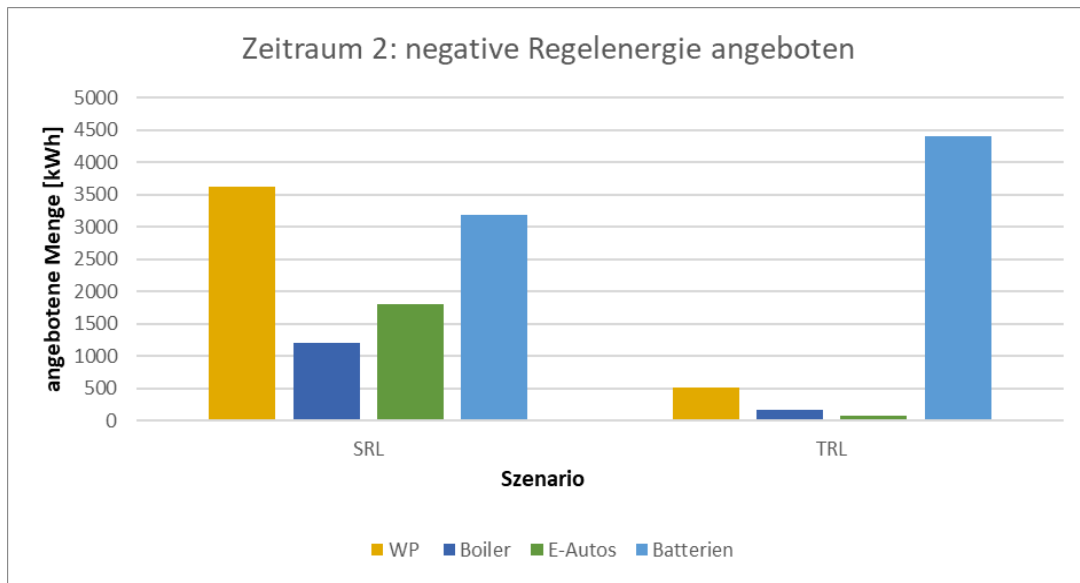


Abbildung 47 Angebotene negative Regelenergiemenge pro Komponente pro Jahr im Zeitraum 2 nach der Markttrennung

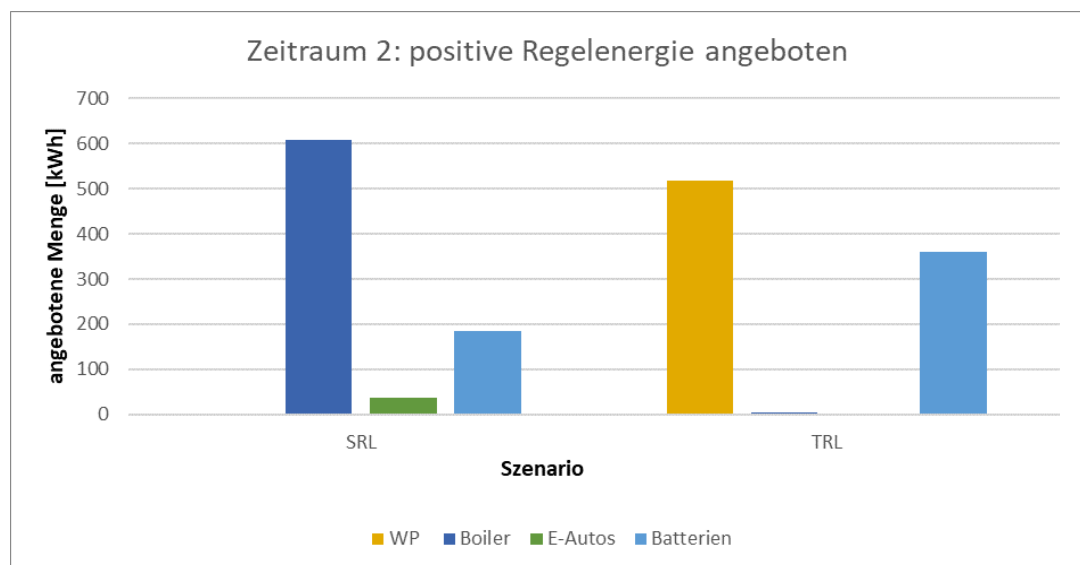


Abbildung 48 Angebotene positive Regelenergiemenge pro Komponente pro Jahr im Zeitraum 2 nach der Markttrennung (Hinweis: In Abbildung 47 weicht Höhe der Skalierung der y-Achse ab)

Abbildung 47 und Abbildung 48 zeigen die angebotenen positiven und negativen Regelenergiemengen am Sekundär- und Tertiärregelenergiemarkt für die verschiedenen Komponenten, skaliert auf die Durchschnittsgröße einer Komponente im Pool für den zweiten betrachteten Zeitraum (01.11.2018 – 30.06.2019). Bis auf den Fall von positiver Tertiärregelenergieleistung wird pro Komponente mit der Batterie am meisten am

Regelenergiemarkt angeboten. Dies liegt daran, dass die Batterie vollständig für die Erbringung von Regelenergie genutzt werden kann, ohne auf Komfortkriterien Rücksicht nehmen zu müssen. Die zweitgrößte Regelenergiemenge wird von den Wärmepumpen angeboten, gefolgt von den Boilern und E-Autos. Die angebotenen Mengen sind pro Jahr und pro Komponente angegeben. Positive Regelenergieprodukte werden weniger angeboten als negative Regelenergieprodukte, ebenso wie aufgrund der geringeren Erlösmöglichkeiten durch niedrigere Preise und Abrufwahrscheinlichkeiten weniger Produkte am Tertiärregelenergiemarkt als am Sekundärregelenergiemarkt angeboten werden. Eine Ausnahme im Zeitraum 2 ist dabei der Batteriepool, bei welchem am Tertiärregelenergiemarkt mehr negative Regelenergie angeboten wird als am Sekundärregelenergiemarkt. Bis auf diese letzte Ausnahme ähneln die Ergebnisse des ersten Zeitraumes denen des zweiten Zeitraumes sehr stark und werden daher nicht separat angeführt.

Die prozentuellen Ersparnisse (Abbildung 51, Abbildung 52), sowie die absoluten Ersparnisse (Abbildung 49, Abbildung 50) aller Komponenten sinken im Zeitraum 2, nach der Markttrennung, im Vergleich zum Zeitraum 1. Eine Ausnahme bilden in den Simulationen die Wärmepumpen. Dies liegt einerseits daran, dass für Zeitraum 2 kein vollständiges Jahr an Daten für die Simulationen vorhanden war, und daher hauptsächlich heizungsintensive Winterwochen verwendet wurden, der Gesamtverbrauch insgesamt in diesem Zeitraum höher ist, und somit auch die Flexibilität in Wintermonaten größer als in Sommermonaten. Deshalb sind sowohl die absoluten als auch die prozentuellen Ersparnisse im Zeitraum 2 größer, als im Zeitraum 1. Außerdem wurde für die Wärmepumpen im Gegensatz zu den anderen Komponenten nur wochenweise simuliert, daher können die Ergebnisse nicht vorbehaltlos verglichen werden. Es ist davon auszugehen, dass das Erlöspotential grundsätzlich in Zeitraum 2 geringer ausfällt als in Zeitraum 1.

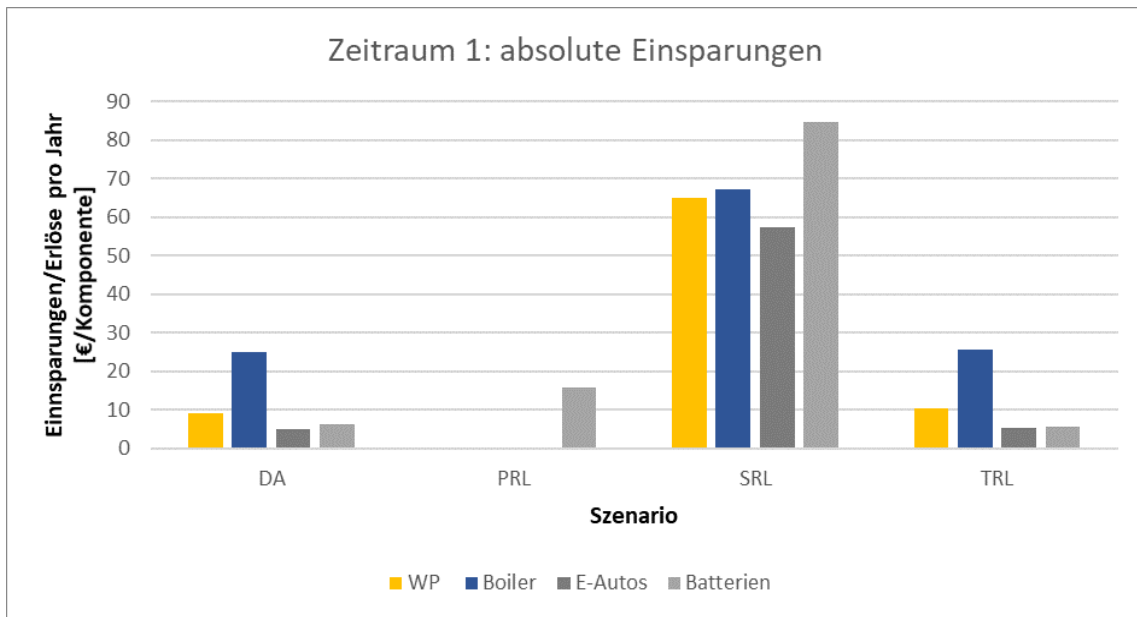


Abbildung 49 Absolute Einsparungen pro Komponente pro Jahr in Euro bei Teilnahme an verschiedenen Strommärkten für Zeitraum 1

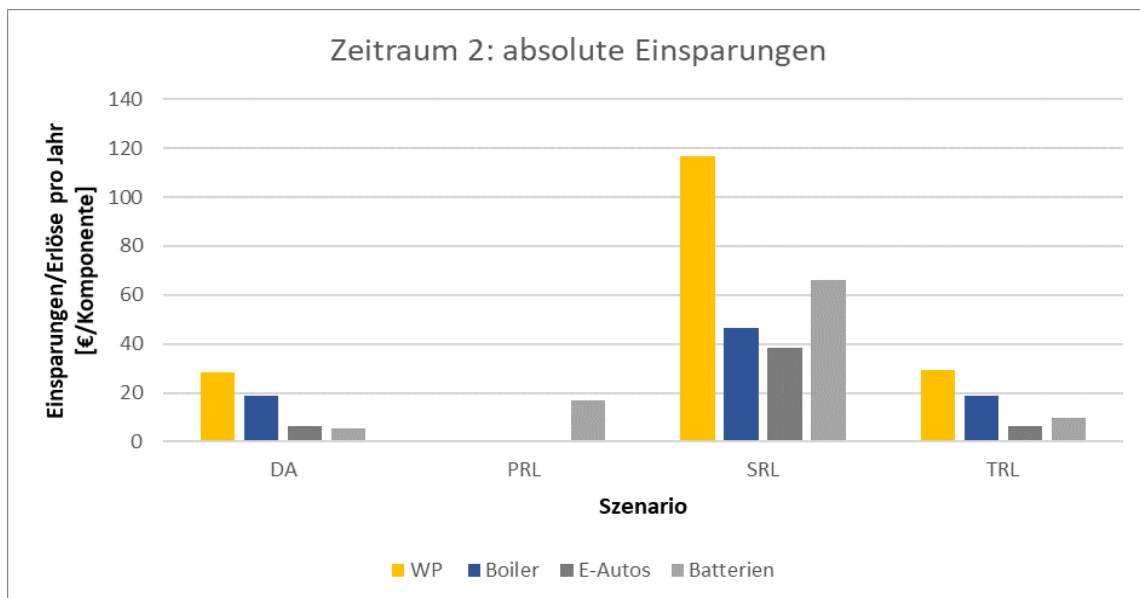


Abbildung 50 Absolute Einsparungen pro Komponente pro Jahr in Euro bei Teilnahme an verschiedenen Strommärkten für Zeitraum 2

Im Sekundärregelenergie-Markt und mit den Batteriespeichern lässt sich zwischen 65 und 85 Euro pro Jahr einsparen. Auch bei den Wärmepumpen lässt sich zwischen 65 und 115 Euro

pro Jahr. Dies wird gefolgt von den Boilern (47- 67€/Jahr). Am wenigsten lässt sich mithilfe der Ladesäulen für Elektroautos einnehmen (38-57€). Dies liegt einerseits an den unterbrochenen Ladezeiten, sowie an der Lademenge pro Säule und Tag.

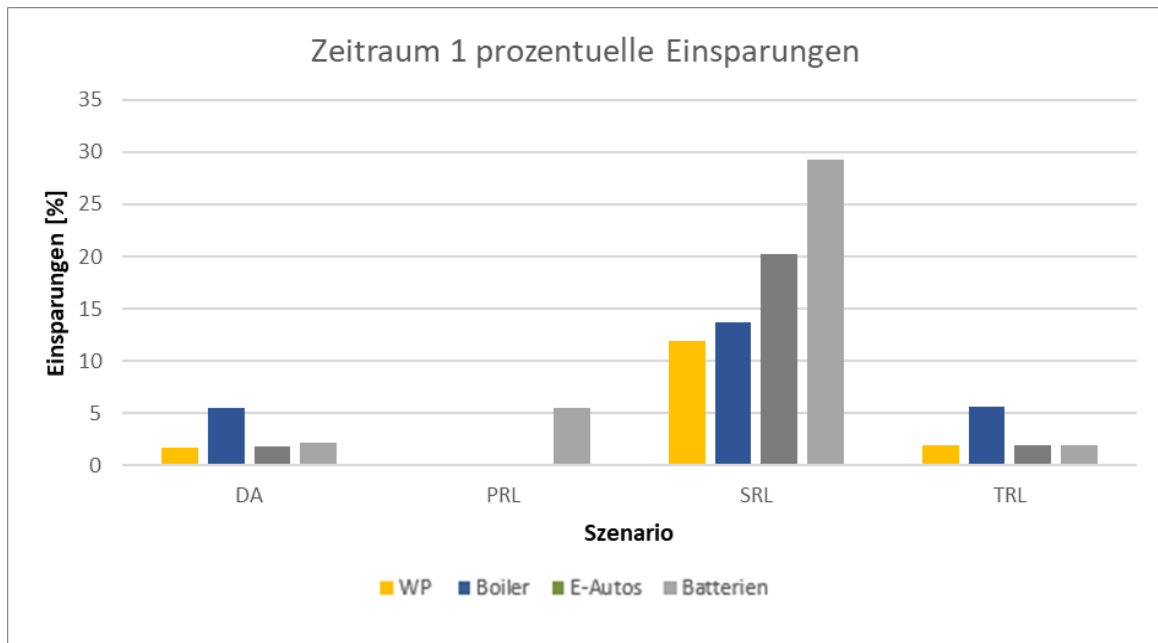


Abbildung 51 Prozentuelle Einsparungen pro Komponente pro Jahr in Euro bei Teilnahme an verschiedenen Strommärkten für Zeitraum 1

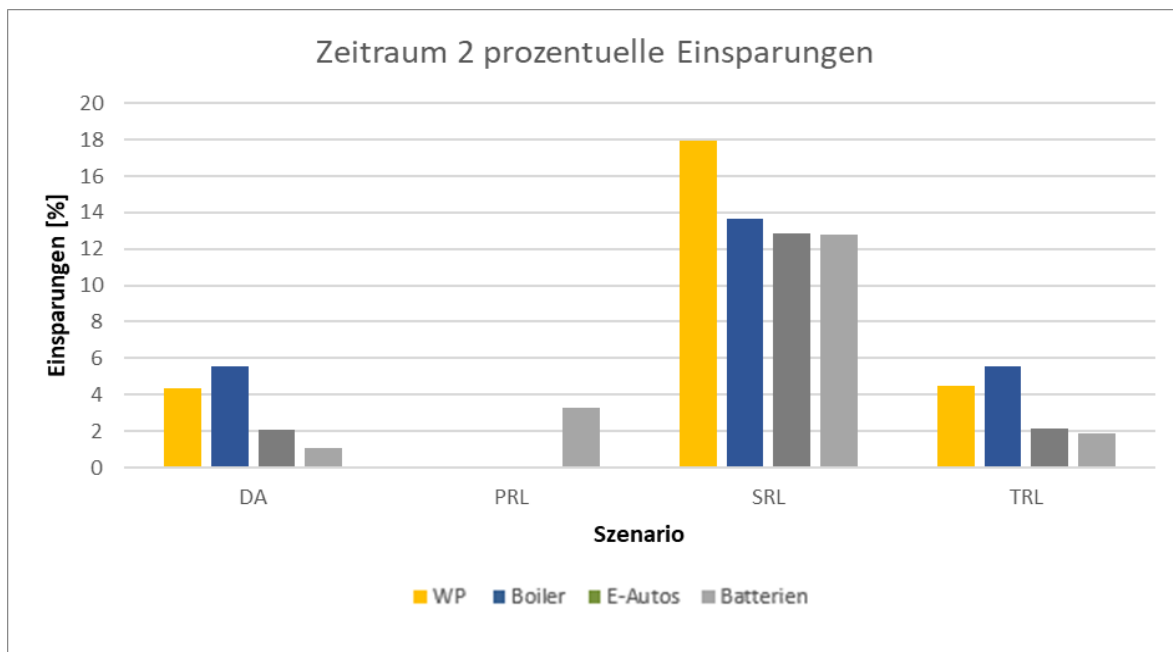


Abbildung 52 Prozentuelle Einsparungen pro Komponente pro Jahr in Euro bei Teilnahme an verschiedenen Strommärkten für Zeitraum 2

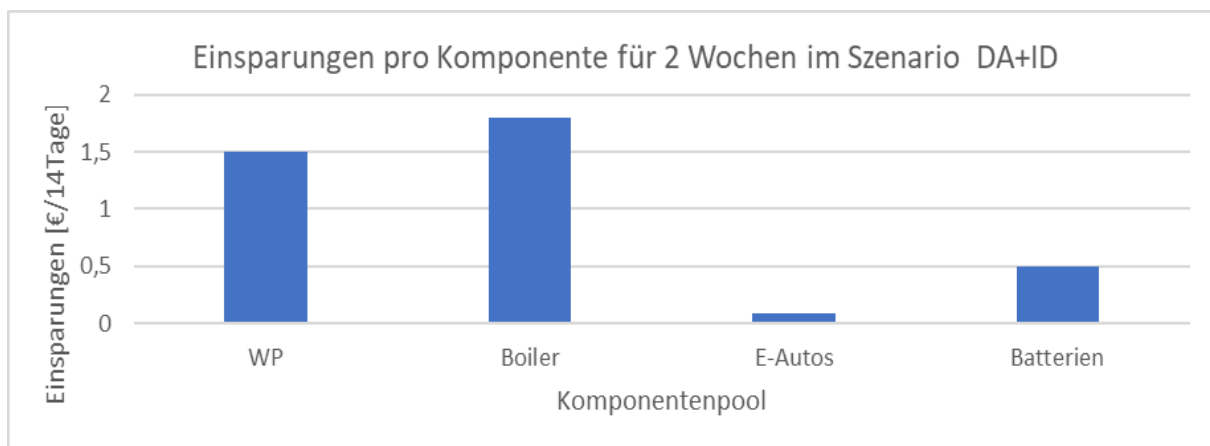


Abbildung 53 Einsparungen in Zeitraum 3 pro Komponente für zwei Wochen durch DA+ID Optimierung

Der Use-Case DA+ID (Abbildung 53), bei welchem nach Day-Ahead-Preisen und anschließend stündlich nach Intraday-Preisen optimiert wird, wurde für zwei Wochen im Januar 2020 simuliert. In diesen beiden Wochen konnten für die verschiedenen Komponenten zwischen 0,09€ und 1,8€ im Vergleich zum jeweiligen Referenzszenario eingespart werden, was auf ein Jahr hochgerechnet eine Einsparung zwischen 2,34€ und

46,8€ bedeutet. Am wenigsten Ersparnisse konnten mit den Elektroautos erzielt werden, da für diese das zeitliche Verschiebepotential sehr beschränkt ist. Bei den Batterien konnten die Ersparnisse im Vergleich zur reinen Day-Ahead-Optimierung verdoppelt werden. Der Grund, dass sie trotzdem im Vergleich zu den Wärmepumpen und Boilern relativ niedrig erscheinen, besteht auch darin, dass bei den Batterien die auf dem DA+ID-Markt gehandelten Energiemengen ziemlich hoch sind, was zu hohen Batteriekosten (oder großen Aktivierungsfaktoren) führt. Weiters ist in diesen beiden Winterwochen nicht viel PV-Erzeugung vorhanden, daher ist das Erlöspotential zu dieser Jahreszeit automatisch verringert. Die Erlöse in den beiden Wochen hängen bei den Wärmepumpen und Boilern auch von den Verbrauchsprofilen ab. Genauso, wie das Potential für den Handel bei den Batterien durch die niedrige Erzeugung eingeschränkt wird, wird dieses durch den erhöhten Verbrauch der Wärmepumpen und Boiler im Winter erhöht. Der Vergleich in Abbildung 53 ist somit nicht für das gesamte Jahr aussagekräftig, sondern kann nur der Orientierung dienen.

5.2 Ergebnisse aus den Testbeds

Die KPIs für jedes Testbed wurden auf Basis der Use-Case-Werte (mit preisoptimiertem Fahrplan) und im Vergleich zum Referenzfall (ohne preisoptimierten Fahrplan) für bestimmte Testwochen berechnet und bewertet. Die detaillierte Auswertung gibt Aufschluss über die Gesamtleistung der verschiedenen betrachteten Teilnehmerpools. Tabelle 10 stellt die KPI-Auswertungen für verschiedene Testbeds für bestimmte Testwochen dar und fasst die Gesamtkosten und die Gesamteinnahmen der einzelnen Pools zusammen. Da es keine Testwochen gab, an denen alle Pools teilgenommen haben, oder Testwochen, in denen alle Pools die Testwoche erfolgreich und ohne Probleme abgeschlossen haben, wurde ein pragmatischer Ansatz gewählt und jeweils eine erfolgreiche Testwochen für jeden Pool ausgewertet.

Tabelle 10 Zusammenfassung der Gesamtkosten und Gesamteinnahmen für jedes Testbed in den entsprechenden Testwochen

Kosten (€)	Boiler Pool	Wärme-pumpen pool	E-Auto pool	Batterie pool	EMS WEB	EMS msGIS
DA Woche	06.09 – 10.09.2021	02.11 - 5.11.2021	13.09 - 17.09.2021	23.11 - 27.11.2021	04.10 – 08.10.2021	02.08 – 07.08.2021
DA + ID Woche	-	-	-	-	18.10 – 22.10.2021	18.10 – 22.10.2021
SRL Woche	08.11 –	27.09 –	29.11 –	17.01 -	-	-

	12.11.2021	01.10.2021	05.12.202–	24.01.2022		
DA Woche Kosten Gesamt	75,39	22,53	74,8	93,13	1071,36	33,82
DA Woche Erlöse Gesamt	0	0	0	1,92	0	28,54
DA+ID Woche Kosten Gesamt	-	-	-	-	1018,07	42,66
DA+ID Woche Erlöse Gesamt	-	-	-	-	457,06	29,89
SRL Woche Kosten Gesamt	141,5	51,23	197,93	104,74	-	-
SRL Woche Erlöse Gesamt	3,69	14,84	0,02	5,19	-	-

Darüber hinaus beinhalten die KPI-Auswertungen auch einen Vergleich der KPIs der Use Cases (Anwendungsfälle) mit den KPIs der Referenzszenarien, wodurch der Nutzen der Optimierung in den für die Testbeds konzipierten Anwendungsfällen hervorgehoben wird. Ein Vergleich den spezifischen Energiekosten, die in den Testbeds in den verschiedenen Testwochen entstanden sind, mit der spezifischen Referenzvariante gibt wertvolle Erkenntnisse über die entsprechenden Testwochen.

Tabelle 11 Spezifische Netto-Gesamtenergiekosten für die teilnehmenden Testbeds in den entsprechenden DA-Wochen

Spezifische Gesamtnettoenergiekosten DA Woche (Cent/kWh)	Boiler Pool	Wärme-pumpen pool	E-Auto pool	Batterie pool	EMS WEB	EMS msGIS
Use case	12,57	16,3	36,3	20,65	20,72	3,98
Referenz case	15,43	17,1	32,12	28,26	25,12	1,66

Die spezifischen Gesamtkosten für jeden Pool in den entsprechenden DA-Testwochen sind in Tabelle 11 dargestellt. Es war zu beobachten, dass die spezifischen Gesamtkosten für alle Pools mit Ausnahme des E-Mobilitätspools und des Energiemanagementsystems von msGIS deutlich geringer sind als im Referenzfall.

In beiden Ausnahmen waren die während der Testphase gemessenen tatsächlichen Verbrauchswerte deutlich geringer als der prognostizierte Verbrauch, was möglicherweise auf fehlende Datenpunkte zurückzuführen ist und in der Berechnung zu höheren spezifischen Kosten führt. Bis auf diese zwei Ausnahmen waren die spezifischen Energiekosten der eingekauften Energie im Anwendungsfall im Vergleich zum Referenzszenario niedriger. Daraus lässt sich schließen, dass die Optimierung der DA-Teilnahme den teilnehmenden Testbeds in ihren entsprechenden DA-Wochen Kostenvorteile verschaffte.

Tabelle 12 Zusammenfassung der Nettokosten und Gesamterlöse für die DA+ID-Woche 18.10 -22.10.2021

DA+ID Woche Kosten	EMS WEB	EMS msGIS
Nettogesamtkosten UC (€)	561,01	12,77
Nettogesamtkosten RC (€)	674,85	7,44
Gesamterlöse UC (€)	457,06	29,89
Gesamterlöse RC (€)	0	17,41
Spezifische Netto Gesamtkosten UC (cents/kWh)	11,11	18,7
Spezifische Netto Gesamtkosten RC (cents/kWh)	18,22	4,74

In Tabelle 12 sind die Nettokosten und die Gesamteinnahmen für die WEB- und msGIS-Energiemanagementsysteme für die DA+ID-Woche zusammengefasst. Die DA+ID-Testwoche war insbesondere beim EMS von msGIS erheblich beeinträchtigt, da es an zwei Tagen der Testwoche Ausfälle gab, was zu höheren berechneten spezifischen Gesamtenergiekosten führte. Leider gab es keine anderen Daten aus weiteren DA+ID-Testwochen, die alternativ für die Auswertung hätten verwendet werden können. Die Nettoerlöse des EMS von msGIS betragen 18,86 € am DA-Markt und 11,03 € am ID-Markt (gemeinsam 29,89€), im Vergleich zu 17,41 € aus dem DA-Markt und 0 € am ID-Markt im Referenzfall, was allerdings durch zusätzliche Kosten durch ID-Verkäufe im Use Case wieder ausgeglichen wurde. Der EMS-WEB-Pool war in der DA+ID-Testwoche wesentlich erfolgreicher mit deutlich niedrigeren spezifischen Gesamtnettoenergiekosten von 11,11 Cent/kWh im Vergleich zu den 18,22 Cent/kWh im Referenzszenario.

Zur Berechnung der spezifischen Gesamtenergiekosten für den DA+SRL+ID Use Case wurden für den Use Case die tatsächlichen Verbrauchswerte verwendet, und für den Referenzfall (welcher für den Vergleich nur simuliert wurde) die prognostizierten Werte. Nur für den E-Mobilitätspool wurden auch für den Use Case die prognostizierten Werte verwendet, da in diesem die Messwerte nur dann aufgezeichnet wurden, wenn es eine SRL-Aktivierung gab. Es kann festgestellt werden, dass die spezifischen Gesamtnettoenergiekosten in der SRL-Woche für den Boilerpool mit 18,02 Cent/kWh im Vergleich zum Referenzfall mit 23,37 deutlich niedriger waren, was zu dem Schluss führt, dass die SRL-Woche für den Boilerpool erfolgreich war. Im Fall des Wärmepumpenpools und des Batteriepools waren die nutzungsfallsspezifischen Gesamtnettostromkosten jedoch höher als im Referenzfall, da die tatsächlichen Verbrauchswerte deutlich unter den prognostizierten Verbrauchsdaten lagen, was in Verbindung mit einer geringeren Aktivität im SRL-Handel zu niedrigen Erlösen und höheren spezifischen Nettostromkosten als üblich in diesen Wochen führte. Die spezifischen Gesamtnettoenergiekosten und die daraus resultierenden Erlöse aus dem SRL-Handel sind ebenfalls in der nachstehenden Tabelle 13 beschrieben.

Tabelle 13 Spezifische Netto-Gesamtenergiekosten für die einzelnen teilnehmenden Testbeds während der entsprechenden SRL-Wochen

Spezifische Gesamtnettoenergiekosten SRL Woche (Cent/kWh)	Boiler Pool	Wärmepumpen pool	E-Auto pool	Batterie pool
Use case	18,02	18	31,41	21,83
Referenz Case	23,37	14,6	32,01	21,36
SRL Erlöse (€)	3,69	0,6	0,02	4,37

Da im Referenzfall kein Intraday-Handel basierend auf dem tatsächlichen Verbrauch vorgesehen ist, sondern von einer perfekten Prognose ausgegangen wird, sind die bei den SRL Testwochen die Energiekosten pro kWh schwierig zu vergleichen. Speziell im Wärmepumpenpool, bei dem die Prognose stark von den tatsächlichen Verbrauchswerten abweicht und die resultierende Differenz am ID-Markt nachgehandelt wurde, sind die spezifischen Gesamtnettoenergiekosten nicht als repräsentativ anzusehen. Es konnten aber in allen Pools Erlöse vom Handel am SRL-Markt beobachtet werden. Die eher geringen Erlöse, die durch den Wärmepumpen- und den E-Mobilitätspool generiert werden konnten, sind auf eine niedrige Anzahl von SRL Abrufen in den entsprechenden Testwochen und die niedrigen Leistungspreise zurückzuführen.

Die Auswertung der Kundenzufriedenheits-KPIs basierte auf Befragungen mit den Testbed Teilnehmer:innen, mittels online oder auf Papier durchgeführte, wiederholten Befragungen mit semi-standardisiertem Fragebogen. Im Rahmen der Testbed Einbindung wurden Parameter für die Komforteinhaltung und Wahrung der Eigeninteressen der Komponentenbesitzer:innen und Nutzer:innen abgefragt – diese konnten anhand der Bewertung der Zufriedenheit mit der Raumtemperatur, Warmwasserverfügbarkeit, der Verfügbarkeit und Verlässlichkeit der E-Autos in den Testbeds abgefragt werden. Herausragend ist beispielsweise, dass neben einzelnen Störungen und Beschwerden durch die Testwochen und anfängliche Startschwierigkeiten, die Teilnehmer:innen generell die Zufriedenheit mit der Nutzung der jeweiligen Komponente während der Testwochen „gleichbleibend“ oder sogar als „verbessert“ bewerteten.

Insgesamt kann aus den KPI-Auswertungen geschlossen werden, dass die Testwochen weitgehend erfolgreich waren, was den Nutzen für die betreffenden Pools und die Zufriedenheit der Zielkunden anbelangt, auch wenn es bei der Durchführung der Testwoche aufgrund der komplexen technischen Umsetzung der Komponentenpools Probleme gab, die zu fehlerhaften oder fehlenden Datenpunkten führten.

5.3 Vergleich Testbeds und Simulationen

Für die Simulationen wurden zwei Perioden mit entsprechenden Marktpreisen berücksichtigt: Ein Jahr von Oktober 2017 bis September 2018 und acht Monate von November 2018 bis Juni 2019. Dabei wurden ein Referenzszenario ohne Marktteilnahme, eine Optimierung am Day-Ahead-Markt (Use Case DA) und eine Flexibilitätsvermarktung am Day-Ahead- und SRL-Markt mit Ausgleichsoption am Intraday-Markt (Use Case SRL+DA+ID) für alle Komponentenpools mit jeweils gleichen Datensätzen für Energienachfrage, erneuerbare Erzeugung und Marktpreise simuliert. Für den Realbetrieb hingegen wurden mehrere Testwochen für die verschiedenen Komponentenpools durchgeführt. In allen Pools wurde die Optimierung am Day-Ahead-Markt getestet und abgesehen vom Energiemanagementsystem haben alle Pools auch den Realbetrieb für den Use Case SRL+DA+ID durchgeführt. In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse aus den Simulationen jenen aus dem Realbetrieb gegenübergestellt. Dieser Vergleich ist allerdings mit einigen Schwierigkeiten verbunden.

Erstens werden unterschiedliche Zeiträume mit unterschiedlicher Dauer berücksichtigt. Während bei den Simulationen mindestens acht Monate analysiert werden, werden im Realbetrieb nur einzelne Tage oder eine Woche getestet. Das heißt, dass die Ergebnisse aus dem Realbetrieb nicht unbedingt repräsentativ sein müssen, da sie womöglich auf einem

Zeitraum von ungewöhnlich niedrigen oder hohen Preisen oder untypisch niedriger oder hoher Nachfrage basieren. Außerdem können die absoluten Werte für Energieverbrauch oder Gesamtkosten nicht in sinnvoller Weise verglichen werden. Daher müssen relative Indikatoren wie Kosten pro Energieverbrauch (z.B. ct/kWh) oder die prozentuelle Änderung der Kosten herangezogen werden.

Zweitens wird ein Referenzszenario ohne Marktteilnahme benötigt, um die Auswirkungen einer Flexibilitätsvermarktung evaluieren zu können. In den Simulationen wurde so ein Referenzszenario mit denselben Verbrauchsdaten wie bei der Marktoptimierung erstellt. Im Realbetrieb ist es allerdings nicht möglich gleichzeitig die Flex+ Use Cases und den Normalbetrieb zu testen. Daher wurden die Forecast-Daten aus dem Realbetrieb herangezogen, um ein zugehöriges Referenzszenario zu simulieren. Bei einer Simulation des Realbetriebs wird ein Optimierungsproblem mit perfekter Prognose für die Nachfrage gelöst. Es treten also nicht die Prognosefehler wie im Realbetrieb mit Marktteilnahme auf und es kann dazu kommen, dass sich der tatsächliche Verbrauch im Referenzszenario und im Realbetrieb wesentlich unterscheiden. Das macht es schwierig die tatsächliche Änderung der Gesamtkosten zu vergleichen.

Daher werden für die Gegenüberstellung der Ergebnisse aus den Simulationen und aus dem Realbetrieb lediglich die Änderungen in den spezifischen Kosten für den Energiebezug in ct/kWh verglichen. Tabelle 14 zeigt die Einsparungen der unterschiedlichen Komponentenpools für den Day-Ahead Use Case. Diese sind für die gewählten Testwochen im Realbetrieb ungefähr in derselben Größenordnung wie für die jährlichen Simulationen. Für vier der sechs Komponentenpools werden im Realbetrieb sogar höhere Einsparungen erzielt als in den Simulationen. Vor allem der Batteriepool und das EMS von WEB konnten im Realbetrieb wesentlich höhere Gewinne erzielen. Das kann natürlich an unterschiedlichen Preisen und Nachfrageprofilen liegen. Die Testwochen wurden zu späteren Zeitpunkten als die Simulationen durchgeführt mit tendenziell höheren Preisen und höherer Preisvariabilität. Nähere Details zu den Marktpreisen werden in Abschnitt 5.5 beschrieben.

Tabelle 14: Spezifische Einsparungen in ct/kWh im DA Use Case im Vergleich zum Referenzszenario ohne Marktteilnahme für verschiedene Komponentenpools.

Komponentenpool	Simulation	Realbetrieb
Batterie	0.16	7,61
Boiler	1.59	2,86
E-Auto	0.57	-4,18
Wärmepumpe	0.65	0.8
EMS msGIS	1.15	-2,32
EMS WEB	0.72	4,4

In Tabelle 15 sind die relativen Einsparungen in ct/kWh für den Use Case SRL+DA+ID gelistet. Für die Energiemanagementsysteme von msGIS und WEB wurde dieser Use Case nicht im Realbetrieb getestet. Für den Wärmepumpenpool besteht eine Schwierigkeit bezüglich der Vergleichbarkeit des Referenzszenarios mit dem optimierten Szenario, da hier der Intraday-Nachkauf im Realbetrieb leicht anders umgesetzt wurde als bei den anderen Komponentenpools. Mit den nicht planbaren Regelenergieabrufen tritt ein weiterer Unsicherheitsfaktor auf, der die Variabilität in den Ergebnissen deutlich erhöht. Bei ungünstigen Abrufen in der einzelnen Testwoche kann es zu wesentlich geringeren Einsparungen kommen als im Jahresschnitt und umgekehrt für günstige Abrufe.

Tabelle 15: Spezifische Einsparungen in ct/kWh im SRL+DA+ID Use Case im Vergleich zum Referenzszenario ohne Marktteilnahme für verschiedene Komponentenpools.

Komponentenpool	Simulation	Realbetrieb
Batterie	1.38	-0,47

Boiler	5.81	5,35
E-Auto	3.18	-0,6
Wärmepumpe	3.07	-3,4 ¹
EMS msGIS	3.19	-
EMS WEB	3.25	-

Zusammenfassend zeigen die Ergebnisse aus dem Realbetrieb einerseits, dass die entwickelten Optimierungsalgorithmen auch in der Praxis funktionieren und andererseits, dass sie im Vergleich mit den jährlichen Simulationen auch ähnliche Ergebnisse liefern. Allerdings ist es wichtig noch einmal hervorzuheben, dass so ein Vergleich aus den Gründen, die zu Beginn des Abschnitts erklärt wurden, in vielerlei Hinsicht schwierig ist, und Resultate aus einzelnen Testwochen nicht repräsentativ sein müssen.

5.4 Kernergebnisse aus der Kund:innenbefragung

Die Besitzer:innen und Nutzer:innen der flexiblen Komponenten nehmen eine wichtige Rolle in der Aggregation von Flexibilitäten ein; nur durch ihre Zustimmung zur Einbindung ihrer Komponenten in die aggregierte Flexibilitätsvermarktung kann das theoretisch vorhandene Potenzial einer Marktteilnahme gehoben werden. Im Rahmen des Projekts Flex+ wurden Komponentenbesitzer:innen und Endkund:innen in mehreren Phasen und unterschiedlichem

¹ Bei der Testwoche für den SRL+DA+ID Use Case im Realbetrieb für den Wärmepumpenpool gibt es gravierende Unterschiede zwischen dem optimierten Fall und dem Referenzbetrieb. Im optimierten Fall wurde eine Nachfrage prognostiziert, die um den Faktor 3 höher ist als der tatsächliche Verbrauch. Was am Day-Ahead-Markt zu viel gekauft wurde, wurde dann am Intraday-Markt vermutlich zu ungünstigeren Preisen wiederverkauft. Im Referenzszenario wurden diese Prognosefehler nicht berücksichtigt und keine Energie nachgekauft beziehungsweise -verkauft. Insgesamt wurden durch die Teilnahme am Regelenergiemarkt in dieser Woche 60 ct erwirtschaftet. Die höheren Kosten sind ausschließlich auf den unterschiedlichen Ansatz in der Day-Ahead- und Intraday-Vermarktung zurückzuführen und lassen keine Rückschlüsse auf die allgemeine Wirtschaftlichkeit des SRL+DA+ID Use Cases zu.

methodischen Ansätzen direkt und indirekt eingebunden, sodass umfassende die Perspektive der Komponentenbesitzer:innen in mehreren Phasen des Projektes erhoben:

- Es wurden 4 Fokusgruppen abgehalten, zu welcher jeweils eine Gruppe von Komponentenbesitzer:innen (E-Auto, E-Boiler, Wärmepumpe, Batteriespeicher) eingeladen wurden und deren direkte und indirekte Motivatoren und Nutzen bei der Nutzung der Komponente, diskutiert, sowie Bedenke und Chancen zur Mitwirkung an einem Flexibilitätsmodell diskutiert und qualitativ ausgewertet
- Eine Onlineumfrage (n=850) wurde zur Erweiterung und Validierung der qualitativen Ergebnisse durchgeführt. Das Ziel der Erhebung war dabei insbesondere Hypothesen in Verbindung mit qualitativ erhobenen Eigeninteressen zu verifizieren und in Bezug zur gewählten Technologie zu setzen, sowie mögliche Rahmenbedingungen in Verbindung mit soziodemografischen Merkmalen und Einstellungen zu prüfen.
- Ein iterativ prototypische User Interfaces wurde für alle vier am Projekt beteiligten Komponentenhersteller sowie für das Energiemanagementsystem entworfen und evaluiert
- Testbed Befragungen und Begleitung: Die Erfahrung der Komponentennutzer:innen in den Testbeds, sowie insbesondere während der Use Case Testwochen wurde mittels Vorher-Nachher Befragung mit den Teilnehmer:innen, sowie der Dokumentation von Beschwerden während dem Ablauf der Testwochen dokumentiert. Diese Ergebnisse wurden insbesondere für die Messung von KPIs zur Nutzer:innenzufriedenheit sowie in die Erfahrungen zur Testbedeinbindung zusammengefasst.

Durch die Erkenntnisse aus Befragungen mit gegenwärtigen Komponentenbesitzer:innen können passende Maßnahmen und Anreize für zukünftige Komponentenbesitzer:innen abgeleitet werden, die als Grundlage für Geschäftsmodelle dienen können. Die zentralen Ergebnisse der oben genannten methodischen Schritte zur Nutzer:inneneinbindung werden in den folgenden Kapiteln zusammengefasst

Ergebnisse der Fokusgruppen

Die Ergebnisse der qualitativen Fokusgruppensitzungen mit Komponentenbesitzer:innen bieten einen breiten und diversen Einblick in die Nutzungsmotivation und gegenwärtige Anwendungen der Komponenten, zudem wurde die Perspektive zur Einbindung der Komponente in die Flexibilitätsplattform diskutiert. Hierbei zeigen sich für die vier

Komponentengruppen welche Chancen und Risiken mit der Einbindung wahrgenommen werden und welche Maßnahmen und Rahmenbedingungen die Diskussionsteilnehmer:innen für angebracht halten, um die möglichen Nachteile und Risiken abzumildern oder zu beseitigen.

Zentrale Erkenntnis bezieht sich auf die, über die Komponente hinaus gehende Nutzungsmotivation für die jeweiligen Komponenten, die nicht nur die technische Funktionalität betreffen, sondern den normativen Wertekontext, die Motive und Motivatoren im Kontext der Nutzung betreffen. Diese deuten auf die kontextuellen, emotionalen Asp

Nutzungsvorstellungen /Funktionen	Motive und Werte	
Laufende Kosten gering halten (Alle)	Nachhaltigkeit	Kontrolle
Einfache Wartung, moderne Technologie	Klima und Ökologie (EA, BS, WP)	Privatsphäre
Langlebigkeit der Technologie (WP, EB)	Autonomie	Datenschutz
PV Strom Nutzung (BS, EA, WP)	Unabhängigkeit von Energieanbieter	Rechtssicherheit
Zusammenwirken mit EMS, anderen Komponenten	Regionalität	Vorhersehbarkeit/ Planbarkeit
Spaß (EA,WP)	Unabhängigkeit von Importen	Gesundheit
Komfort (EB, WP)	Gesellschaftl. Verantwortung	Wahlfreiheit
Emissionen und Schadstoffe minimieren (EA)	Technikinteresse (WP, EA, BS)	Verständlichkeit
Unbegrenzte Mobilität	Vorbildwirkung Gesellschaft (EA)	Transparenz
Notfallreserve	Gemeinschaftsgefühl	Sinnhaftigkeit/ Effektivität/ Effizienz
Kompatibilität	Verantwortung für Gesellschaft	Suffizienz
Service	Solidarität	Sharing
	Fortschritt	Bildung

Abbildung 54 Zusammenfassung Themen zum Nutzungskontext (links) sowie Motive, Werte und Themen, die mit Komponentenbesitz stehen und erhalten werden sollen (FH Technikum Wien)

Zudem zeigen sich in den vier Komponentengruppen jedoch auch sehr stark unterschiedliche Themen und Motive, im Vordergrund:

Die **Gruppe der E-Auto Besitzer:innen** zeigt sich als ökologisch motivierte, engagierte und überzeugte Gruppe in derer einerseits die technischen Vorteile, die Kostenersparnisse aber vor allem auch der Beitrag zu Klimaschutz und die eigene Verantwortung und Vorbildwirkung des Handelns einen wichtigeren Motivator zur Anschaffung des E-Autos dargestellt haben.

Die **Gruppe Wärmepumpe** zeigte einen hohen Stand an technischem Wissen und Vorerfahrung in Installation und Systemintegration. Der Austausch in der Gruppe kam häufiger auf Fragen rund um die Steuerung und Einbindung ihrer Wärmepumpe mit anderen

smarten Technologien, der Interoperabilität des Energiemanagementsystems und die individuelle Steuerung zurück. Das Entdecken und Ausnutzen der Potenziale und sowie die Zusammenarbeit verschiedener Systeme (bzw. deren Nicht-Zusammenspiel) wurde vielfach diskutiert.

Die **Batteriespeicher Gruppe** diskutierte auf hohem technischen Niveau und mit Hintergrund der bisherigen Rolle von Prosumern im Energienetz. Die Gruppe betont, eine Unterscheidung sei notwendig hinsichtlich der Anreize und Rahmenbedingungen für das Mitwirken in einem Forschungsprojekt oder für ein reales Geschäftsmodell. Insbesondere Anreize für wenig technisch vorinformierte Personen mit möglichst simplen, aber eingängigen Inhalten, sei von Relevanz. Zentrales Thema hinsichtlich der Einbindung von Speichern ist die mögliche Verkürzung der Lebensdauer der Batterie, und damit verbunden der Wunsch die externe Nutzung lückenlos zu dokumentieren und zu kompensieren.

Die **E-Boiler Gruppe** zeichnet sich im Gesamteindruck als weniger technisch vorinformiert aus. Der Bezug vom privaten E-Boiler und einer Nutzung im Energiemarkt war zuvor unbekannt und wurde in der Gruppe zwar offen, jedoch mit gewisser Skepsis zur Sinnhaftigkeit auf Grund der begrenzten Kapazitäten begegnet. Die Langlebigkeit der Technologie, deren einfache Wartung und Nutzung sowie Verfügbarkeit von Warmwasser wurden als zentrale Funktionen beschrieben. Motivatoren zur Anschaffung oder mit der Technologie verbundene Werte oder Einstellungen sind in dieser Gruppe weniger stark vorhanden. Die Teilnehmer:innen hatten die Technologie nur teilweise selbst angeschafft, oftmals war der Boiler bereits in der Wohnung vorhanden.

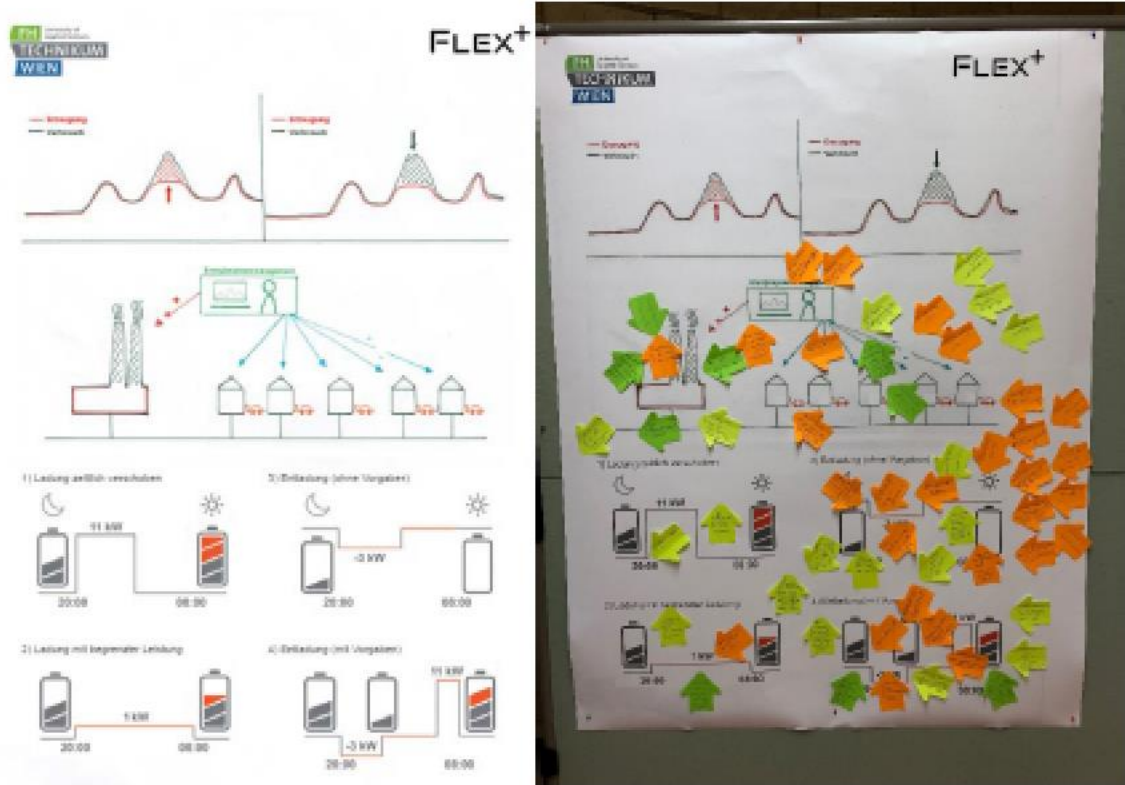


Abbildung 55 Einbindung E-Auto in Flexibilitätsplattform (links), Workshop Dokumentation Prozess Risiken (rote Pfeile) und Chancen (gelbe und grüne Pfeile) (rechts)

Ergebnisse Onlinebefragung Komponentenbesitzer:innen

Die **Ergebnisse der Onlinebefragungen** validieren und vertiefen diese Erkenntnisse und bieten empirische Erkenntnisse zur Bereitschaft zur Teilnahme in der Flexibilitätsplattform im Zusammenhang mit der jeweiligen Komponente. Über den Komponentenbesitz hinaus werden persönliche und kontextuelle Faktoren, wie etwa Vorwissen, Einstellungsmerkmale (Energie- und Umweltbewusstsein, Technikaffinität, Gesellschaftliches Engagement sowie das Vertrauen in Akteure des Energiesektors) sowie sozio-demografische Faktoren erhoben und hinsichtlich eines Zusammenhangs zu Einstellungen und Bereitschaft in einer Flexibilitätsplattform mit Prosumerkomponenten mitzuwirken analysiert.

Das Konzept eines Prosumer Netzwerkes, in dem die Komponenten in eine Flexibilitätsanwendung eingebunden werden, ist der Mehrheit der Befragten (67 %) unbekannt, dennoch wären immerhin 30 % generell bereit daran mitzuwirken, weitere 44 % sind vielleicht bereit sich einem solchen Netzwerk anzuschließen. Die Einbindung der

Komponente in Flexibilitätsplattformen wird von einer großen Mehrheit (72 %) der Befragten als sinnvoll erachtet und immerhin 46 % glauben, dass der Nutzen der Mitwirkung größer sein wird als der individuelle Schaden. Dies zeigt einen überwiegend positiven Eindruck der Befragten hinsichtlich einer möglichen Einbindung. E-Auto und Batteriespeicherbesitzer:innen haben nicht nur im Durchschnitt häufiger von Prosumer Netzwerken gehört, sondern sind auch etwas mehr motiviert an den Netzwerken mitzuwirken als Besitzer:innen von Wärmepumpen und E-Boilern.

Die Anschaffung eines E-Boilers ist weniger mit einem motivationalen oder normativen Ziel verbunden, sondern erfolgt im Wesentlichen aufgrund der primären Funktion der Warmwasserbereitung. Die Erhaltung der Funktionalität als zuverlässiger, wartungsarmer, technologisch simpler sowie kostengünstiger Warmwasserbereiter sind hier zentrale Eigeninteressen, die es zu bewahren gilt.

E-Autos, Batteriespeicher und Wärmepumpen werden von den Fokusgruppen- und Befragungsteilnehmer:innen im Gegensatz zum E-Boiler nicht nur auf Grund ihrer primären Funktion angeschafft. Vielmehr dienen die Komponenten auch als Ausdruck und Verwirklichung von motivationalen und normativen Nutzungsvorstellungen. Sie dienen den Besitzer:innen teilweise als Ausdruck ihrer eigenen Position in Relation zum Energiesystem und ihrem Wertesystem und stellen eine Reaktion auf den sich wandelnden, innovativen Markt dar. Beispielsweise betonen insbesondere Befragte mit E-Auto sowohl in der Fokusgruppe als auch der Onlineumfrage einen gesellschaftlichen und ökologischen Wertekontext, dem diese als Pionier und Vorbild für schadstoffärmere Mobilität Ausdruck verleihen. E-Auto Besitzer:innen sprechen auch signifikant stärker auf motivierende Faktoren zur Teilnahme an Prosumer:innen-Netzwerken an, die diesem Wertekontext entsprechen (EE-Ausbau, regionale Stromerzeugung fördern, etc.). Die Besitzer:innen von Batteriespeicher und Wärmepumpe zeigen auch einen starken Bezug zu Umwelt- und Energiethemen, in der qualitativen Beschreibung nennen Teilnehmer:innen als Nutzen der Mitwirkung neben dem Engagement für EE, auch die Unterstützung der regionalen Stromversorgung, sowie die Mitwirkung als Ausdruck der Solidarität für einen notwendigen gesellschaftlichen Beitrag.

Der Aspekt der Solidarität deutet auf einen kritischen Aspekt, der bei einer Vermarktung von Flexibilitätseinbindung zu beachten ist, nämlich der Wahrnehmung der Befragten, dass der Nutzen stärker auf ökologischer, gesellschaftlicher und volkswirtschaftlicher Ebene zu verankern sei als auf individueller Ebene. Die Flexibilitätseinbindung von einzelnen Komponenten wird zur „Systemsicherung“ und „Zukunftsfähigkeit der Stromversorgung“ in den Fokusgruppen als relevant eingestuft. Der individuelle Nutzen für den oder die einzelne

Komponentenbesitzer:in wurde kritisch diskutiert und bleibt als Argument für eine Mitwirkung jedoch schwer darstellbar.

Flexibilitätsvermarktung privater Haushaltskomponenten wird neben der Vermarktung an kurzfristigen Energiemärkten auch als Maßnahme zur Entlastung von Stromnetzen kommuniziert. Die Umfrageergebnisse zeigen jedoch, dass die Stromnetzentlastung weniger für die Mitwirkung im Prosumer Netzwerk motiviert, als andere Aspekte wie beispielsweise die Förderung des EE Ausbaus oder der Ausbau der regionalen Stromversorgung. Neben dem Nutzen ist für die Komponentenbesitzer:innen die Frage von Kosten oder möglichen Gewinnen zentral. Sowohl in den Fokusgruppendifkussionen als auch in der Onlinebefragung zeigt sich, dass es keine Mehrzahlungsbereitschaft zur Teilnahme am Prosumer:innen- Netzwerk gibt. Es wird mehrheitlich von den Befragungsteilnehmer:innen als angemessen wahrgenommen, dass mögliche Wertverluste und Abnutzungen der Komponenten (insbesondere bei der Lebensdauer der Batterien) kompensiert werden. Gewinne und monetäre Vergütungen stehen nicht im Vordergrund, werden aber teilweise als adäquate Vergütung erachtet. Interessant erscheint hier der Bezug zu Anschaffungsmotiven – hier zeigt sich, dass die Anschaffungskosten deutlich weniger wichtig bewertet werden als die erwarteten laufenden Kosten. Dieser Zusammenhang öffnet weitere Fragen und bietet daher einen Ansatzpunkt für vertiefende Studien. Die Angemessenheit verschiedener Tariftypen sowie nicht-monetärer Anreize, wie etwa Gutscheine oder Spenden, wurden abgefragt, die Erkenntnisse hierzu sind jedoch nicht eindeutig. Ebenso wurde nur ein begrenztes Set an Entscheidungsmöglichkeiten abgefragt. Dementsprechend sind auch hier weitere mögliche Anknüpfungspunkte für vertiefende Studien vorhanden, insbesondere im Umfeld des LivingLab oder Pilotumsetzungen mit Prototypen. Die Risiken und Bedenken zur Einbindung wurden im Rahmen der Fokusgruppendifkussionen vertiefend diskutiert. Hier zeigt sich, dass die Teilnehmer:innen eine Vielzahl an möglichen Bedenken äußern, diese jedoch mit vertraglich festgelegten, glaubhaften und nachweisbaren Rahmenbedingungen ausgeräumt werden können. Dies bestätigt auch die Umfrage: Die vertraglichen Rahmenbedingungen werden als wichtig erachtet, um mögliche Bedenken einzudämmen. Hinsichtlich möglicher Komfortverluste sind im Gesamtsample keine eindeutigen Tendenzen zu erkennen, jeweils knapp 35 % stimmen dieser Befürchtung zu bzw. nicht zu. Selbiges betrifft die mögliche eingeschränkte Spontanität in der Komponentennutzung. Dies betont die Wichtigkeit der Vertrauensbasis zwischen Prosumer:innen und Flexibilitätsvermarktern und die transparente, verlässliche Kommunikation.

Die Komponentengruppen stellen nur teilweise einen erklärenden Zusammenhang mit den Einstellungen und möglichen Rahmenbedingungen zur Einbindung der Prosumer:innen in

die Flexibilitätsvermarktung her. Hierzu bietet die Clusterung der Stichprobe in 4 Typen eine Erweiterung. Auf Basis der Einstellungsmerkmale wurden 4 homogene Typen erstellt („die modernen sozial Engagierten“, „die Technikaffinen“, „die Ökologischen“, „die Abgehängten“), die auf andere Anreize und Motivatoren bei der Flexibilitätsvermarktung ansprechbar sind und dementsprechend einen Hinweis für mögliche Zielgruppen und Geschäftsmodelle bieten. Die Stichprobencharakterisierung deutet auf einen Non-Response Bias hin, aufgrund dessen die Repräsentativität der Ergebnisse kritisch betrachtet werden muss: Das Befragungssample entspricht nicht dem österreichischen Durchschnitt der Haushalte, trifft jedoch sehr passend die typischen Beteiligten bei Energieanwendungen. So sind die Befragungsteilnehmer:innen überwiegend männlich, haben einen hohen Bildungsgrad, und schätzen sich selbst als technikaffin und umweltbewusst ein. Über 50% der Befragten geben an, dass sie einen Ökostromtarif beziehen. Zudem lebt die Mehrheit im Einfamilienhaus im ländlichen Kontext. Auch wenn im Rahmen der Teilnehmer:innenakquise der Fokusgruppe darauf Wert gelegt wurde, konnte eine diversere Zielgruppe nicht erreicht werden. Für zukünftige Studien besteht die Herausforderung und Notwendigkeit, die Akquisestrategien und Erhebungsmethoden für diversere Zielgruppen zu öffnen.

Die Erhebung der Eigeninteressen im Rahmen des Projektes Flex+ zeigt die Wichtigkeit der Perspektive der Nutzer:innen und darauf basierender Maßnahmen. Produkte und Dienstleistungen müssen die Menschen dort abholen, wo sie derzeit tatsächlich stehen und wie sie empfinden. Diese Entwicklungen müssen auf empirischen Erhebungen und Experimenten basieren, bei denen die zukünftigen Zielgruppen beteiligt und involviert werden. Flexibilität ist ein unbekanntes Konzept, dementsprechend wichtig ist es, die möglichen Unsicherheiten und Sorgen vorweg zu nehmen, und als Eintrittsbarrieren aufzulösen. Dazu benötigt es simple und dennoch transparente Kommunikationswege. Die Herausforderung wird es sein, Geschäftsmodelle für Prosumer zu entwickeln, die einen nachweisbaren und vermittelbaren Nutzen bieten und dadurch ein Vertrauensverhältnis mit verlässlichen Rahmenbedingungen etablieren. Eine Möglichkeit hierfür können neue Strategien der Kund:innensegmentierung sein, die intensiver auf die individuellen Einstellungen und Erfahrungen Bezug nehmen.

Befragungen in den Testbeds & Testbed Begleitung

Die Erfahrung der Komponentennutzer:innen in den Testbeds, sowie insbesondere während der Use Case Testwochen stellen einen wichtigen Beitrag zur KPI Messung dar. Die Wahrung von Eigeninteressen und Einbindung der Endkund:innen wurde über die KPIs zur Zufriedenheit dargestellt (siehe Abbildung 56):

Prosumer Einbindung & Feedback (KPIs)

• Zufriedenheit der Nutzer:innen hinsichtlich Raumtemperatur	GRÜN
• KPI Zufriedenheit der Nutzer:innen hinsichtlich Verfügbarkeit des Elektroautos	GRÜN
• Zufriedenheit der Nutzer:innen hinsichtlich Warmwasserverfügbarkeit und Warmwassertemperatur	GELB
• Zufriedenheit der Nutzer:innen hinsichtlich Speicherbewirtschaftung	GELB
• Generelle Zufriedenheit der Nutzer:innen mit Flex+ Einbindung	GELB / ROT
• Anzahl und Inhalt aktiver Beschwerden	NICHT AUSWERTBAR

Abbildung 56 Zusammenfassung der KPI Bewertungen aus den Testbedbegleitungen (FH Technikum Wien, Werner)

Die Messung zur Zufriedenheit der Endkund:innen ist ungenau hinsichtlich der Kontrolle auf andere Einflussfaktoren, welche Veränderungen in Raumtemperatur, Warmwassertemperatur- und Verfügbarkeit betreffen. Die Anzahl der Rückmeldungen stellt hier nur eine grobe Indikation dar, weniger ein belastbares Ergebnis. Mit den E-Boiler Pool Teilnehmer:innen wurden nur Feedback Gespräche mit den Testbedkoordinatoren durchgeführt. Befragungen mit der Teilnehmer:innengruppe wurde aus organisatorischen Gründen, sowie auch auf Grund des fehlenden Bezugs der Wirkung im Testbed mit dem Boiler als wenig aussagekräftig erachtet und daher nicht durchgeführt. Die Einhaltung der Eigeninteressen wurde indirekt durch die Sammlung von Beschwerden und Feedback Gespräche mit Testbedkoordinatoren abdeckt.

Neben der Abfrage zur Zufriedenheit mit der Einbindung in die Flexibilitätseinbindung, wurde die Projektmitwirkung und die Zufriedenheit mit den Informationen zum Projekt selbst, dem Ablauf und den Auswirkungen auf die eigenen Komponente abgefragt (siehe Abbildung 57). Generell zu geringe Informationen, Updates zur Einbindung und aktuellem Testwochen sowie deren Wirkung auf die Komponentennutzung. Testbedteilnehmer:innen sind zudem wenig in der Lage einzuschätzen, welche Wirkung FLEX+ auf Komponenten, und ob effizientere Nutzung ermöglicht wurde. Dies deutet jedoch nicht nur auf eine

Herausforderung in der Kommunikation hin, sondern auch auf eine Wissenslücke auf Grund der fehlenden realen Umsetzungserfahrungen.

	E-Auto (n=5)			Batteriespeicher (n=5/6)			Wärmepumpe (n=9)		
Infos zum Projekt	5	0	0	2	1	2	2	3	4
Informationen zu Nutzen u. Ziel der Pilotphase	5	0	0	2	3	1	4	1	4
Informationen zum allgemeinem Ablauf der Pilotphase	3	2	0	3	1	2	3	2	4
Informationen zu ihren Rechten und Pflichten	3	2	0	3	1	1	3	5	1
Informationen zu möglichen Auswirkungen auf die Komponente	3	0	2	3	1	1	2	3	3
Info zu Aufzeichnung und Verwendung Ihrer Daten	4	0	1	4	0	1	3	2	3

Abbildung 57 Rückmeldungen der Testbedeutnehmer:innen zur Zufriedenheit mit dem Informationsangebot und zur Einbindung in das Projekt (numerische) (FH Technikum Wien)

Design User Interface sowie Darstellung des Kundenmehrwerts

Im Zuge des Projekts wurden für alle vier am Projekt beteiligten Komponentenhersteller sowie für das Energiemanagementsystem iterativ prototypische User Interfaces entworfen und evaluiert. Der Prozess folgte hierbei dem Vorgehensmodell der ÖNORM EN ISO 9241-210: 2019 04 01 („Prozess zur Gestaltung gebrauchstauglicher interaktiver Systeme“). Die Darstellung des Kundenmehrwerts, etwa Einsparungspotentiale oder auch Nachhaltigkeit, erfolgte hierbei basierend auf den Erkenntnissen aus Task 2.2 „Prosumer-Eigeninteressen“.

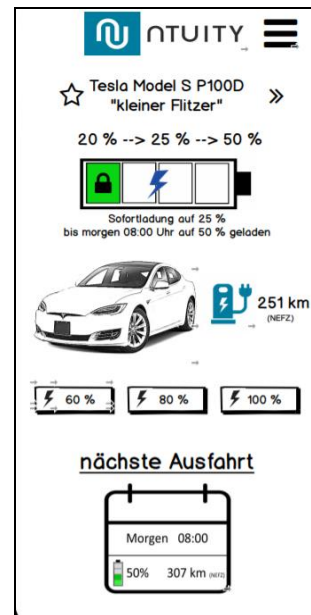


Abbildung 59: UI Iterationen Kreisel (von links nach rechts)

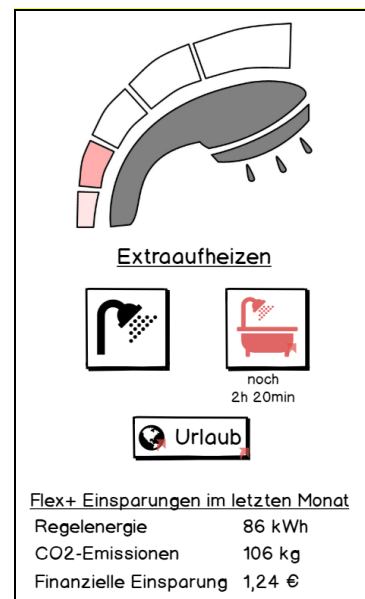
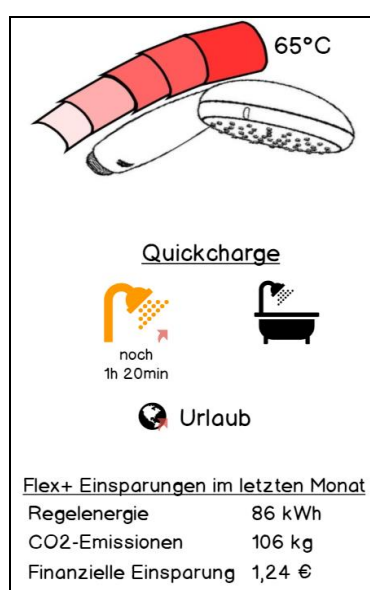
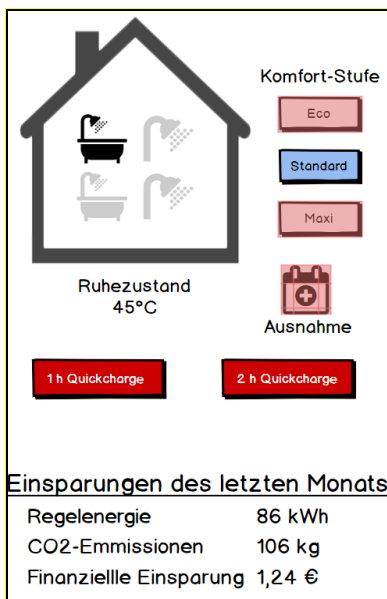


Abbildung 60: UI Iterationen Austria Email (von links nach rechts)

Die Entwicklung durchlief für jedes der fünf User Interfaces drei Iterationen, jeweils eine Designphase gefolgt von einer Evaluationsphase. Sofern möglich und seitens der Projektpartner zur Verfügung gestellt wurde durch Endanwender:innen im Rahmen moderierter Usability-Studien getestet, in Einzelfällen konnte nur Gruppen- oder Expertenfeedback eingeholt werden. Einige Studienteile wurden durch die beginnende COVID-19 Pandemie remote durchgeführt. Für die insgesamt 15 Evaluationen (drei Iterationen für fünf Interfaces) nahmen 34 Personen explizit an Usability-Studien Teil, weitere Tests fanden beim Konsortialmeeting im September 2019 in Linz (alle Projektpartner) sowie in Gruppendiskussionen mit den Komponentenherstellern statt.

Die Evaluierungsergebnisse zeigen eine hohe Gebrauchstauglichkeit der entwickelten Benutzeroberflächen. Zur Ermittlung wurde unter anderem der so genannte „System Usability Score“ (SUS) erhoben, welcher als de-facto Standard-Messinstrument für Usability gilt (Brooke, 2013). Die Prototypen der beiden für Kreisel sowie Austria Email erstellten Benutzeroberflächen wurden hierbei von den insgesamt 21 Testpersonen mit „gut“ bis „sehr gut“ beurteilt (79 +/- 7 von möglichen 100 Punkten, 95% Konfidenzintervall).

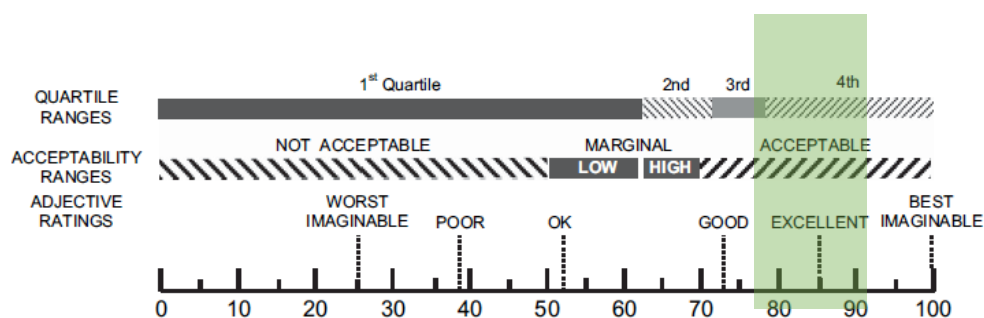


Abbildung 61: Einordnung der SUS Ergebnisse (Grafik aus Bangor et al, 2009)

5.5 Geschäftsmodelle

Die im Projekt Flex+ entwickelten skalierbaren Optimierungsalgorithmen berücksichtigen wirtschaftliche und nicht-wirtschaftliche Interessen der Teilnehmer sowie eine optimale Nutzung und Vermarktung der vorhandenen Flexibilität von Prosumer:innenkomponenten. Im Zuge dessen wurden ebenfalls unterschiedliche Geschäftsmodelle im Bereich Flexibilitäts-Aggregation und –Vermarktung analysiert. Basierend auf diesen Geschäftsmodellen wurden weiters unterschiedliche Preismodelle und nicht monetäre Anreizsysteme für Prosumer:innen entwickelt. Angemessene Preismodelle und nicht monetäre Anreizsysteme ermöglichen dem

Lieferanten finanzielle und qualitative Ziele zu erreichen, wie z.B. die Akquise neuer Kund:innen und deren langfristige Bindung. Dafür wurden erforderliche adäquate Abrechnungsmodelle für die Endkund:innen und geeignete Verträge untersucht und beurteilt. die Preismodelle erneut auf ihre Praxistauglichkeit überprüft werden und mit den neu gewonnen Erfahrungen und Erkenntnissen aus den Demos und den Simulationen sowie deren Resultaten bewertet werden.

In Übereinstimmung mit (Osterwalder & Pigneur, 2010) ist die Methode „Business Model Canvas“ ein sehr bekanntes strategisches Management-Instrument, mit dem Geschäftsmodelle für verschiedene Unternehmen analysiert und beschrieben werden können. Die Methode „Business Model Canvas“ beschreibt die Aktivitäten eines Unternehmens durch neun Bausteine:

- 1) **Kundensegmente:** Dieser Baustein definiert die verschiedenen Personengruppen oder Organisationen, die durch das Geschäftsmodell erreicht und bedient werden sollen.
- 2) **Wertangebote:** Es versucht, Kundenprobleme zu lösen und Kundenbedürfnisse mit Wertangeboten zu befriedigen.
- 3) **Kanäle:** Wertvorschläge werden den Kunden über Kommunikations- und Vertriebskanäle übermittelt.
- 4) **Kundenbeziehungen:** Kundenbeziehungen werden mit jedem Kundensegment hergestellt und gepflegt.
- 5) **Einnahmequellen:** Einnahmequellen resultieren aus Wertangeboten, die den Kunden erfolgreich angeboten wurden.
- 6) **Schlüsselressourcen:** Schlüsselressourcen sind die Vermögenswerte, die erforderlich sind, um die zuvor beschriebenen Elemente anzubieten und bereitzustellen.
- 7) **Schlüsselaktivitäten:** Erforderliche Aktivitäten, um die zuvor beschriebenen Elemente anzubieten und bereitzustellen.
- 8) **Schlüsselpartner:** Einige Aktivitäten werden ausgelagert und einige Ressourcen werden außerhalb des Unternehmens erworben. Dafür sind die Schlüsselpartner erforderlich.
- 9) **Kostenstruktur:** Die Kostenstruktur beschreibt alle notwendigen anfallenden Kosten des Geschäftsmodells.

Schlüsselpartner <ul style="list-style-type: none"> - Poolbetreiber (bspw. Komponentenhersteller) - Regellenergieanbieter - Verteilnetzbetreiber - Bilanzgruppenverantwortlicher - Aggregationsplattform (Flex+ Plattform) - Datendienstleister 	Schlüsselaktivitäten <ul style="list-style-type: none"> - Schnittstelle Pool, Strommärkte und Kunde - Verrechnung der Kosten und Erlöse (bspw. Flexibilitätserlöse) - Marktanalyse und Angebotslegung: <ul style="list-style-type: none"> - <i>Preisvorhersage</i> - <i>Risikoanalyse</i> 	Wertangebote <ul style="list-style-type: none"> - Reduktion der Energiekosten - Einbindung der Flexibilitäten - Umweltfreundliche Energieversorgung - Abbildung der Eigeninteressen 	Kundenbeziehungen <ul style="list-style-type: none"> - Digitaler Energielieferant - Einmalige Anbindung der flexiblen Komponenten - Kunde kann Präferenzen ausdrücken (Eigeninteressen) - Persönliche Betreuung - Gemeinschaften zur gemeinsamen Wertschöpfung 	Kundensegmente <ul style="list-style-type: none"> - Haushalts- und Gewerkekunden aus min. einer der folgenden Kategorien: <ul style="list-style-type: none"> - <i>Prosumer</i> - <i>Verbraucher</i> - <i>Erzeuger</i> - <i>Speicher</i> - <i>Kunden mit Flexibilität</i>
	Schlüsselressourcen <ul style="list-style-type: none"> - Lizenzierung für den Handel auf Großhandels- und Regellenergiemärkten - Flexibilitätsanbindung - Personal - IT-Infrastruktur 		Kanäle <ul style="list-style-type: none"> - Sensibilisierung der Kunden durch Marketing - Vertragliche Vereinbarung für die Energielieferung und Flexibilitätsvermarktung - Digitale Anbindung der Pools zur Steuerung der Flexibilitäten 	
Kostenstruktur <ul style="list-style-type: none"> - Fixkosten: <ul style="list-style-type: none"> - <i>Personal</i> - <i>IT-Kosten (Economy of scale)</i> - <i>Anbindung an die Energiemärkte</i> - <i>Anbindung der Pools</i> - Kauf an Energiemärkte (variable Kosten): <ul style="list-style-type: none"> - <i>Regellenergiemärkte</i> - <i>Spotmärkte</i> 		Einnahmequellen <ul style="list-style-type: none"> - Verkauf an Kunden: <ul style="list-style-type: none"> - <i>Energieverkauf (durch das jeweilige Tarifmodell bspw. Fixrate, Flatrate oder Dynamisch)</i> - <i>Gebühren durch die Flexibilitätsvermarktung</i> - Verkauf an Energiemärkte: <ul style="list-style-type: none"> - <i>Regellenergiemärkte</i> - <i>Spotmärkte</i> 		

Abbildung 62 Use Cases 1,2 und 3 als Business Model Canvas für Lieferanten.
(Quelle: Darstellung TU Wien-EEG)

Der Lieferant bietet den Kund:innen in allen Use Cases gleichzeitig finanzielle und nicht finanzielle Wertangebote, z.B. eine Reduktion der Energieversorgungskosten (monetär) und eine umweltfreundliche Energieversorgung (nicht monetär), denn niedrige Spotmarkt Preise entsprechen in der Regel einer hohen Einspeisung erneuerbarer Energien an der Strombörse. Die reine markttechnische Einbindung der Flexibilitäten kann jedoch von den unterschiedlichen Eigeninteressen der Kund:innen eingeschränkt werden. Die Sensibilisierung der Kund:innen für die ökologischen und finanziellen Herausforderungen von Flex+ ist notwendig, um Massensegmente anzuziehen. Anhand einer Bewertung des Kundennutzen kann der Lieferant ein Angebot herstellen und durch eine vertragliche Vereinbarung für die Energielieferung und Flexibilitätsvermarktung, die Kund:innen zu den Komponentenpools zuordnen. Eine wichtige Einnahmequelle für den Lieferanten ist der Verkauf von Strom an die Energie- und Regelreservemärkten.

Die Use Cases, die die Regellenergiemärkte betrachten sind in Abbildung 62 als Business Model Canvas dargestellt. In UC4, in dem keine Flexibilität an Regellenergiemärkten angeboten wird, ist die Struktur des Business-Model-Canvas sehr ähnlich, mit der Ausnahme, dass ein Regellenergieanbieter als Partner bzw. die technische Präqualifikation

der Geräte beim Übertragungsnetzbetreiber nicht erforderlich sind. Die Flexibilität der Kund:innen wird ausschließlich für die Spotmarktoptimierung verwendet.

In ständigem Wandel befindet sich hingegen das Design der Strommärkte sowie die Höhe der Preise, was sich sowohl auf die Einnahmequellen, die sich aus den Strommärkten ergeben, als auch auf die Kostenstruktur, welche die Ausgaben für Energiebezug beinhalten, auswirkt. Besonders die Regelenenergiemärkte unterliegen einem ständigen Wandel. Dieser Wandel der Märkte über die Projektlaufzeit ist schematisch in Abbildung 63 dargestellt. Ein wesentlicher Erfolgsfaktor für jedes Geschäftsmodell ist es, schnell auf diese Marktänderungen reagieren zu können.

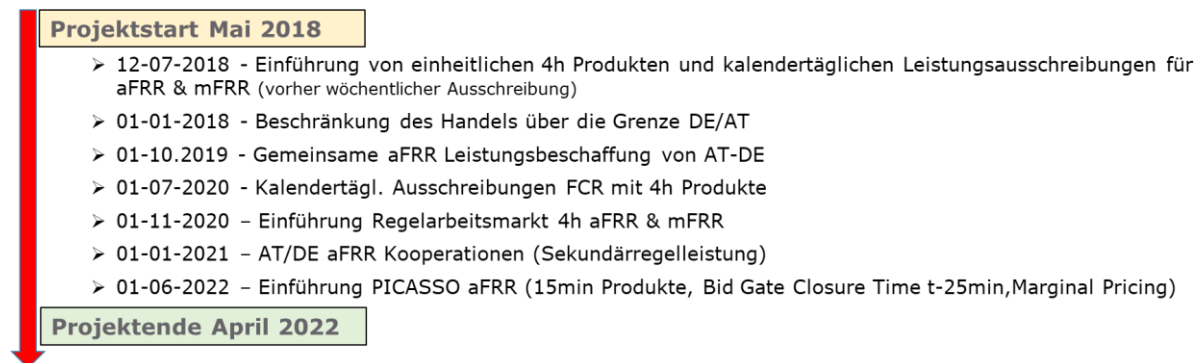


Abbildung 63 Projektlaufzeit vs. Marktentwicklungen

Der Einfluss der Märkte beziehungsweise der Marktpreise der beiden unterschiedlichen Zeiträume auf die Simulationsergebnisse lässt sich gut in Abbildung 64 ablesen. Sie zeigt die stündlichen Marktpreise als Boxplot für jeden Monat in den betrachteten Zeiträumen. Für den SRL-Markt wurden die Preise mit der zugehörigen Abrufwahrscheinlichkeit gewichtet. Für Regelenenergie ergibt sich das ökonomische Potenzial aus der Differenz zwischen den SRL-Preisen und den Day-Ahead-Marktpreisen. Positive SRL-Teilnahme erlaubt einen Verkauf von Energie zu höheren Preisen und negative SRL-Teilnahme einen Einkauf zu niedrigeren Preisen als am Day-Ahead-Markt. In Abbildung 64 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** ist klar zu sehen, dass die Differenz zwischen den entsprechenden Preisen in Periode 1 wesentlich höher ist. ist klar zu sehen, dass die Differenz zwischen den entsprechenden Preisen in Periode 1 wesentlich höher ist.

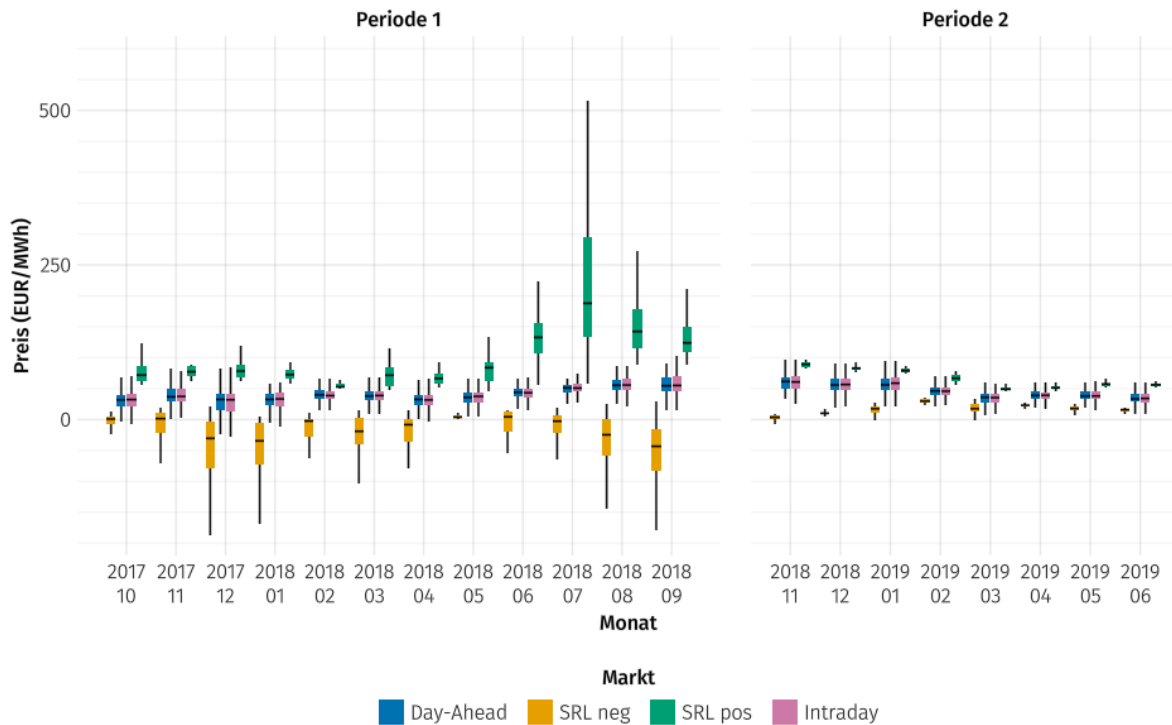


Abbildung 64 Day-Ahead-, Intraday- und SRL-Marktpreise in den beiden Perioden, die im Projekt für die Simulationen der Komponentenpools berücksichtigt wurden

Für die Flexibilitätsoptimierung am Day-Ahead- bzw. am Intraday-Markt ergibt sich das ökonomische Potenzial hauptsächlich aus der Differenz der stündlichen Marktpreise innerhalb eines Tages. Hier wird die Flexibilität unterschiedlicher Komponenten dazu benutzt, den Einkauf zu Stunden höherer Preise zu reduzieren und ihn in Stunden niedrigerer Marktpreise zu verschieben. Die Preisvariabilität ist außerdem höher, wenn zusätzlich zum Day-Ahead-Markt auch der Intraday-Markt für die Optimierung von Lastverschiebung berücksichtigt wird.

Die wesentlichen Marktcharakteristika für das wirtschaftliche Potential der Flexibilitätsvermarktung sind an Energy-Only-Märkten wie dem Day-Ahead- oder dem Intraday-Markt also die Preisdifferenzen zu unterschiedlichen Stunden. Für Regenergiemärkte bestimmen die Preisdifferenzen zum Day-Ahead-Preis die Wirtschaftlichkeit der Flexibilitätsoptimierung. Zusätzlich können an den Regenergiemärkten über den Leistungspreis noch weitere Erlöse erwirtschaftet werden. In beiden Fällen ist anzunehmen, dass zusätzliches Flexibilitätspotential diese Potenziale reduziert. Mehr Flexibilität an Energy-Only-Märkten reduziert die Preisspreads und mehr Teilnehmer an Regenergiemärkten erhöht den Wettbewerb und somit das ökonomische Potenzial für Marktteilnehmer. Allerdings gibt es auch andere externe Faktoren, die sich auf

die Marktpreise auswirken. Ab Mai 2020 stellt die APG über die ENTSOE Transparency Platform die durchschnittlichen Regelenergiepreise zur Verfügung. Abbildung 65 zeigt die Entwicklung der Day-Ahead- und Regelenergiepreise bis zum Projektende. Es ist deutlich zu erkennen, dass insbesondere ab September 2021 sowohl das Niveau als auch die Variabilität der Day-Ahead-Preise deutlich zugenommen hat. Außerdem ist auch die Differenz der Regelenergiepreise zu den Day-Ahead-Preisen deutlich gestiegen. Das wirkt sich positiv auf die Wirtschaftlichkeit der Flexibilitätsoptimierung aus.

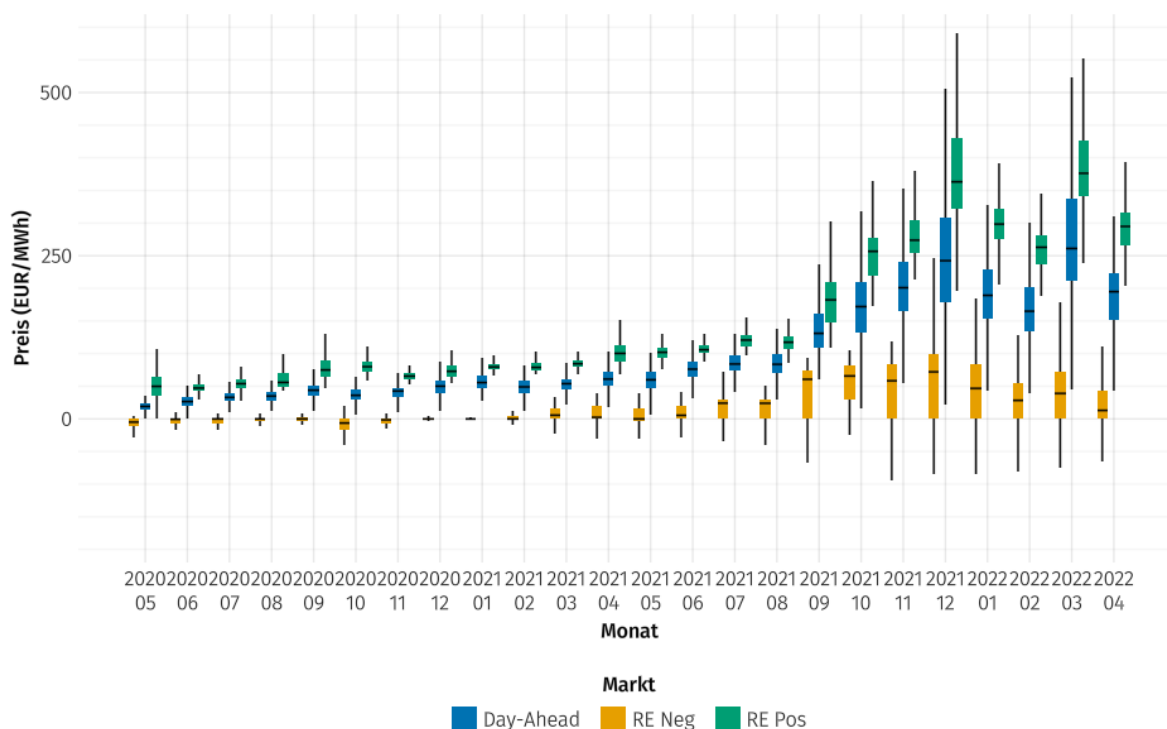


Abbildung 65: Day-Ahead-Marktpreise und durchschnittliche Regelenergiepreise von Mai 2020 bis April 2022 in Österreich (Quelle: ENTSOE Transparency Platform, <https://transparency.entsoe.eu>)

In Hinblick auf eine mögliche Tarifentwicklung wurden unterschiedliche Preismodelle für Lieferanten analysiert. Dabei zu unterscheiden sind folgende herkömmliche drei Möglichkeiten:

- **Fixrate Preismodell:** Bei der Anwendung des Fixrate-Preismodells bezahlen die Kund:innen die vorher vereinbarten energieabhängigen Fixtarife für den Energiebezug (neben allgemeinen fixen Energierechnungsbestandteilen), und erhalten die vorher vereinbarte Vergütung für die ins Netz eingespeiste Energie. Die Energiekosten bestehen in diesem Fall aus einer Grundgebühr und dem Energiepreis. In diesem Fall ist also der

Energiepreis in €/kWh konstant. Das heißt, dass die jährlichen Energiekosten in €/Jahr proportional zu dem bezogenen Strom ansteigen.

- **Dynamisches Preismodell:** Bei der Anwendung des Dynamischen Preismodells richtet sich der verrechnete Energiepreis nach den erzielten Marktpreisen. Somit passt sich der Kund:innen-Tarif in Intervallen den jeweiligen Strommarktpreisen an. Insgesamt besteht der energieabhängige Arbeitspreis in diesem Fall aus einer dynamischen Komponente, die sich an den Marktpreisen orientiert, und einer konstanten Komponente, die der Gewinnmarge des Lieferanten entspricht. Es ergibt sich eine gewisse Bandbreite in den möglichen Energiekosten für die Kund:innen, je nach Verbrauchsverhalten und Marktpreisentwicklungen. Beim Auftreten von negativen Preisen könnten zu diesen Zeitpunkten sogar Erlöse für die Kund:innen entstehen.
- **Flatrate Preismodell:** Bei dem Flatrate-Preismodell zahlen die Kund:innen einen festgesetzten Pauschalpreis. Es ist also eine festgestellte „Freimenge“ vereinbart. Bei Überschreitung der Freimenge wird entweder mit einem Fixpreis in €/kWh oder mit weiteren „Freimengenkontingenten“ in €/Jahr abgerechnet. Flatrate-Gruppen müssen laufend überwacht werden, sodass möglichst keine Überschreitung der gewählten Freimenge und somit des Flat-Preises auftritt.

Werden nun zusätzlich Flexibilitäten zusätzlich durch den Lieferanten genutzt, können folgende zwei Arten der Reduktion angewendet werden:

- **Tarifreduktion:** In diesem Fall wird je nach Preismodell der Tarif um einen fixen Anteil reduziert. Das bedeutet, dass im Fixrate- und im Dynamischen Preismodell die Rate um einen fixen €/kWh Wert und im Flatrate-Preismodell um einen fixen Euro-Wert reduziert wird.
- **Transparente Regelleistungsreduktion:** Bei dieser Preismodellreduktion ist vorgesehen, dass der Komponentenpool einem Regelleistungsanbieter die Flexibilität nur zu einem bestimmten Preis verkauft. Die Gebote der Regelleistungsanbieter für den Pool werden nur mit den tatsächlich gebotenen Preisen vergütet. Der Regelleistungsanbieter gibt sein Gebot für den Ankauf der Vorhaltung der abzurufenden Leistung (Leistungspreis) sowie sein zusätzliches Gebot für die Vergütung der tatsächlichen Erbringung der Leistung (Arbeitspreis) an den Lieferanten und an die Endkund:innen weiter.

Die möglichen Kombinationen aus Preismodellen und Reduktionsmodellen sind in Tabelle 16 mit ausgewählten Vor- und Nachteilen aufgelistet.

	Status-Quo	Tarifreduktion	Transparente Regelenergiereduktion
Fixrate Preismodell	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Sicherheit und langfristige Planbarkeit für Kund:innen für das nachfolgende Jahr - Bei steigenden Stromtarifen müssen auch Lieferanten höhere Preise verrechnen, daher Planbarkeit nur noch mittelfristig gegeben 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Leicht nachvollziehbares Modell für Kund:innen - Schwierigkeit für Lieferant: In welcher Höhe soll Tarifreduktion gewählt werden. - Mögliche Rebound-Effekte durch erhöhten Strombezug der Komponenten könnten Einsparungen durch vergünstigten Tarif kompensieren und dadurch sogar zusätzliche Kosten entstehen 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Hohe Transparenz für alle beteiligten Stakeholder ✓ Geringes Risiko für Lieferanten bei keiner Flexibilitätsbereitstellung durch Kund:innen - Reihung der Komponenten bei Aktivierung innerhalb des Pools beeinflusst die Erlöse der einzelnen Kund:innen
Dynamisches Preismodell	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Förderung der Integration von Erneuerbaren und Steigerung von deren Marktwert ✓ Aktive Motivation der Kund:innen auch zur manuellen Lastverschiebung - Möglichkeit, dass insgesamt mehr Kosten als bei einer Fixrate entstehen - Zunehmend hohe Preisspitzen erfordern „Preis-Cap“ aus Verbrauchersicht 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Einsparmöglichkeiten im Vergleich zum Status Quo noch zusätzlich erhöht ✓ & - Andere Punkte wie bei „Fixrate“-Preismodell 	<p>+ & - Wie bei „Fixrate“-Preismodell</p>
Flatrate Preismodell	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Wählen Kund:innen ein eher kleineres Paket bzw. wird „Freimenge“ sehr knapp am 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Für Regelenergie gut geeignet, wenn durch „Rebound“-Effekte das Einhalten der 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Für Regelenergie gut geeignet, wenn durch „Rebound“-Effekte das Einhalten der

	<p>tatsächlichen Verbrauch bemessen, könnte dies zu einer Motivation Energie zu sparen führen, um die Grenzen nicht zu überschreiten</p> <p>✓ Möglicherweise erhöhte Planbarkeit für Lieferanten</p> <p>- Wird „Freibetrag“ sehr großzügig gewählt: Keine Motivation für Kund:innen für Energieeinsparung</p> <p>- Kein Anreiz zur aktiven Lastverschiebung wie es z.B. beim dynamischen Preismodell der Fall ist</p>	<p>Freimenge nicht gefährdet wird</p> <p>✓ & - Andere Punkte wie bei „Fixrate“-Preismodell</p>	<p>Freimenge nicht gefährdet wird</p> <p>✓ & - Wie bei „Fixrate“-Preismodell</p>
--	---	--	--

Tabelle 16 Vor- und Nachteile für verschiedene Preis- und Reduktionsmodelle

5.6 Rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen

Zu Beginn des Projektes wurden die rechtlichen Rahmenbedingungen analysiert und es konnten keine Hindernisse für die Teilnahme von Prosumer:innenflexibilität an den betrachteten Strommärkten festgestellt werden.

Die vom Rat der Europäischen Union verabschiedete *Electricity market directive* weist hingegen sogar explizit darauf hin, dass allen Marktteilnehmenden, auch jenen, die fluktuierende erneuerbare Elektrizität sowie Laststeuerung und Speicherung anbieten (einzeln oder über Aggregatoren), diskriminierungsfreier Zugang zum Regelreservemarkt gewährt werden muss (Art. 6 Abs. 1 lit. c EMR). Ebenso darf es zu keiner Diskriminierung im Präqualifikationsverfahren kommen (Art. 6 Abs. 8 EMR). Auch die Day-Ahead- und Intraday-Märkte der EU müssen so organisiert sein, dass sie für alle Marktteilnehmenden einzeln oder durch Aggregation zugänglich sind (Art. 7 Abs. 2 lit. h EMR). Die Netzentgelte dürfen darüber hinaus Energiespeicherung oder -aggregation weder bevorteilen noch benachteiligen (Art. 18 Abs. 1 EMR).

5.6.1 Datenkarussell

Das sogenannte "Datenkarussell" regelt den Datenaustausch zwischen den verschiedenen Marktteilnehmern bei Aktivierung von Regelenergie und behandelt prinzipiell die Prozesse, die bei Aktivierung von sekundärer oder tertiärer Regelenergie zur ordentlichen Abwicklung zu befolgen sind. Dabei geht es grundsätzlich darum, dass die aktivierten Reserven plausibilisiert werden können (d.h. RZF prüft die Summe der Werte pro RRA die er vom Netzbetreiber bekommt gegen jene, die er ursprünglich an die jeweiligen RRA geschickt hat).

Der Ablauf ist in Abbildung 66 durch die blauen Pfeile dargestellt und erfolgt prinzipiell folgendermaßen: Der Regelzonenführer (RZF, in Österreich die APG) schickt die Anforderung einer Aktivierung an den Regelreserveanbieter (RRA), erhält dann von diesem die Daten zur aktivierten Energie in Echtzeit zurück (turkisier Pfeil in Abbildung 66), summiert diese in 15 Minuten Fahrpläne auf und schickt diese schließlich an den RRA zurück. Der RRA schlüsselt diese Werte dann pro Zählpunkt (ZP) auf und schickt die entsprechenden 15 Minuten Summen an die jeweiligen Verteilnetzbetreiber (VNBs) und für Abrechnungszwecke auch an den Bilanzgruppenverantwortlichen (BGV)/Lieferant. Die VNBs summieren wiederum alle Werte der jeweiligen ZP pro RRA auf und schicken diesen Fahrplan zurück an den RZF. Der RZF prüft dann diese Summe pro RRA gegen die Werte, die er ursprünglich an den RRA geschickt hat.

Zusätzlich zu diesem Kreislauf gibt es, ausgearbeitet vom Expertenpool XB Balancing bei Österreichs Energie, einen Vorschlag für Abläufe zwischen RRA, BGV und Lieferant in der *"Abwicklungsvereinbarung zur Vorhaltung und Aktivierung von positiver und negativer Regelreserve"* sowie dem dafür notwendigen *"Online-Datenaustausch"* und dem *"ex-post-Fahrplanmanagement"* (Oesterreichsenergie, 2019).

Teil dieser Abwicklungsvereinbarung sind Regelungen die ein kompensierendes Gegenregeln des BGV/Lieferanten im Falle einer Regelenergie-Erbringung durch den RRA mit Komponenten des Endkunden, die Teil der Bilanzgruppe (BG) des BGV sind, verhindern sollen. Dabei werden die Regelenergie-Abrufe (falls vom BGV/Lieferanten benötigt) in den technischen Einheiten, die Teil der BG des BGV/Lieferanten sind, aggregiert dem BGV/Lieferanten zur Verfügung gestellt (violette Pfeile in Abbildung 66).

Zudem soll für den BGV/Lieferant während der Regelenergie-Abrufzeit keine Ausgleichsenergie entstehen und Effekte durch Regelenergie-Abrufe neutralisiert werden. Demnach erfolgt eine Erstellung der so genannten "Korrektur-Fahrpläne" für den BGV durch den RRA, auf Basis der tatsächlich durch den RRA je Zählpunkt aktivierten Leistung. Dabei

Für jede Regelreserveart muss ein eigenes Qualifikationsverfahren abgeschlossen werden. Nach erfolgreicher Präqualifikation gibt keine Verpflichtung zur Teilnahme an den Ausschreibungen. Der Regelzonenführer APG stellt Präqualifikationsdokumente bereit, welche die Voraussetzung für eine erfolgreiche Präqualifikation der Komponente/des Komponentenpools für die unterschiedlichen Regelreservearten darstellen (Status 17.03.2022). Es umfasst unter anderem eine Stellungnahme zu folgenden Punkten [(APG Austrian Power Grid AG, 2014a, 2014b, 2014c; Austrian Power Grid AG, 2015)]:

- **Allgemeine Informationen zur Anlage:** Informationen über Netzanschlusspunkt bzw. Zählpunkt sowie Zuordnung zu Aggregationsebene, Allgemeine Angaben zu den technischen Einheiten
- **Angaben über Erfüllung von Informationstechnischen Anforderungen/IT-Infrastruktur:** Redundanz, verwendete Protokolle, Verfügbarkeit, Verzögerungen, Genauigkeit des Messequipments, Messdaten-Auflösung, Online-Daten vs. Archivdaten, etc.
- **Größe des Regelbereichs:** Dieser muss positiv und/oder negativ jeweils 1MW betragen und muss messtechnisch für die APG nachweisbar sein. Dabei ist anzumerken, dass diese Vorgabe auch von einem Pool aus Komponenten erfüllt werden kann und nicht für eine technische Einheit gilt.
- **Technische Realisierung/Einsatzkonzept:**
 - Grobes Anlagenschema, **Regel- und Einsatzkonzept**, Einsatzmanagement und die Selbstüberwachung der ordnungsgemäßen Reserveaktivierung. **Messkonzept:** Es muss definiert werden, wo die Messwerte abgenommen werden, beispielsweise an der Komponente selbst oder am Netzanschlusspunkt. Außerdem muss beim Einsatz eines Energiemanagementsystems beispielsweise sichergestellt werden können, dass es keine gegenregelnden Komponenten hinter dem Netzanschlusspunkt gibt.
 - **Messprotokolle zum Nachweis der Regelfähigkeit**
 - **Funktionskontrolle** durch APG gemeinsam mit Bewerber.
- **Vertrag mit Verteilnetzbetreiber:** Es wird ein Vertrag mit dem jeweiligen Verteilnetzbetreiber benötigt, der bei Bedenken zum Zeitpunkt der Präqualifikation Einspruch erheben kann - siehe auch ("Musterverträge - ebUtilities," 2022).

Tabelle 17 Anforderungen an Komponenten bei verschiedenen Regelreserveprodukten

	Primärregelreserve (PRL) (Austrian Power Grid AG, 2022)	Sekundärregelreserve (SRL) (Austrian Power Grid AG, 2022)	Tertiärregelreserve (TRL) (Austrian Power Grid AG, 2022)
Erlaubte Zeit bis zur vollen Aktivierung	30 sec	5 min	10 min
Produkte	4-Stunden-Blöcke, symmetrisch	Leistung: Sechs 4-Stunden- Blöcke pro Tag, Angebote positiv und negativ getrennt möglich Energie: 15min -Produkte	Leistung: Sechs 4-Stunden-Blöcke pro Tag, Angebote positiv und negativ getrennt möglich Energie: derzeit 4h (ab 11/2022 mit MARI :15min - Produkte)
Minimale Gebotsgröße	+/-1 MW	1 MW, jedes weiter Gebot: 1 MW	1 MW, jedes weiter Gebot: 1 MW
Anforderungen bezügl. Aktivierung	Aktivierung entsprechend der Abweichung von der Frequenz vom Sollwert von 50 Hz. (Austrian Power Grid AG, 2021a)	Automatische Aktivierung der Sekundärregelreserve entsprechend dem von APG leittechnisch automatisch übermittelten Sollwertes. (Austrian Power Grid AG, 2021a)	Aktivierung der Tertiärregelreserve entsprechend dem von APG übermittelten, manuell vorgegebenen Sollwert. Automatischer –ggf. auch telefonischer –Empfang der Sollwerte von APG. (Austrian Power Grid AG, 2021a)
Technische Anforderungen an Anbindung	Lokale Frequenzmessung erforderlich. (Austrian Power Grid AG, 2021a)	Leittechnische Anbindung zur Übertragung der Sollwerte durch APG sowie durch Monitoring erforderliche online-Daten notwendig. (Austrian Power Grid AG, 2021a)	Leittechnische Anbindung zur Übertragung der für das Monitoring erforderlichen online-Daten. (Austrian Power Grid AG, 2021a)

Im Rahmen des Präqualifikationsverfahrens muss für die Erbringung von Regelreserve ein Nachweis darüber erbracht werden, dass der Anbieter explizit für den Abruf des

Übertragungsnetzbetreibers sein Verhalten geändert hat, um die erwünschte Leistung zu erbringen. Die Referenz zum realen Verlauf, also das Verhalten eines Anbieters, wäre der Abruf nicht gekommen, nennt man die Baseline. Für verschiedene Komponenten, die Regelenergie bereitstellen, gibt es auch verschiedene Arten die Baseline zu bestimmen. Bei konventionellen, nicht volatilen Anlagen folgt der Arbeitspunkt dem festgelegten Fahrplan. Wird Regelenergie abgerufen, so wird der ursprüngliche Fahrplan, ohne Regelenergiebereitstellung, als Baseline herangezogen. Da volatile Erzeugungsanlagen großteils von äußeren Gegebenheiten wie Windgeschwindigkeit, Windrichtung und solarer Einstrahlung abhängig sind und somit nicht exakt vorhersagbar sind, muss die Baseline mithilfe von Messungen und/oder Simulationen erstellt werden. Wie bereits erwähnt, können sowohl Einzelanlagen, als auch Poollösungen von mehreren Anlagen präqualifiziert werden, es sollte jedoch für jede Einzelanlage eine Baseline erstellt werden (Baetens et al., 2016). Der Baselinenachweis kann dem Regelzonenführer während oder kurz nach der Erbringung der Regelenergie übermittelt werden. Der Baselinenachweis für Prosumer:innenkomponenten ist durch die geringe Größe der Anlagen und der schwierigen Prognostizierbarkeit einer der kritischen Punkte. Es existieren mehrere Methoden der Baselineerstellung, von welchen nachfolgend einige Möglichkeiten aufgelistet sind:

- **Nachweis nach Fahrplan:** Wird der Fahrplan einer Anlage für den Day Ahead (DA), oder den Intraday (ID) Markt erstellt und ist die Anlage in der Lage diesem Fahrplan exakt zu folgen, so kann dieser Fahrplan, zum Gate Closing, als Baseline herangezogen werden (Baetens et al., 2016). Ähnlich dazu folgt der Leistungsoutput eines Batteriespeichers dem vorgegebenen Wert des Batteriemanagementsystems und kann somit extern festgelegt und vorab an die APG übermittelt werden.
- **Physikalisch probabilistisches Modell:** Es wird eine mathematische Beschreibung der physikalischen Erzeugungsparameter erstellt. Mithilfe dieses Modells kann auf die mögliche Leistung einer, oder mehrerer Anlagen geschlossen werden. (Jansen et al., 2014) Um diese Baselinemethodik für PV-Anlagen anwenden zu können, muss die Genauigkeit der Wetterprognose und von physikalischen Modellen verbessert und im Anschluss mit Messwerten validiert werden.
- **Mögliche Einspeisung:** Über die Leistungskurve der Anlage kann ermittelt werden, um wie viel die Anlage gedrosselt wurde, und wie viel Regelenergie erbracht wurde. Hierbei kann, wie zuvor, sowohl nur negative Regelenergie oder durch Leistungsvorhaltung sowohl negative als auch positive Regelenergie angeboten werden (Jansen et al., 2014). Dieser Nachweis ist für PV-Anlagen seit der neuen Version der TOR Erzeuger Typ A Version 1.1 technisch als auch praktisch durchführbar (E-Control, 2019).

- **Schieberegister:** Diese Methodik wurde im Rahmen von Flex+ für Wärmepumpen entwickelt. Eine Unterteilung der Geräte soll in zwei Gruppen erfolgen – die Out-Pool- und die In-Pool-Geräte. Laufend sollen mittels Schieberegister die WPs aus dem InPool in den Out-Pool und umgekehrt wechseln. Durch die Mittelung aus den Messwerten der kurz zuvor erhaltenen Daten (z.B. 15 Sekunden) wird ein Arbeitspunkt errechnet, der als Referenzwert während des gesamten Regelenergieabrufs gilt. Das für dieses Projekt Flex+ gewählte Konzept für Wärmepumpen soll das Beibehalten des Arbeitspunktes zum Regelenergieabruf, auch Einfrieren des Arbeitspunktes genannt, sein. Clean Energy Package, EAG und Energiegemeinschaften

Das *Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz* (EAG, auch EAG-Gesetzespaket) wurde am 07. Juli 2021 im Nationalrat beschlossen und am 15.07.2021 durch den Bundesrat bestätigt. Es dient einerseits der Umsetzung der *Renewable Energy Directive* (Richtlinie (EU) 2018/2001, kurz RED II) und der *Electricity Market Directive* (Richtlinie (EU) 2019/944, kurz EMD), als auch der Einhaltung der *Electricity Market Regulation* (Verordnung (EU) 2019/943) und der *Governance-Regulation* (Verordnung (EU) 2018/1999) des *Clean Energy for all Europeans Package* (CEP). Dabei besteht das EAG-Gesetzespaket aus dem eigenständigen EAG und aus Novellierungen weiterer Gesetzestexte (u.a. des Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetzes EIWOG 2010 und des Ökostromgesetzes ÖSG 2012). Jene Verordnungen, die aus dem EAG hervorgehen, betreffen vor allem Förderhöhen von Ökostromtechnologien (siehe z.B. § 56 Abs. 7 EAG). Dabei werden nach EAG sowohl Investitionsförderungen als auch Marktprämien vergeben. Diese Förderungen können, je nach Konstellation der Pools und etwaig daraus entstehender EGs Auswirkungen auf Flex+-Modelle haben. So ergänzen sich Wärmepumpen, E-Boiler, E-Autos und Smart Homes im Generellen gut mit Ökostromtechnologien, wie beispielsweise Photovoltaik, und können deren Wirtschaftlichkeit signifikant erhöhen. Batteriespeichersysteme, auf der anderen Seite, erfordern sogar eine Stromerzeugungstechnologie, um die erzeugte elektrische Energie zwischenspeichern zu können und sind zudem nach EAG mit Investitionszuschüssen förderbar. Gefördert werden Stromspeicher (in Kombination mit Photovoltaik-Systemen) bis 50 kWh Speicherkapazität, welche mindestens 0,5 kWh Speicherkapazität je kWp Photovoltaikleistung aufweisen (§ 56 Abs. 2 EAG). Die Förderung der Stromspeicher erfolgt per fixem, administrativ nach Verordnung festgelegtem Zuschuss je kWh Speicherkapazität bis zu einer Kapazität von 50 kWh (die Größe des Speichers könnte auch darüber liegen, wird jedoch nicht gefördert). Die konkrete Förderhöhe steht dabei allerdings noch nicht fest, da die entsprechende Verordnung noch nicht erlassen wurde (Stand Januar 2022). Da Stromspeicher nur in Kombination mit einer Photovoltaikanlage gefördert werden, ist eher auszuschließen, dass Gemeinschaftsspeicher (ohne konkret zugehöriger Photovoltaikanlage) diese Förderung in Anspruch nehmen können.

Jedoch stehen auch weitere Verordnungen im Naheverhältnis zum EAG. So setzt beispielsweise die Systemnutzungsentgelte-Verordnung (SNE VO 2018) die Netztarifeinsparungen für Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften fest. Diese Verordnung regelt allerdings auch zu entrichtende Netzentgelte (Netznutzungsentgelt) für Regelreserve-Anlagen, welche negative Regelenergie bereitstellen (§ 5 SNE-VO 2018). Diese Netzentgelte werden für alle Komponenten in Flex+ schlagend und wurden bereits im Projekt entsprechend berücksichtigt. Denkbar sind zukünftig auch spezielle Speicher- oder E-Auto-Netztarife, welche ebenso in dieser Verordnung definiert würden. In Österreich gibt es hierzu noch keine Ausnahmeregelung, wie dies etwa in Deutschland für Stromspeicher der Fall ist (siehe § 61I EEG 2021).

Das neue Konzept der Energiegemeinschaften soll einerseits die vermehrte Installation erneuerbarer Erzeugungsanlagen im Privatkund:innenbereich forcieren und es andererseits Endkund:innen ermöglichen, im Energiebereich selbst tätig und somit von passiven zu aktiven „Marktteilnehmer:innen“ zu werden. Es ist davon auszugehen, dass eine vermehrte Installation erneuerbarer Erzeugungsanlagen in einigen Fällen auch das Umrüsten veralteter Heizsysteme (Öl, Gas) auf Wärmepumpen, die Installation von Batteriespeichern, den Ankauf eines Elektrofahrzeuges anstelle konventioneller Verbrenner und das Investieren in Energiemanagementsysteme beanreizen kann. Zusammenfassend können Energiegemeinschaften indirekt dazu beitragen, das Flexibilitätspotenzial im Privatkundenbereich zu erhöhen.

Nach dem Wortlaut des Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzespakets ist es Energiegemeinschaften erlaubt, Energie zu erzeugen und die eigenerzeugte Energie zu verbrauchen, zu speichern oder zu verkaufen. Weiters darf eine Energiegemeinschaft im Bereich der Aggregation tätig sein und für ihre Mitglieder Energiedienstleistungen erbringen (für EEGs festgeschrieben in §79 Abs. 1 EAG; für BEGs festgeschrieben in §16b Abs. 1 EIWOG). Nachdem es Energiegemeinschaften explizit gestattet ist, im Bereich der Aggregation tätig zu werden und Energiedienstleistungen (die beispielsweise auch das Anbieten von Regelenergie umfassen können) zu erbringen, spricht aus diesem Blickwinkel nichts dagegen, dass Energiegemeinschaften Teil des Flex+-Konzeptes werden und somit an der Plattform teilnehmen. Insbesondere die Tatsache, dass sämtliche Verträge im Rahmen von Flex+ über konventionelle Energieversorger abgewickelt werden, würde die Teilnahme von Energiegemeinschaften an der Plattform erleichtern.

6 Ausblick und Empfehlungen

Das abschließende Kapitel gibt einen möglichen Ausblick und weitere Empfehlungen. Einerseits wurde eine Skalierbarkeitsanalyse durchgeführt, um zu evaluieren, ob die entwickelten Konzepte auch auf einer größeren Skala anwendbar sind. Weiters wurde die Übertragbarkeit der Konzepte auf andere Länder untersucht. Außerdem wurden Interviews mit den Testbedleitern und Partnern durchgeführt, um Best Practices und Lessons learned des Projektes zu erheben, und Handlungsempfehlungen und Verwertungsstrategien zu entwickeln. Eine Übersicht über diese wird am Ende dieses Kapitels gegeben.

6.1 Skalierbarkeitsanalyse

Für die Analyse der Skalierbarkeit bezüglich der gewählten Optimierungsverfahren wurden Pools von Haushalten mit nicht flexiblen Lasten, PV-Anlagen und Batterien für unterschiedliche Poolgrößen ($n=1,2,3,4,5,10,15,20,30,50$) untersucht. Für jede Poolgröße wurden je zehn aufeinanderfolgende Tage mit einer viertelstündlichen Auflösung optimiert. An jedem Tag wurden auch vier Stunden des Folgetages mitberücksichtigt, da überlappende Optimierungshorizonte bessere Ergebnisse liefern. Daher wurden je Optimierungsproblem 112 Zeitschritte berücksichtigt.

Für die Simulationen wurden drei verschiedene Setups berücksichtigt:

- **SRL global:** Hier wird eine Optimierung des Day-ahead-Fahrplans und der SRL-Angebote für alle Haushalte in einem globalen Optimierungsproblem durchgeführt, das alle Technologien gemeinsam berücksichtigt.
- **SRL lokal:** Hier werden auch der Day-ahead-Fahrplan und die SRL Angebote optimiert. Allerdings wird die Optimierung lokal für jeden Haushalt individuell durchgeführt. Das heißt, 4-Stunden-Produkte für den SRL-Markt müssen auf Haushaltsebene erreicht werden.
- **Day-ahead:** Dieses Setup optimiert nur den Day-ahead-Fahrplan. Da eine globale Optimierung aller Haushalte am Day-ahead-Markt keine Vorteile verspricht, wird eine lokale Optimierung auf Haushaltsebene durchgeführt.

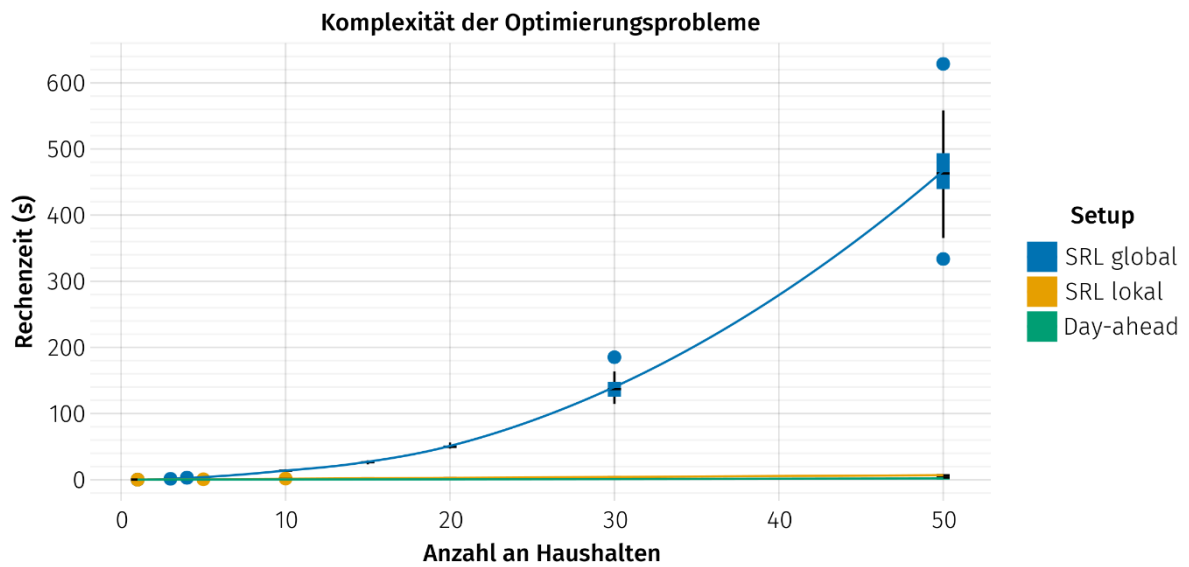


Abbildung 67: Benötigte Rechenzeit der Optimierungsprobleme für verschiedene Poolgrößen in den drei Setups

Abbildung 67 zeigt die benötigte Rechenzeit in Sekunden für verschiedene Poolgrößen in den drei Setups. Wie erwartet steigt die benötigte Zeit zur Lösung der Optimierungsprobleme für **SRL global** nichtlinear (genauer polynomial) mit der Anzahl der berücksichtigten Haushalte.

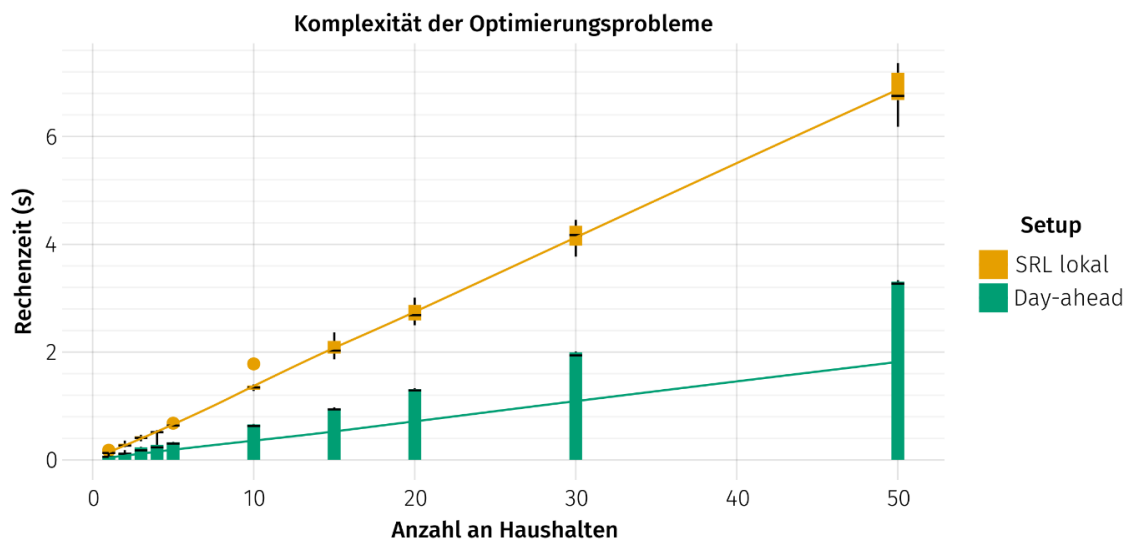


Abbildung 68: Benötigte Rechenzeit der Optimierungsprobleme für verschiedene Poolgrößen in den zwei lokalen Setups

Für einen genaueren Blick auf die Komplexität der lokalen Setups **SRL lokal** und **Day-ahead** zeigt Abbildung 68 die benötigte Rechenzeit für verschiedene Poolgrößen, ohne die Ergebnisse für das Setup **SRL global**. In diesen Fällen erhöht eine steigende Poolgröße nicht die Komplexität, sondern nur die Anzahl der zu lösenden Optimierungsprobleme. Daher steigt die benötigte Rechenzeit linear mit der Poolgröße.

Die Optimierungsprobleme für **SRL lokal** sind aufwendiger als jene für **Day-Ahead**, da für erstere mehrere Märkte gleichzeitig berücksichtigt werden und daher auch mehr Variablen und Nebenbedingungen für denselben Zeitraum benötigt werden. Die beiden lokalen Setups können jedoch wesentlich effizienter gelöst werden als **SRL global**.

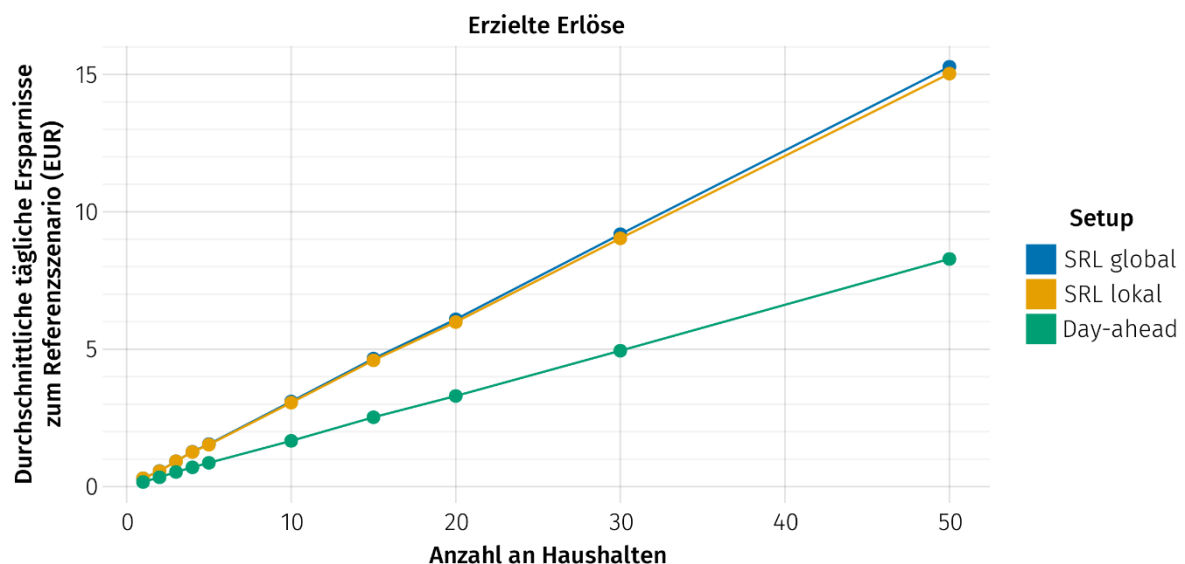


Abbildung 69: Durchschnittliche tägliche Ersparnisse der gesamten Pools im Vergleich zum Referenzbetrieb für unterschiedliche Poolgrößen und die drei Setups

Abbildung 69 zeigt die durchschnittlichen täglichen Ersparnisse der gesamten Pools im Vergleich zum Referenzbetrieb für unterschiedliche Poolgrößen und Setups. Wie in Ergebnissen der Flex+-Komponentenpools für die verschiedenen Use Cases kann man auch hier ein höheres wirtschaftliches Potential durch eine Teilnahme am SRL-Markt erkennen. Wie erwartet liefern die globalen Optimierungsprobleme in **SRL global** die höchsten Ersparnisse. Allerdings werden mit **SRL lokal** ähnlich optimale Resultate erzielt.

In Anbetracht der Ergebnisse dieser Skalierbarkeitsanalyse liegt die Schlussfolgerung nahe, dass eine lokale Optimierung auf Haushaltsebene wesentlich praxistauglicher ist als eine globale Optimierung des gesamten Pools. Allerdings muss man auch bedenken, dass in

dieser Untersuchung nur Haushalte mit Batterien berücksichtigt wurden. Diese weisen im Vergleich zu anderen Komponenten eine höhere Verfügbarkeit der Flexibilität auf und können daher eher ganze Vier-Stunden-SRL-Produkte anbieten als zum Beispiel Wärmepumpen oder Boiler. Das heißt, dass für andere Komponenten ein größerer Unterschied in den erzielten Erlösen zwischen globaler und lokaler Optimierung zu erwarten ist. Allerdings ist in Hinblick auf die Skalierbarkeit der Methodik zu empfehlen, größere Komponenten-Pools für die Optimierung in kleinere Sub-Pools aufzuteilen, die für sich ganze Vier-Stunden-Produkte anbieten können. Mit dieser Vorgehensweise kommt man nahe an das globale Optimum und hält gleichzeitig die methodische Komplexität im Rahmen.

6.2 Übertragbarkeit

Allgemein weisen die Geschäftsmodelle, die im Flex+-Projekt untersucht wurden eine sehr gute Übertragbarkeit auf andere europäische Märkte auf. Die fortschreitenden Harmonisierungsbemühungen der Europäischen Kommission und der Übertragungsnetzbetreiber in Hinblick auf Regelenergiemärkte werden das noch weiter verbessern.

Allerdings gibt es Unterschiede in den Europäischen Marktdesigns, die einen Einfluss auf die Flex+-Geschäftsmodelle haben können. Der deutsche Strommarkt ist einer der interessantesten potentiellen Märkte für eine Expansion der Geschäftsmodelle. Daher wurde beispielhaft die Übertragbarkeit auf den deutschen Markt getestet.

Daten für den deutschen Regelenergiemarkt standen im Projekt nicht im gleichen Detailgrad zur Verfügung wie für den österreichischen. Ein wesentlicher Unterschied im regulatorischen Rahmen im Vergleich zu Österreich ist die Einspeiselimitierung für PV-Anlagen in Deutschland. Diese besagt, dass geförderte PV-Anlagen mit einer Leistung bis zu 30 kW maximal 70% der Nennleistung in das Netz einspeisen dürfen. Um den Einfluss einer Einspeiselimitierung auf die Wirtschaftlichkeit der Flex+ Geschäftsmodelle zu analysieren, wurden die im Projekt verfügbaren österreichischen Marktdaten für Periode 1 (01.10.2017 – 30.09.2018) und Periode 2 (01.11.2018 – 30.06.2019) herangezogen und die Use Cases Baseline (Referenzszenario), DA (Day-ahead-Markt Optimierung) und SRL+DA+ID (Optimierung an SRL und Day-ahead-Markt mit Nachkauf am Intraday-Markt) für eine Einspeisebeschränkung von 70% und 50% der installierten PV-Leistung ausgewertet. Dazu wurde ein Pool von 16 Haushalten mit PV und Batterie simuliert.

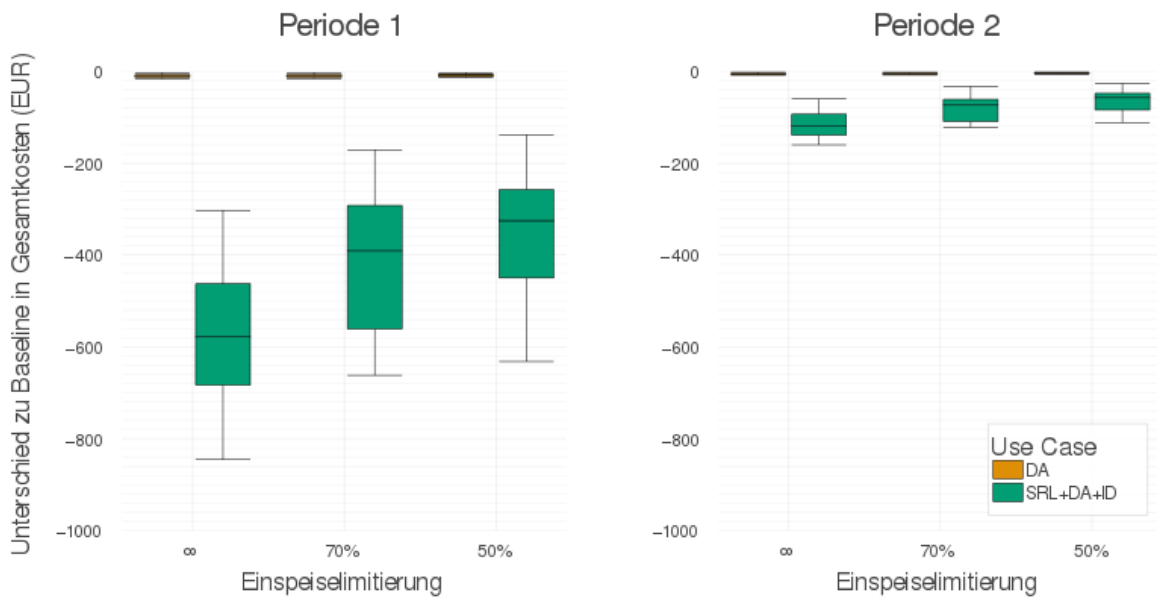


Abbildung 70: Unterschied in den Gesamtkosten zum Referenzbetrieb für verschiedene Einspeisebeschränkungen in den betrachteten Perioden

Abbildung 70 zeigt den Unterschied in den Gesamtkosten zum Referenzszenario für die Use Cases DA und SRL+DA+ID in den betrachteten Perioden. Sowohl für DA als auch für SRL+DA+ID wirkt sich eine Einspeiselimiteierung negativ auf die Wirtschaftlichkeit der Geschäftsmodelle aus, da sich die Kostenreduktion im Vergleich zum Referenzfall verringert. Aufgrund der höheren Einsparungen im SRL+DA+ID Use Case wirken sich hier auch die negativen Effekte der Einspeisebeschränkung stärker aus.

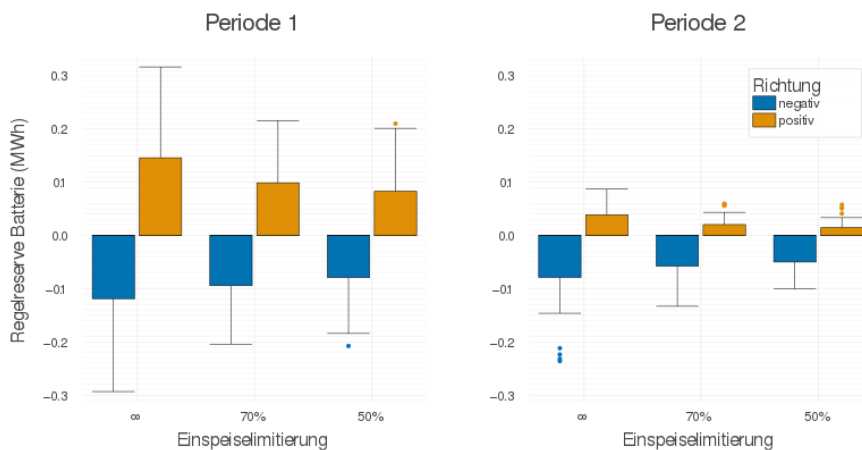


Abbildung 71: Angebotene Regelreserve der Batterie für verschiedene Einspeisebeschränkungen in den betrachteten Perioden

Der wesentliche Grund für die geringeren Erlöse mit Einspeiselimittierung sind die geänderten Opportunitätspreise für den Batteriebetrieb. Zu Zeiten hoher PV-Überschussproduktion wird der Einsatz der Batterie zur Eigenverbrauchsmaximierung durch eine mögliche Abregelung wirtschaftlicher. Das kann dazu führen, dass für manche Regelenenergieprodukte ein Batteriebetrieb zur Eigenverbrauchserhöhung einer SRL-Teilnahme zu bevorzugen ist. Daher ist zu diesen Zeiten auch keine Profiterhöhung im Vergleich zur Baseline möglich. Tatsächlich ist in Abbildung 71 zu sehen, dass die Batterien mit Einspeiselimittierung geringere Mengen am SRL-Markt anbieten.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass grundsätzlich strukturell zwischen europäischen Strommärkten eine sehr gute Übertragbarkeit für die Flex+ Geschäftsmodelle gegeben ist und diese sich vermutlich noch verbessern wird. Allerdings zeigt das Beispiel der Einspeiselimittierung auch, dass verschiedenste Rahmenbedingungen einen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit haben können. Außerdem stellen die jeweiligen Marktpreise einen der wichtigsten ökonomischen Einflussfaktoren für die betrachteten Use Cases dar. Daher ist eine Evaluierung der Geschäftsmodelle und durch Simulationen mit den entsprechenden Marktpreisen für die angestrebten Märkte sehr zu empfehlen.

6.3 Best Practices

In einem dreistufigen Reflektionsprozess wurden gemeinsam mit dem Projektkonsortium jene Methoden und Lösungen erarbeitet, die als „Best Practice“ im Projekt entwickelt wurden und als solche in zukünftige Projekte übernommen werden können. Der Reflektionsprozess umfasste hierbei zwei Workshops mit dem Projektkonsortium im Rahmen der Konsortialmeetings, sowie Reflexionsgespräche mit Vertreter:innen aller Demo Pools bzw. jenen Personen, die in Konzeption, Umsetzung und Durchführung der Demo Pools und Testwochen involviert waren.

„Best Practice“ bezeichnet hierbei Lösungen, die sich bewährt haben, optimale Abläufe und Lösungen generiert haben und dadurch weiterhin als Vorbild dienen können. Zudem wurden Verbesserungsvorschläge und „Lessons learned“ formuliert, die die Diskrepanz zwischen der Projekterfahrung und einer möglichen „Best Practice“ Lösung darstellen.

Thematisch wurden die Best Practice Lösungen in Bezug auf Use Cases und deren Umsetzungen in den Testbeds beschrieben. Zudem wurden Best Practices pro Komponenten Pool zusammengefasst, wie z.B. die Baseline und Forecasts, die Datenverfügbarkeit und Schnittstellen der Komponenten, Ansteuerung der Komponenten

sowie die Kund:inneneinbindung, die FLEX+ Plattform, sowie allgemeine Best Practices und „Lessons Learned“.

6.3.1 Day-Ahead UC

Der Day-Ahead Use Case wurde in allen Testpools umgesetzt. Die Erfahrungen bezüglich der Umsetzung dieses Use Cases lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Der DA-UC hat eine zu den anderen Use Cases vergleichsweise geringe Komplexität, daher zeigt sich hier eine gute Umsetzbarkeit.
- Um die physikalischen Modelle im Zuge der Demo-Implementierung testen zu können, ist es empfehlenswert, ehestmöglich mit einem einfacheren UC (z.B. Day-Ahead-UC) zu beginnen und komplexere Nebenbedingungen erst nach und nach zu ergänzen.
- Das Erlöspotential hat sich als eher gering in allen Pools herausgestellt, dennoch ist ein funktionsfähiger und gut getesteter DA-UC eine gute Voraussetzung für die Implementierung von komplexeren UCs.
- Für Batteriespeicher Anwendungen wurde dieser UC als sehr relevant und einfach umsetzbar identifiziert.

6.3.2 Intraday

Der Intraday Use Case wurde für den Boiler Pool und die Energiemanagementsysteme umgesetzt. Die Erfahrungen bezüglich der Umsetzung dieses Use Cases lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Wird für die Pools ausschließlich eine DA-Optimierung durchgeführt, treten für manche Komponenten teilweise sehr starke Prognoseabweichungen auf. Der Intraday-Handel ist in diesem Fall sehr relevant, um diese Prognoseabweichungen abzufangen. Erfolgt dieser Schritt nicht, können bei großen Abweichungen teure Kosten für Ausgleichsenergie entstehen.
- Das zusätzliche Erlöspotential ist eher gering in allen Pools.
- Im Boiler Pool konnte die Fahrplanhaltung und Regulierung durch den Intraday-Handel technisch und wirtschaftlich effizient und gut umgesetzt werden.

6.3.3 Sekundärregelreserve

Für Sekundärregelenergie wurden jeweils Testwochen für den Pool der Batteriespeicher, E-Autos, Wärmepumpen und E-Boiler durchgeführt. Die Erfahrungen bezüglich der Umsetzung dieses Use Cases lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- In den Simulationen ergab sich für diesen UC im Vergleich zu den anderen Use Cases das größte Ertragspotenzial (Konkret im Zeitraum von 2018-2019).
- Sowohl in der Optimierung als auch in der Umsetzung ergab sich eine verhältnismäßig hohe Komplexität. Dies ist auf die hohe Anzahl an zusätzlich benötigten Datenprozesse zur Flex+ Plattform und eine steigende Optimierungskomplexität zurückzuführen.
- Eine höhere Modellkomplexität im Vergleich zu den anderen UCs ergab längere Laufzeiten in der Lösungsfindung bei der Optimierung.
- Im SRL-UC wurde aufgrund der Poolgröße und der 4h Produkte der gesamte Pool in einem Optimierungsproblem behandelt. Dabei skaliert die Laufzeit aber nicht mehr linear mit der Poolgröße. Eine Optimierung auf Komponentenebene führt eventuell nicht zum globalen Optimum, kann aber in Hinsicht auf die Laufzeiten zu bevorzugen sein. Die Poolgröße ist in diesem Fall hinsichtlich der Laufzeit nicht mehr beschränkt.
- Die binäre Steuerung der Boiler erschwerte ebenfalls die Lösung des linearen Modells, wodurch sich sehr hohe Laufzeiten ergaben. In diesem Fall wurde eine Block Optimierung in 4h Produkten getestet, welche in iterativen Optimierungsschritten die Laufzeit sehr stark verringert, von über 10 Stunden, auf etwa 10 Minute. Daraus resultiert ein Trade-off zwischen dem globalen Optimum zugunsten der Lösbarkeit, das globale Optimum wird dabei möglicherweise nicht erreicht
- Ein starker Anreiz entsteht durch die reduzierten Netzentgelte, diese sollten daher bei Betrachtung der Wirtschaftlichkeit immer mitberücksichtigt werden.
- Um als Regelreserveanbieter anbieten zu können, bedarf es einem großen Pool von mindestens 1MW Flexibilität. Zusätzlich braucht es Back-up/ Fallback Kapazitäten innerhalb des Pools.
- Kombinierte Use Cases bergen höhere Herausforderungen in der Umsetzung (z.B. beim E-Auto der Use Case DA + ID+ SRL). Die Wärmepumpen benötigten beispielsweise noch eine zweite parallele Schnittstelle für Regelenergie, zusätzlich zur Schnittstelle über welche der Fahrplan übergeben wird.

6.3.4 Komponentenpools

Aus den Testbeds der Komponentenpools, konnten ebenfalls „Best practices“ und „Lessons learned“ erhoben werden. Diese beziehen sich speziell auf die Umsetzungen in den Demos bzw. die damit verbundenen Optimierungsalgorithmen.

Beim **Wärmepumpenpool** bestand die größte Herausforderung im Prognosemechanismus für den Heizbedarf bzw. das Gebäudemodell. Umso wichtiger ist die Entwicklung von robusten Frameworks und insbesondere Fallbackmechanismen, wie sie im Projekt umgesetzt wurden, um Komfortverluste der Prosumer zu vermeiden. Zukünftig sollten

Modelle mit niedrigerer Komplexität getestet werden, mit dem Ziel verbesserte Optimierungsergebnisse mit verbesserten Prognosewerten zu erhalten. Eine Übersicht über Best Practices und Lessons learned aus dem Wärmepumpenpool ist in Abbildung 72 gegeben.

WÄRMEPUMPEN POOL

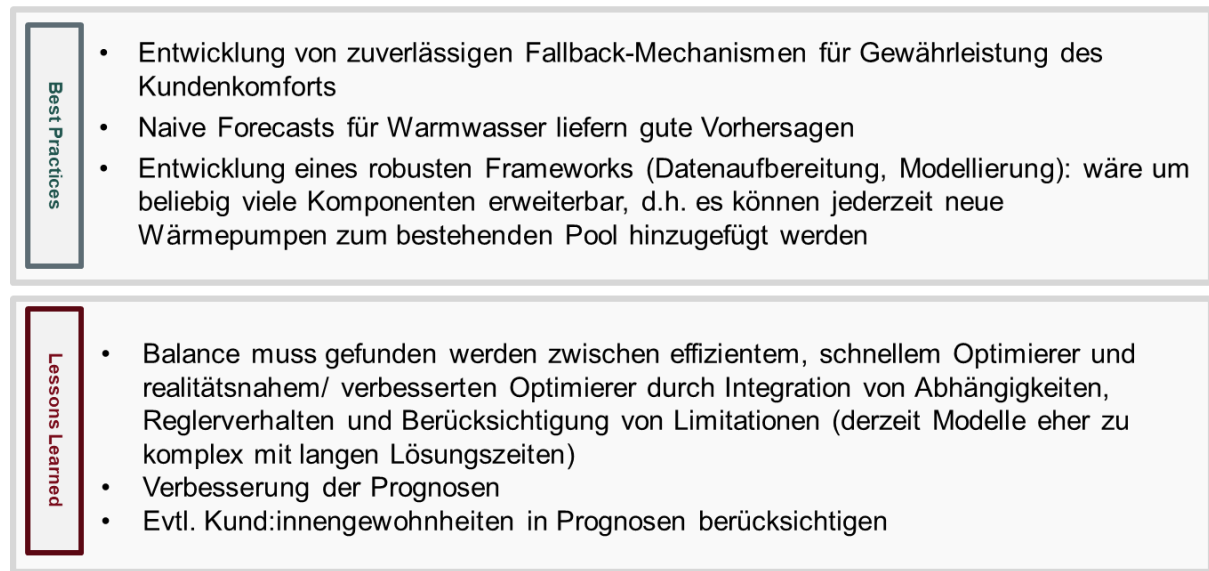


Abbildung 72 Best Practices und Lessons learned des Wärmepumpen-Pools

Der im **Boiler-Pool** umgesetzte Intradayhandel hat sich als besonders effektiv erwiesen, um Prognoseungenauigkeiten effizient auszugleichen. Im Vergleich dazu wurde in anderen Pools nur ein Intraday-Nachkauf umgesetzt, welcher nur die Prognoseungenauigkeiten der Regelernergieabrufe, nicht aber des Verbrauchs beinhaltet. Dieser Intradayhandel sollte zukünftig in allen Pools angedacht werden, damit die finanziellen Nachteile durch Prognoseungenauigkeiten verringert werden können. Außerdem sollte auch hier für schnellere Laufzeiten der Optimierung eine Vereinfachung der Modelle für die Pool-Optimierung in Betracht gezogen werden. Eine Übersicht über Best Practices und Lessons learned aus dem Boiler-Pool ist in Abbildung 73 gegeben.

BOILER POOL

Best Practices	<ul style="list-style-type: none">• Vor der Demo-Ansteuerung wurden alle Boiler gleichzeitig angesteuert → Optimierte Ansteuerung stellt eine Verbesserung dar durch Verringerung der Gleichzeitigkeiten• Neue Schnittstelle wurde erarbeitet, bei neuem Flex+ „plug'n'forget“ Boiler wird keine zusätzliche Installation von Hardware benötigt.• Fahrplanhaltung / Regulierung durch Intraday-handel ist technisch und wirtschaftlich effizient und gut umzusetzen
Lessons Learned	<ul style="list-style-type: none">• Vereinfachung von Modellen für größere Pools<ul style="list-style-type: none">• Vereinfachtes physikalisches Modell ist ausreichend für Pool- Optimierung → größte Fehlerquelle ist ohnehin das Kund:innenverhalten, welches schwer prognostizierbar ist• Rule based / statistical approach models evaluieren und vergleichen• Weitere Vereinfachungen: On/Off Boiler könnten z.B. erst modular berechnet, und dann im Nachgang binär geschaltet werden.

Abbildung 73 Best Practices und Lessons learned des Boiler-Pools

Für den **Batteriespeicher-Pool** wurde sämtliche für die Präqualifikation des Batteriespeicher Pools notwendigen Unterlagen in Abstimmung mit der APG vorbereitet. Es stellte sich heraus, dass einzelne Teilnehmer unterschiedliche technische Voraussetzungen vorweisen, wie z.B. bereits bestehende Regelungsmechanismen, welche berücksichtigt werden müssen. Weitere automatisierte Lasten, die mit dem Batteriespeicher zusammenspielen sollten in zukünftigen Entwicklungen berücksichtigt werden und entsprechende Vergütungsmodelle entwickelt werden. Eine Übersicht über Best Practices und Lessons learned aus dem Batteriespeicher-Pool ist in Abbildung 74 gegeben.

BATTERIESPEICHER POOL

Best Practices

- Vorbereitung der Präqualifikation des Pools
- Proof of Concept für Algorithmus und Umsetzung der Optimierung
- Die gewählten Komponentenschnittstellen haben sich bewährt, dennoch mussten für die verschiedenen Komponenten jeweils individuelle Anpassungen aufgrund der technischen Voraussetzungen je Teilnehmer getätigt werden.

Lessons Learned

- Automatisierung der gesteuerten Lasten muss unbedingt in das Konzept aufgenommen werden um negative Wechselwirkungen zu vermeiden.
- Wahrung der NutzerInnen Zufriedenheit ist teilweise durch technische Herausforderungen beschränkt
- Vergütung im Testbed nach Aktivierung der Komponente, Tarifierung ist für Endkund:innenprodukt noch anzupassen

Abbildung 74 Best Practices und Lessons learned des Batteriespeicher-Pools

Die Optimierung für den **E-Auto-Pool** ließ sich gut umsetzen, eine relevante noch verbleibende Herausforderung stellt hier die Benutzer:inneninteraktion dar. Um zu vermeiden, dass diese bei Ankunft immer den aktuellen Ladestand angeben müssen, bedarf es einer automatisierten Abfrage. Außerdem sollte die Prognose weiterhin verbessert werden, indem beispielsweise Kalendereinträge und individuelles Kund:innenverhalten mit berücksichtigt werden. Eine Übersicht über Best Practices und Lessons learned aus dem E-Auto-Pool ist in Abbildung 75 gegeben.

E- AUTO POOL

Best Practices

- Linearer Optimierungsansatz der Ladevorgänge konnte gut realisiert werden, liefert gute Performance für die Anzahl an Teilnehmer:innen im Projekt
- Umsetzung von klaren Prozessen bei Erstellen & Übergabe des Komponentenfahrplans
- Datenaustausch mit Flex+ Plattform funktioniert gut
- Backup: Offline Fahrplan verfügbar (zuletzt empfangener Fahrplan)

Lessons Learned

- App/UI: Statt manuelle Eingabe des Ladezustands bei Ankunft, automatisierte Abfrage (bisher nur DC Ladepunkte, neue ISO auch für AC Ladepunkte entwickelt);
Notwendige Daten: Direkter Zugriff auf die Daten der OnBoard Batterie des E-Autos
- Ggf. Erweiterung um Kalendersynchronisation von Benutzer:innen
- Sammlung von weiteren Infos zum E-Auto und deren Verwendung in Optimierung.

Abbildung 75 Best Practices und Lessons learned des E-Auto-Pools

Für die beiden Case Studies des **Energiemanagementsystems** stellte die Herausforderung dar, viele verschiedene Komponenten in möglichst vereinfachter Weise in der Optimierung abzubilden. Durch die Komplexität der Optimierung ist eine gewisse Rechenkapazität notwendig, die möglicherweise nicht mit jedem Energiemanagementsystem bzw. den lokalen Komponenten erbringbar ist. In weiterer Folge sollten auch hier verschiedene Detailgrade der Optimierung in ihrer Laufzeit und Funktionalität verglichen werden. Eine Übersicht über Best Practices und Lessons learned aus dem Energiemanagementsystems ist in Abbildung 76 gegeben.

ENERGIEMANAGEMENTSYSTEM

Best Practices

- Der für die Lastprognose bei W.E.B. verwendete SARIMAX (“Seasonal Auto-Regressive Integrated Moving Average with eXogenous factors”) Algorithmus kann die Prognose der nicht- flexiblen Lasten gut abbilden.
- Solver GPLK war als Solver für lineare Probleme vollkommen ausreichend (sowohl für Intel i5 Prozessor als auch am Server), es gab keine Laufzeitprobleme.
- LP-Modell Formulierung hat in der Optimierung gute Ergebnisse gebracht. Einschränkung bei der Beschreibung von nichtlinearem Verhalten bei hohen/niedrigen Ladezuständen führte aber zu Einschränkungen bei der Qualität der Modellierungen.

Lessons Learned

- Für die Optimierung wäre es interessant zusätzlich verschiedene Modellierungsansätze in der Praxis zu Vergleichen.
- Gemischt ganzzahliger Optimierungsansatz hätte eine genauere Batterie Simulation/Optimierung ermöglicht, durch stückweise lineare Modellierung. Unter Umständen hätte das aber negative Auswirkungen auf eine spätere Skalierbarkeit der Lösung auf mehrere simulierte Systeme gehabt.
- Datenaufbereitung: Das Smart Home Gateway (wo die Optimierung ausgeführt wird) hat den Zweck Geräte zu steuern und ist für Simulationen nicht ausgelegt.

Abbildung 76 Best Practices und Lessons learned des Energiemanagementsystems

6.3.5 Flex+ Plattform

Die Flex+ Plattform wurde im Zuge des Projektes erfolgreich umgesetzt und konnte alle benötigten Prozesse erfüllen. Für eine Weiterverwendung dieser sollten die Prozesse allerdings laufend erweitert werden, und das Monitoring bzw. eine Auswertung der Daten laufend erfolgen, um einen reibungslosen Betrieb zu ermöglichen. Eine Übersicht über Best Practices und Lessons learned ist in Abbildung 77 gegeben.

FLEX+ PLATTFORM

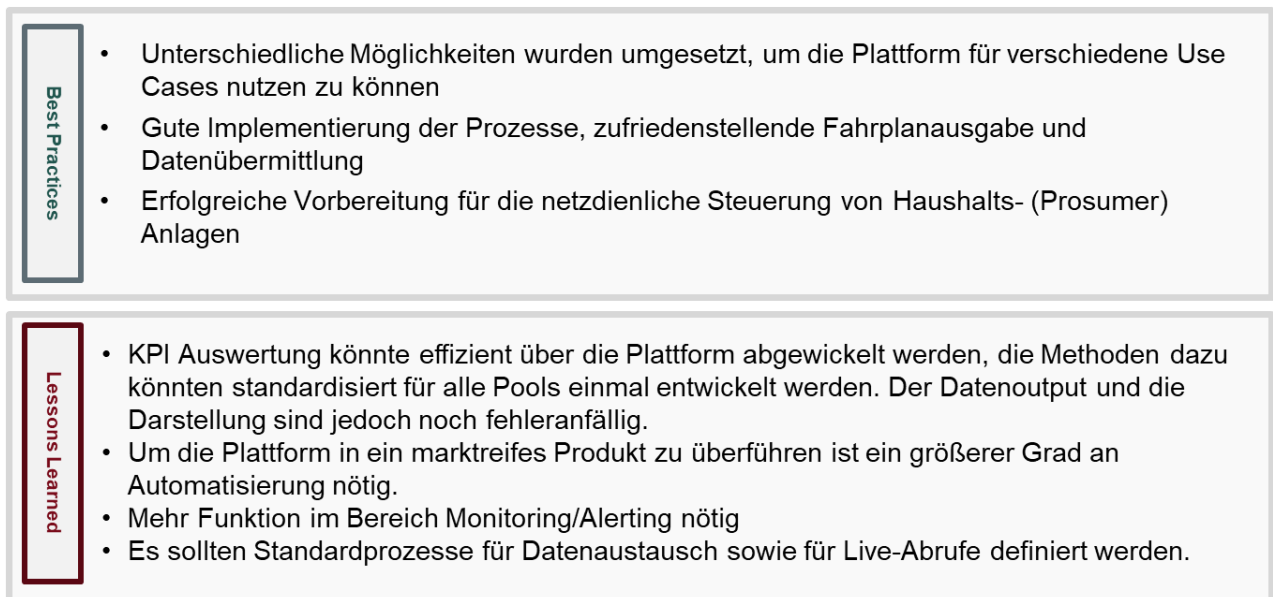


Abbildung 77 Best Practices und Lessons learned der Flex+ Plattform

6.4 Handlungsempfehlungen und Verwertungsstrategien

Basierend auf den Projektergebnissen und Befragungen der Testbedleiter:innen und beteiligten Stakeholder wurden Handlungsempfehlungen und Verwertungsstrategien abgeleitet. In den folgenden Sub-Kapiteln werden Empfehlungen zu weiteren technischen Entwicklungen bzw. der Umsetzung, zu Handlungsempfehlungen bezüglich der Kund:inneninteraktion, Empfehlungen in Richtung Politik und geplante Verwertungsstrategien beschrieben.

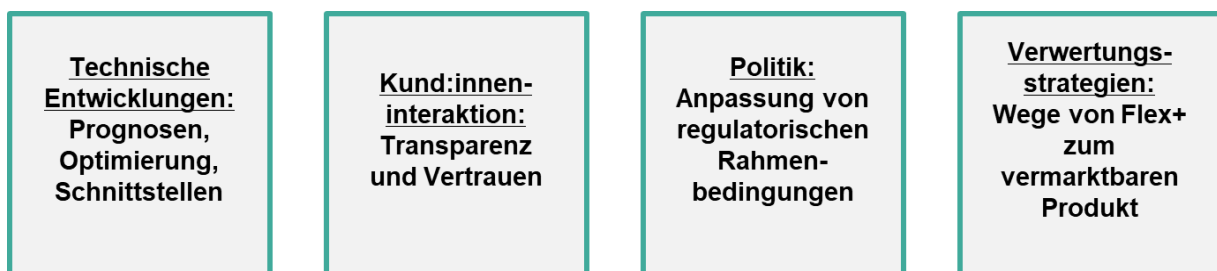


Abbildung 78 Vier Säulen/Bereiche, zu denen Handlungsempfehlungen erarbeitet wurden

6.4.1 Empfehlungen für Entwickler (Prognosen, Optimierung, Schnittstellen)

- **Verbesserung von Prognosen der Start- und Endladezeitpunkte der EVs:** Die Prognosen der Zeitpunkte, an denen das Elektroauto an der Ladestation angeschlossen wird, sollte weiter verbessert werden. Dabei muss auf das spontane und individuelle Verhalten der Teilnehmer:innen eingegangen werden, was innerhalb der Software für die Ladesäulen verbessert und optimiert werden könnte. Ein Ansatz, diese Prognosen zu verbessern, wäre die Entwicklung und Evaluierung von alternativen Vorhersage-Modellen. Wichtig ist für die Einbindung von Kund:innen außerdem eine einfache Bedienung, sodass der Ladevorgang einfach bei Ankunft am Ladepunkt gestartet werden kann. Daher empfiehlt es sich, Wert auf ein ansprechendes und funktionales User Interface zu legen.
- **Verbesserung der Prognose-/und Optimierungsmodelle des Wärmepumpenpools:** Da die Prognosen des Kund:innenverhaltens sehr aufwendig und schwierig darzustellen sind (beispielsweise durch Heizen und Warmwasserbedarf) und weitere unbekannte Einflussgrößen die Prognose und damit die Fahrplanerstellung erschweren, könnte ein alternativer Ansatz, bei dem keine Einzelfahrpläne erstellt werden, geeigneter sein. Dabei könnte ein gemeinsamer Fahrplan für eine große (z.B. >100) Anzahl an Kund:innen erstellt werden, in dem sich Einzeleffekte besser ausgleichen. Verschiedene vereinfachte Modelle und Ansätze sollten daher getestet und verglichen werden.
- **Reduktion der Investitionskosten durch Nutzbarmachung von vorhandener Infrastruktur:** Die Fähigkeit der gegenwärtigen Zähler zu nutzen, auszulesen und Abrechnungen daraus zu erstellen sind problematisch, da für die Flexibilitätseinbindung oftmals Investition und Installation in weitere Subzähler notwendig sind, die jedoch sich durch Einparungen nur langsam amortisieren. Ein Ansatz, der wenig bis keine Neuinstallationen benötigt, wäre daher zu bevorzugen.
- **Start der Implementierung mit vereinfachten Modellen, schrittweisen Steigerung der Komplexität:** Ein Verbesserungsvorschlag für zukünftige Projekte konnte hinsichtlich der Tatsache identifiziert werden, dass zu Beginn sehr detaillierte und mitunter auch komplizierte Anfangsmodelle entwickelt wurden. Nach Implementierung und Umsetzung im echten Demobetrieb gestaltete sich die Fehlersuche in diesen komplexen Modellen als äußerst schwierig und aufwendig. Die Implementierung eines anfänglich einfacheren Modells, das erst im Nachgang um weitere erforderliche Parameter und Eigenschaften ergänzt würde, könnte sich in dieser Hinsicht rückblickend als praktikabler erweisen. Beispielsweise kann der entstandene Entwicklungsaufwand für das Unternehmen iDM

kann als relativ hoch, bzw. höher als erwartet bezeichnet werden. Der zusätzliche Mehraufwand hat sich aus einem zusätzlichen Entwicklungs- und Betreuungsaufwand ergeben.

- **Automatisierung der Schnittstellen für Regelenergie:** Für einen größeren Rollout würde es eine zentrale Plattform benötigen, um für Transparenz bei z.B. einem Lieferantenwechsel zu sorgen und Fehlerquellen im Datenkarussell der APG durch Verwechslungen bei den Zählpunkten zu vermeiden. Dieser Prozess wird im Moment noch manuell durchgeführt und muss für jeden Zählpunkt separat angefordert werden. Dieser Prozess könnte zukünftig automatisiert und effizienter gestaltet werden. Ebenso braucht es eine zentrale Plattform, für eine schnellere Präqualifikation von gleichartigen Anlagen bei der APG.
- **Vorantreiben von gemeinsamen Normen und Standards, offene Schnittstellen:** Was die Einbindung von Komponenten oder Flexibilitäten vereinfachen würde, sind gemeinsame Normen und Standards sowie auch offenen Schnittstellen.

6.4.2 Empfehlungen zu Kund:inneninteraktion und Transparenz

- **Konzeptvermittlung und langsames Heranführen von Kund:innen an die Automatisierung:** Eine der größten Herausforderungen stellt noch immer die Vermittlung des Konzepts und des Nutzens an Endkund:innen dar. Dies liegt einerseits an den unklaren, schwer darstellbaren und hoch komplexen Zusammenhängen, dem unklaren direkten Nutzen sowie dem hohen persönlichen/hardware-lastigen Eingriffen in den Privatbesitz in Kontrast zum hohen Bedürfnis nach Kontrolle, Transparenz und Information der Endkund:innen. Dem könnte einerseits begegnet werden, indem das Angebot der Flexibilitätseinbindung in ein größeres Gesamtpaket zusammengefasst wird. Andererseits geht es auch um ein iteratives Lernen und Heranführen an das Verständnis vom Wert von Flexibilität, anhand sehr simpler und vereinfachter Möglichkeiten. Dies kann durch Visualisierungen und zeitnahe Darstellungen und Tools erfolgen. Die Darstellung von Ergebnissen und Abläufen sollten möglichst vereinfacht werden. Im Idealfall kann die Flexibilitätseinbindung beispielsweise bei Wärmepumpe und E-Boiler komplett unbemerkt stattfinden, sodass Eingriffe keinen Einfluss auf Nutzer:innenverhalten und Einschränkungen im Komfort zu spüren sind.
- **Einbindung von Endkund:innen durch Kommunikation:** Für das Boiler-Testbed konnten viele Teilnehmer:innen gewonnen werden, um deren Anlagen einzubinden und zu steuern. Erwähnenswert in diesem Zusammenhang ist speziell der Kontakt bzw. die

Kommunikation mit den Endkund:innen. Durch ausführliche Vorgespräche konnten Prozesse und Abläufe möglichst kund:innenorientiert in die überaus komplexe Flex+ - Kette eingebunden werden. Die Vermittlung des Konzepts stellt jedoch große Herausforderungen und Zweifel hinsichtlich des Nutzens für Privathaushalte dar, dementsprechend bedarf es einer Marketingstrategie für die Kund:innen mit einer klaren aber vereinfachten Darstellung. Aus Gesprächen mit Endkund:innen konnte außerdem ebenfalls die Erkenntnis gewonnen werden, dass das Prinzip des Warmwasserspeichers mit wenig Emotionalität verbunden ist, und als einzige Voraussetzung für die Zufriedenstellung der Kund:innen die ständige Verfügbarkeit des Warmwassers garantiert sein sollte. Die Einbindung in ein flexibles System muss in diesem Fall für die Endkund:innen so einfach wie möglich sein.

- **Fokus auf Kund:innenkomfort und offene Kommunikation darüber:** Der Kund:innenkomfort sollte besonders für Heizsysteme immer die höchste Priorität haben, erst danach kann auf die vorgegebenen Fahrpläne eingegangen werden. Zu bedenken ist auch, dass es mitunter zu einem höheren Energiebedarf kommen kann. Der Grund dafür, muss für die Kund:innen anschaulich plausibilisiert werden. Es sollte festgehalten werden, dass Kund:innen darüber informiert werden müssen, dass sich ihre Wärmepumpe mitunter anders verhalten kann, als im autarken Betrieb (Betrieb zu ungewohnten Zeiten etc.). Vor allem gerade die technikaffineren Kund:innen haben ein ungewöhnliches Verhalten oft sehr schnell erkannt. Daher ist es besonders im Bereich der Wärmepumpe ratsam, offen und ausführlich mit den Endkund:innen zu kommunizieren.
- **Datenschutz und die Vermittlung von Vertrauenswürdigkeit:** Die Einhaltung von Datenschutz und die Vermittlung von Vertrauenswürdigkeit und Einhaltung der Regeln, ist generell ein wichtiges Thema. Kund:innen müssen vergleichsweise viele Informationen preisgeben, sodass die Optimierung ideal funktioniert und verbessert wird. Über den Projektverlauf gab es hier jedoch keine weiteren Erkenntnisse oder bzw. gibt es seitens der Unternehmen keine weiteren Empfehlungen, Anmerkungen oder Bedenken, insbesondere, da die Zustimmung der Steuerung von den Endkund:innen bereits davor bewilligt wurde. Manche Unternehmen, wie z.B. Fronius, haben bereits andere Services angeboten, daher mussten auch im Rahmen des Projektes keine besonderen Themen beachtet werden.

6.4.3 Handlungsempfehlungen in Richtung Politik

- **Vollständige Umsetzung der EU-Direktiven:** Die im Rahmen des *Clean Energy for all Europeans Package* (CEP) geschaffenen Direktiven zielen in vielen Punkten auf die

aktive Einbindung von Endkund:innen ab. Die auf EU-Ebene entwickelten Rahmenbedingungen müssen innerhalb eines Zeitrahmens von ein bis zwei Jahren in nationales Recht umgesetzt werden. Für die Renewable Energy Directive endete die Umsetzungsfrist am 30. Juni 2021, für die Electricity Market Directive bereits am 31. Dezember 2020. Alleine die Umsetzung der Richtlinien zu Energiegemeinschaften hat gezeigt, dass die wenigsten Mitgliedsstaaten in der Lage sind, dieser Verpflichtung nachzukommen. Österreich ist hier eines der wenigen positiven Beispiele, die entsprechende Gesetze und Gesetzesanpassungen innerhalb der vorgegebenen Frist umsetzen konnten, um Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften und Bürgerenergiegemeinschaften zu ermöglichen. Jedoch ist auch hier die Umsetzung nicht lückenlos. Während in den EU-Direktiven an vielen Stellen auf die Inklusion von vulnerablen Konsument:innen – hinsichtlich Energiearmut -- verwiesen wird, finden diese vulnerablen Verbrauchergruppen im österreichischen Gesetz, zumindest in Bezug auf Energiegemeinschaften, keine spezielle Berücksichtigung. Zusätzlich bleiben Vorgaben der EU-Direktiven in Bezug auf Flexibilität und Aggregation derzeit noch weitestgehend nicht umgesetzt. Hier wird sich zeigen, ob das anvisierte Strommarktgesetz (2022) diese Lücken schließen kann. Zusammenfassend sind zwei Punkte als wesentlich hervorzuheben. Einerseits sollten Gesetze innerhalb kurzer Zeit umgesetzt werden können, um deren Wirkung nicht durch langwierige und bürokratische Umsetzungsprozesse zu schmälern. Andererseits ist es notwendig Gesetze lückenlos umzusetzen, um größtmögliche Wirkung zu erzielen.

- **Regelmäßige Gesetzesänderungen:** Ein signifikanter Unsicherheitsfaktor bei der aktiven Teilnahme von Endkund:innen am Energiemarkt oder an Energiegemeinschaften sind regelmäßige Gesetzesänderungen. Die allerwenigsten Endkund:innen sind Willens, sich regelmäßig mit geänderten regulatorischen Rahmenbedingungen auseinanderzusetzen. Außerdem ist die Planbarkeit von z.B. Förderungen essenziell, um eine breite Umsetzung zu forcieren. Aus diesem Grund wird empfohlen, Gesetze von Beginn an im Detail auszuarbeiten, um nach dem Inkrafttreten eines Gesetzes nur noch dringend nötige Änderungen durchzuführen. Im Bereich der Energiegemeinschaften wurde für das Ende des ersten Quartals 2024 eine Evaluierung angekündigt, ob Energiegemeinschaften ausgewogen an den Systemgesamtkosten beteiligt sind. Sollte die Kosten-Nutzen-Analyse negativ ausfallen, ist es durchaus denkbar, dass die reduzierten Netztarife wieder abgeschafft werden. Dies führt schon heute zu Verunsicherung im Bereich der Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaften, da somit nicht langfristig mit finanziellen Vorteilen kalkuliert werden kann.

- **Vereinfachung der Kund:inneneinbindung:** Wichtig ist es für die Etablierung von Energiegemeinschaften, vor allem auch in Verbindung mit aggregierten Pools, Standardisierung zu forcieren. Die Komplexität der Regelung der Erzeugung und des Verbrauchs, der Zuordnung der Zählpunkte, der Energieflüsse und der Abrechnung steigt schnell an und muss bewältigt werden. Eine weitere Verkomplizierung stellt die Notwendigkeit der freien Stromlieferantenwahl dar, da Energieflüsse nicht gebündelt einem Energieversorger übergeben werden bzw. von diesem Residualstrom eingekauft wird. Dieser Umstand wird verstärkt durch zusätzliche Anbietende von Aggregationsdienstleistungen. Hier sollte hinsichtlich Beratung zur Gründung von Energiegemeinschaften die rasch ansteigende Komplexität hervorgehoben werden und etwaig ein Rechtsrahmen geschaffen werden, der Kund:innenbindung mitberücksichtigt, ohne diskriminierend in eine freie Lieferantenwahl einzugreifen.
- **Energiegemeinschaften und die Flex+-Plattform:** Das derzeitige Flex+-Konzept sieht die Aggregation und Vermarktung von Endkund:innen-Flexibilität über ihre Stromlieferanten (Energieversorgungsunternehmen) und für die Regelreserve Use Cases zusätzlich über Regelreserveanbieter vor. So wäre es auch denkbar, das Konzept der Energiegemeinschaft als zusätzliche Ebene einzubinden, welche Erzeugung, Handel und gemeinsamen Verbrauch von Strom innerhalb der Gemeinschaft ermöglicht. Die Komplexität erhöht sich jedoch enorm, sollten Flex+-Plattform bzw. Energiegemeinschafts-Teilnehmende unterschiedliche Stromlieferanten für ihren Rest- und Überschussstrom bzw. Regelreserveanbieter wählen, was jedoch durch die freie Stromlieferantenwahl immer möglich ist und auch gewährleistet sein muss. Hierbei ist zusätzlich zu der aufwändigen Mess- und Regelungsstrategie bei den Endkund:innen auch mit sehr komplexen Abrechnungen für die Lieferanten zu rechnen, deren Aufwand voraussichtlich auch monetär zu vergüten wäre. Sollte die Vermarktung der Flexibilität auf den Energiemärkten über die Energiegemeinschaft anhand der nach EAG ermöglichten „Aggregationsdienstleistungen“ erfolgen, müsste die Energiegemeinschaft nach jetzigem Stand einen Stromhändler-/Stromlieferantenstatus beantragen, was mit hohem administrativem Aufwand und mit der Übernahme von Ausgleichsenergieverantwortlichkeit (und somit signifikanten Kosten) verbunden wäre.

6.4.4 Verwertungsstrategien

Die vorherrschende Meinung der Projektpartner ist, dass Flexibilität im Stromnetz der Zukunft einen Wert haben wird. Dieser werde auf Grund der gegenwärtigen Entwicklungen des Energiepreises, sowie der gesetzlichen Entwicklungen noch verstärkt werden. Dieser Wert kann auf unterschiedlichen Märkten gewinnbringend vermarktet werden bzw. in ein

Geschäftsmodell umgewandelt werden. Damit kann ein Mehrwert für Bewohner:innen und Unternehmen im Vermarktungs- und Dienstleistungsbereich erbracht werden.

- **Weiterentwicklung der Produkte bei Forschungspartner:innen:** Die Erkenntnisse aus dem Forschungsprojekt werden bei den Partnern bereits in weiteren Forschungsprojekten weiterentwickelt, beispielsweise mit dem Fokus auf die Umsetzung und Weiterentwicklung des User Interfaces und der Datenvisualisierung für Endanwender:innen, sowie die Einbindung und Weiterentwicklung von Flexibilität im Themenbereich von Plus-Energiequartieren.
- **Entwicklung von neuen Geschäftsmodellen und Themen:** Aufgrund der derzeitigen Energiesituation wird beispielsweise in der bestmöglichen Bewirtschaftung von Batterien ein großes Potential gesehen. Dabei wäre für Kund:innen ein „Rund um Sorglos“ – Paket sehr hilfreich, um in diese neuartige Thematik einzutauchen. Fronius beschäftigt bereits Expert:innen mit entsprechendem Know-how, das im Zuge des Projektes noch erweitert werden konnte. Die Weiterentwicklung und Konkretisierung von Flexibilitätsvermarktung mit Regelenenergie Fokus wurde bereits in einem Forschungsprojekt begonnen. Großes Verwertungspotential wird weiters auch im Bereich der Energiegemeinschaften (sowie analoger Konzepte wie P2P Trading, Virtual Power Plants) gesehen. Im Falle einer flächendeckenden Ausrollung wird gerade dieses Themenfeld aus Sicht des Partners Fronius einen enormen wirtschaftlichen Anschlag liefern. Der Vorschlag, dass Endkund:innen bei Komponentenanschaffung nur teilweise Anschaffungskosten tragen und daher (z.B. 50% Kundin, 25% Hersteller, 25% Förderung) und die Teilnahme in Flexibilitätsplattform von Anfang an Bedingung für Förderung und Mitwirkung ist, aber auch nicht erst im Nachhinein kommuniziert wird.
- **Produktentwicklung in Zusammenarbeit mit relevanten Stakeholdern:** Die Produktweiterentwicklung beispielsweise des „Smarten Boilers“ zielt als hochwertiges Produkt eher in ein höherpreisiges Segment ab. Der neue Markt von smarten Geräten benötigt jedoch mögliche Partnerschaften mit EVUs und ein Tarifmodell, das Flexibilitätsvermarktung ermöglicht. Ein höchst interessanter Zielmarkt ist der mehrgeschossige Wohnbau, da hier häufig in allen Wohnungen standardmäßig Boiler verbaut werden. Verwertungsstrategien in Kombination mit übersichtlichen Informationen, beispielsweise für Mieter:innen in Wohnungen mit smarten Geräten und der Möglichkeit dies bei einem EVU anzumelden mit einem „smarten Tarif“ bedarf Kooperationen, und zudem strategisch platzierte, sehr anwender:innenfreundliche Informationen. „Added services“ könnten durch zusätzliche, digitale Anleitungen, Handbücher, Ersatzteillisten sowie digital abschließbare Verträge etc. ergänzt werden. In Kombination mit der

vermehrten Nutzung von erneuerbarer Energie durch Windkraft und PV, könnte so auch zusätzlich der Direktnutzungsanteil erhöht werden.

- **Fokus auf zukunftsorientierte Themen:** Ein Blick sollte außerdem in die Zukunft gerichtet werden, und nicht nur das eigene Produkt betrachten, sondern auch andere/parallele Themen, Komponenten und Flexibilitäten mitdenken. Aus diesem Grund ist die Schnittstellenentwicklung essenziell. Weiters ist eine ständige Weiterentwicklung von firmeninternem Know-How anzuraten.

6.5 Zusammenfassung

Das Projekt Flex+ zeigte die Machbarkeit der Teilnahme von Prosumer:innen-Komponenten an Spot- und Regelenergiemärkten auf. Diese ist sowohl unter den derzeitigen regulatorischen Rahmenbedingungen gegeben, also auch technisch möglich. Auch die Endkund:innenbedürfnisse und Komfortkriterien wurden bei der Umsetzung berücksichtigt, indem Mechanismen für die Einhaltung von Raumtemperaturgrenzen, Warmwasserversorgung und E-Auto-Batterieladungen sowohl in der Optimierung als auch in der Demo berücksichtigt wurden. In den Demos hat sich allerdings auch gezeigt, dass die technische Umsetzung aufwändiger als ursprünglich erwartet ist, die Prognosealgorithmen noch verbessert werden müssen und die Erlöse bei den Strompreislevels in den Simulationszeiträumen (01.10.2017 – 30.09.2018 und 01.11.2018 – 30.06.2019) eher gering ausfallen. Es ist davon auszugehen, dass diese Erlöse bei der derzeitigen Marktsituation im Frühjahr 2022 deutlich höher wären. Um die Kosten der Einbindung weiter zu reduzieren, bedarf es einer Vereinheitlichung von Schnittstellen und einer kosteneffizienten technischen Umsetzung, um die Anbindung zu vereinfachen. Gleichzeitig braucht es robuste Geschäftsmodelle, um einen wirtschaftlichen Anwendungsfall zu ermöglichen. Flexibilität wird einen steigenden Wert im Stromnetz der Zukunft haben, daher sollte die im Projekt Flex+ untersuchte Einbindung auf Komponentenebene weiterverfolgt werden.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 Struktureller Aufbau des Projektes Flex+.....	10
Abbildung 2 Übersicht über die Arbeitspakete und die darin verwendeten Methoden	11
Abbildung 3 Übersicht über die in Flex+ betrachteten Märkte	13
Abbildung 4 Abweichung und Rückkehr zur geplanten Temperatur bei maximalem negativen Regelenergieabruf	18
Abbildung 5 Benötigte Leistungsvorhaltung wenn negative Regelenergie angeboten aber nicht abgerufen wird	18
Abbildung 6 Benötigte Leistungsvorhaltung wenn vollständig angebotene negative Regelenergie abgerufen wird	19
Abbildung 7 Interaktion der Komponenten im Wärmepumpenmodell.....	21
Abbildung 8 Beispielhaftes Kalibrierergebnis für den Zeitraum von 2 Tagen (resultierende Gebäudetemperatur Plot1 und angelegt Eingangsgroßen Plot3).....	24
Abbildung 9 Testwoche im SRL+DA+ID Use Case	26
Abbildung 10 Weitere SRL Testwoche im Wärmepumpentestbed	27
Abbildung 11 Schematische Darstellung Plattformen und Optimierer Boilerpool	30
Abbildung 12 Demowochen Ergebnis aus DA Markt Ergebnissen.....	31
Abbildung 13 Angebot von Sekundärregelenergie im Boilerpool	32
Abbildung 14 Schema der Flexibilitätspotential-Aggregation für den Batterie-Pool	33
Abbildung 15 Langfristige Auswirkungen von Entscheidungen	34
Abbildung 16 Architektur Konzept Batteriepool	41
Abbildung 17 Grundkonzept gRPC für den Batteriepool.....	41
Abbildung 18 Microservice Struktur im Batterie-Pool.....	42

Abbildung 19 DA – Forecast/Schedule Batteriepool	44
Abbildung 20 DA - Schedule/Activations/SOC Batteriepool	44
Abbildung 21 DA - Forecast vs. Realität im Batteriepool	45
Abbildung 22 SRL Demowoche – 20.01.2022 Batteriepool	46
Abbildung 23 SRL Abruf, 20.01.2022 Batteriepool.....	47
Abbildung 24 Graphische Darstellung des E-Mobility-Pools.....	48
Abbildung 25 Marktoptimierter Ladevorgang eines Elektrofahrzeugs	50
Abbildung 26 Übersicht technisches Konzept E-Auto Pool und Ladepunkt	52
Abbildung 27 Plot der Day-Ahead Optimierungsergebnisse 13.09.2021 bis 17.09.2021	55
Abbildung 28 Plot des Referenzszenarios 13.09.2021 bis 17.09.2021	55
Abbildung 29 Optimierung nach Regelenergie Arbeitspreis Low 11.10.2021 bis 15.10.2021	56
Abbildung 30 Optimierung nach Regelenergie Arbeitspreis Low mit Regelenergieabrufen 11.10.2021 bis 15.10.2021	57
Abbildung 31 Graphische Darstellung eines Energiemanagementsystems und der zugehörigen Lastflüsse	58
Abbildung 32 Erzeugung einer abregelbaren Photovoltaikanlage	60
Abbildung 33 Marktoptimierter Batteriebetrieb	61
Abbildung 34 Marktoptimierter Ladevorgang eines Elektrofahrzeugs	63
Abbildung 35 Marktoptimierter Verbrauch eines Boilers	65
Abbildung 36 Marktoptimierter Verbrauch eines Boilers mit On / Off Funktionsweise	65
Abbildung 37: Marktoptimierter Verbrauch einer Wärmepumpe.	67
Abbildung 38: Marktoptimierter Verbrauch einer Wärmepumpe mit begrenzter minimalen Leistung.	67

Abbildung 39 Konfiguration des Energiemanagementsystems Sonnenplatz Großschönau.....	69
Abbildung 40 Use Cases in den jeweiligen Perioden. Der Netzanschluss im EMS Sonnenplatz Großschönau ist mit 40 kW begrenzt und ist in der Netzebene 6 angeschlossen. In diesem Energiemanagementsystem gibt es 2 abregelbare Photovoltaikanlagen mit einer gesamten installierten Leistung von 82,33 kW_p. Die erzeugte Energie zwischen Oktober 2017 und September 2018 (Periode 1) beträgt 80,984 MWh, während die erzeugte Energie zwischen November 2018 und Juni 2019 (Periode 2) 42,441 MWh beträgt. Die Volllaststunden der installierten Photovoltaikanlage betragen durchschnittlich 984 Stunden im Jahr.....	70
Abbildung 41 Die Battery-Box HV, die im Energiemanagementsystem Sonnenplatz Großschönau installiert wurde (Fronius, 2019)	71
Abbildung 42 Konfiguration des W.E.B. Windenergie AG -Energiemanagementsystems	73
Abbildung 43 Eine der 140 Zellen, die das Batteriemodul im Energiemanagementsystem WEB bildet (CALB, 2017).	73
Abbildung 44 W.E.B-Ladesäulen (W.E.B., 2019)	75
Abbildung 45 Flex+ Umgebung mit zentraler Plattform.....	76
Abbildung 46 Schematische Übersicht zum Ablauf der Handels- und Optimierungsprozesse	77
Abbildung 47 Angebotene negative Regelenergiemenge pro Komponente pro Jahr im Zeitraum 2 nach der Markttrennung	80
Abbildung 48 Angebotene positive Regelenergiemenge pro Komponente pro Jahr im Zeitraum 2 nach der Markttrennung (Hinweis: In Abbildung 47 weicht Höhe der Skalierung der y-Achse ab)	80
Abbildung 49 Absolute Einsparungen pro Komponente pro Jahr in Euro bei Teilnahme an verschiedenen Strommärkten für Zeitraum 1.....	82
Abbildung 50 Absolute Einsparungen pro Komponente pro Jahr in Euro bei Teilnahme an verschiedenen Strommärkten für Zeitraum 2.....	82
Abbildung 51 Prozentuelle Einsparungen pro Komponente pro Jahr in Euro bei Teilnahme an verschiedenen Strommärkten für Zeitraum 1	83
Abbildung 52 Prozentuelle Einsparungen pro Komponente pro Jahr in Euro bei Teilnahme an verschiedenen Strommärkten für Zeitraum 2	84

Abbildung 53 Einsparungen in Zeitraum 3 pro Komponente für zwei Wochen durch DA+ID Optimierung	84
Abbildung 54 Zusammenfassung Themen zum Nutzungskontext (links) sowie Motive, Werte und Themen, die mit Komponentenbesitz stehen und erhalten werden sollen (FH Technikum Wien)	94
Abbildung 55 Einbindung E-Auto in Flexibilitätsplattform (links), Workshop Dokumentation Prozess Risiken (rote Pfeile) und Chancen (gelbe und grüne Pfeile) (rechts)	96
Abbildung 56 Zusammenfassung der KPI Bewertungen aus den Testbedbegleitungen (FH Technikum Wien, Werner).....	100
Abbildung 57 Rückmeldungen der Testbedteilnehmer:innen zur Zufriedenheit mit dem Informationsangebot und zur Einbindung in das Projekt (numerische) (FH Technikum Wien).....	101
Abbildung 58: Flex+ UI Integration (idm / ms.gis).....	102
Abbildung 59: UI Iterationen Kreisel (von links nach rechts)	103
Abbildung 60: UI Iterationen Austria Email (von links nach rechts).....	103
Abbildung 61: Einordnung der SUS Ergebnisse (Grafik aus Bangor et al, 2009)	104
Abbildung 62 Use Cases 1,2 und 3 als Business Model Canvas für Lieferanten. (Quelle: Darstellung TU Wien-EEG)	106
Abbildung 63 Projektlaufzeit vs. Marktentwicklungen	107
Abbildung 64 Day-Ahead-, Intraday- und SRL-Marktpreise in den beiden Perioden, die im Projekt für die Simulationen der Komponentenpools berücksichtigt wurden	108
Abbildung 65: Day-Ahead-Marktpreise und durchschnittliche Regelenergiepreise von Mai 2020 bis April 2022 in Österreich (Quelle: ENTSOE Transparency Platform, https://transparency.entsoe.eu).....	109
Abbildung 66 Erweitertes Datenkarussell um Energiebilanzierung. (Quelle: Darstellung aWATTar)	114
Abbildung 67: Benötigte Rechenzeit der Optimierungsprobleme für verschiedene Poolgrößen in den drei Setups	121

Abbildung 68: Benötigte Rechenzeit der Optimierungsprobleme für verschiedene Poolgrößen in den zwei lokalen Setups	121
Abbildung 69: Durchschnittliche tägliche Ersparnisse der gesamten Pools im Vergleich zum Referenzbetrieb für unterschiedliche Poolgrößen und die drei Setups	122
Abbildung 70: Unterschied in den Gesamtkosten zum Referenzbetrieb für verschiedene Einspeisebeschränkungen in den betrachteten Perioden	124
Abbildung 71: Angebotene Regelreserve der Batterie für verschiedene Einspeisebeschränkungen in den betrachteten Perioden	124
Abbildung 72 Best Practices und Lessons learned des Wärmepumpen-Pools	128
Abbildung 73 Best Practices und Lessons learned des Boiler-Pools.....	129
Abbildung 74 Best Practices und Lessons learned des Batteriespeicher-Pools.....	130
Abbildung 75 Best Practices und Lessons learned des E-Auto-Pools	131
Abbildung 76 Best Practices und Lessons learned des Energiemanagementsystems	132
Abbildung 77 Best Practices und Lessons learned der Flex+ Plattform	133
Abbildung 78 Vier Säulen/Bereiche, zu denen Handlungsempfehlungen erarbeitet wurden	133

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 Im Projekt entwickelte Use-Cases	13
Tabelle 2 In den Demos durchgeführte Use Cases für jeden Pool	14
Tabelle 3 Optimale Zuschläge, wenn eine optimale Strategie zur Verfügung steht	37
Tabelle 4 Merkmale der Batterien	38
Tabelle 5 Einnahmen pro Maximale Ladeleistung pro Jahr (Euro/kW/Jahr)	39
Tabelle 6 Übersicht Batteriepool Demowochen	40
Tabelle 7 Ladeleistungen der Ladesäulen.....	48

Tabelle 8: Technische Parameter der Wärmepumpe TERRA SW Basic (IDM, 2019).	71
Tabelle 9: Ladeleistungen der Ladesäulen.	74
Tabelle 10 Zusammenfassung der Gesamtkosten und Gesamteinnahmen für jedes Testbed in den entsprechenden Testwochen	85
Tabelle 11 Spezifische Netto-Gesamtenergiekosten für die teilnehmenden Testbeds in den entsprechenden DA-Wochen	86
Tabelle 12 Zusammenfassung der Nettokosten und Gesamterlöse für die DA+ID-Woche 18.10 -22.10.2021	87
Tabelle 13 Spezifische Netto-Gesamtenergiekosten für die einzelnen teilnehmenden Testbeds während der entsprechenden SRL-Wochen	88
Tabelle 14: Spezifische Einsparungen in ct/kWh im DA Use Case im Vergleich zum Referenzszenario ohne Marktteilnahme für verschiedene Komponentenpools.	91
Tabelle 15: Spezifische Einsparungen in ct/kWh im SRL+DA+ID Use Case im Vergleich zum Referenzszenario ohne Marktteilnahme für verschiedene Komponentenpools.	91
Tabelle 16 Vor- und Nachteile für verschiedene Preis- und Reduktionsmodelle	112
Tabelle 17 Anforderungen an Komponenten bei verschiedenen Regelreserveprodukten	116

Literaturverzeichnis

APG Austrian Power Grid AG, 2014a. Technische Präqualifikation für Bezug/Lieferung von Primärregelservice.

APG Austrian Power Grid AG, 2014b. Technische Präqualifikation für Bezug/Lieferung von Sekundärregelreserve.

APG Austrian Power Grid AG, 2014c. Technische Präqualifikation für Bezug/Lieferung von Tertiärregelreserve.

Austrian Power Grid AG, 2022. Ausschreibungen der Primärregelreserve in der Regelzone APG [WWW Document]. URL <https://www.apg.at/de/markt/netzregelung/primaerregelung/ausschreibungen> (accessed 3.4.22).

Austrian Power Grid AG, 2022. Ausschreibungen der Sekundärregelleistung in der Regelzone APG [WWW Document]. Ausschreib. Sekundärregelleistung Regelzone APG. URL <https://www.apg.at/de/markt/netzregelung/sekundaerregelung/ausschreibungen> (accessed 3.4.22)

Austrian Power Grid AG, 2022. Ausschreibungen der Tertiärregelreserve in der Regelzone APG [WWW Document]. Ausschreib. Tertiärregelreserve Regelzone APG. URL <https://www.apg.at/de/markt/netzregelung/tertiaerregelung/ausschreibungen> (accessed 3.4.22).

Austrian Power Grid AG, 2021a. Modalitäten für Regelreserveanbieter in Österreich Version 1.3 [WWW Document]. URL <https://www.apg.at/markt/-/media/08344A0C1AF6404F8E8155B544A0B8A4.ashx> (accessed 3.4.22)

Austrian Power Grid AG, 2021b. Anlage 1 zu den Modalitäten für Regelreserveanbieter in Österreich [WWW Document]. Maßnahmenkatalog Regelreserven.

Austrian Power Grid AG, 2015. Erläuterungen Regelreserven .URL <https://www.apg.at/markt/-/media/3F8C9277B7684F1FBFC1CFF6D933E1AF.ashx> (accessed 3.18.22)

Baetens, R., Dierckxsens, C., Mijlemans, L., Joseph, P., Krisper, U., Lacko, R., Paravan, D., Oštir, T., Artač, G., Popit, A., Markočič, R., 2016. FutureFlow-WP1-D1.1-Requirements-for-DR-DG-participation-in-aFRR-Markets.pdf.

Brooke, J. SUS: A Retrospective. Journal of User Experience (JUX), Vol. 8, Issue 2, February 2013 pp. 29-40, ISSN: 1931-3357

E-Control, 2019. Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen.

EAG-Novelle: Abänderungsantrag Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (AA-217 XXVII. GP), URL https://www.parlament.gv.at/PAKT/VHG/XXVII/AA/AA_00217/index.shtml [abgerufen: 31.01.2022]:

EAG: Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (BGBl. I Nr. 181/2021), URL <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20011619> [abgerufen: 24.01.2022]:

EAG: Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (Beschluss des Nationalrates), URL https://www.parlament.gv.at/PAKT/VHG/XXVII/BNR/BNR_00348/index.shtml [abgerufen: 24.01.2022]:

EIWOG (2010): Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010, URL [https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20011619](#) [abgerufen: 24.01.2022]:

<https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20007045>

EMD: Electricity Market Directive (Directive (EU) 2019/944), URL [abgerufen: 25.01.2022]: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:32019L0944&from=EN>

EMR: Electricity Market Regulation (Regulation (EU) 2019/943), URL [abgerufen: 25.01.2022]: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:32019R0943&from=en>

Jansen, M., Schneider, D., Siefert, M., Widdel, M., 2014. REgelenergie durch Windkraftanlagen. 13. Symposium Energieinnovation.

Musterverträge - ebUtilities [WWW Document], 2022. URL <https://www.eutilities.at/mustervertraege.html> (accessed 3.4.22)

Oesterreichsenergie. (09. 04 2019). Von <https://oesterreichsenergie.at/regelreserve-abwicklungsvereinbarung.html> abgerufen

Osterwalder, A., & Pigneur, Y. (2010). Business Model Generation . New Jersey: John Wiley & Sons.

RED (II): Renewable Energy Directive, recast (Directive (EU) 2018/2001), URL [abgerufen: 25.01.2022]: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:32018L2001&from=EN>

Schütz, T., & Streblov, R. (2015). A comparison of thermal energy storage models for building energy system optimization.

SNE-VO (2018): Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2018, URL [abgerufen: 24.01.2022]: <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=20010107>

UFG: Umweltförderungsgesetz (BGBl. I Nr. 202/2021), URL [abgerufen: 31.01.2022]: <https://www.ris.bka.gv.at/GeltendeFassung.wxe?Abfrage=Bundesnormen&Gesetzesnummer=10010755>

Kontakt Daten



Regina Hemm

AIT Austrian Institute of Technology GmbH

Giefinggasse 2 | 1210 Vienna | Austria

T +43 50550-6215 | M +43 664 88335515

regina.hemm@ait.ac.at | www.ait.ac.at

Tara Esterl

AIT Austrian Institute of Technology GmbH

Giefinggasse 2 | 1210 Vienna | Austria

M +43 664 8157810

regina.hemm@ait.ac.at | www.ait.ac.at

Johanna Spreitzhofer




AIT Austrian Institute of Technology GmbH



Giefinggasse 2 | 1210 Vienna | Austria

johanna.spreitzhofer@ait.ac.at | www.ait.ac.at

<https://www.ait.ac.at/>

Partner	Kontakt
	<p>Technische Universität Wien, Institute of Energy Systems and Electrical Drives, Energy Economics Group (EEG) Gußhausstraße 25 – 29 A- 1040 Wien</p>
	<p>Software Competence Center Hagenberg GmbH Softwarepark 32a A- 4232 Hagenberg</p>
	<p>FH Technikum Wien, Forschungsschwerpunkt Renewable Energy Systems, A- Giefinggasse 6, 1210 Wien. https://www.technikum-wien.at/forschungsschwerpunkt-renewable-energy-systems/</p>
	<p>World-Direct eBusiness solutions GmbH Unternehmerzentrum 10 A- 6073 Sistrans</p>
	<p>iDM Energiesysteme GmbH Seblas 16-18 A-9971 Matri in Osttirol</p>

	<p>Fronius International GmbH Günter-Fronius-Straße 1 A-4600 Thalheim bei Wels</p>
	<p>Austria Email AG Austriastraße 6 A-8720 Knittelfeld</p>
	<p>neocom group GmbH Industriestraße 6 A-4240 Freistadt</p>
	<p>ms.GIS Informationssysteme G.m.b.H Bahnhofplatz 1a A-2340 Mödling</p>
	<p>WEB Windenergie AG Davidstraße 1 3834 Pfaffenschlag Österreich</p>
	<p>TIWAG-TIROLER WASSERKRAFT AG Eduard-Wallnöfer-Platz 2 6020 Innsbruck</p>
	<p>Energie AG Oberösterreich Böhmerwaldstraße 3 4020 Linz, Österreich</p>

	<p>aWATTar GmbH Lindengasse 56/18-19 1070 Wien</p>
	<p>Sonnenplatz Großschönau GmbH Sonnenplatz 1 A-3922 Großschönau</p>