Deliverable Nr. 9

Beschreibung der Algorithmen und Bewertung der Skalierbarkeit

Regina Hemm, Christian Fuchs, Christopher Burger-Scheidlin, Johanna Spreitzhofer, Tara Esterl

Carlo Corinaldesi, Daniel Schwabeneder, Georg Lettner

Georgios Chasparis, Mario Pichler

Energieforschungsprogramm - 4. Ausschreibung

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

Das Projekt Flex+ (864996) wird im Rahmen der 4. Ausschreibung des Energieforschungsprogrammes der Forschungsförderungsgesellschaft (FFG) und dem Klima- und Energiefonds gefördert

INTERNE REFERENZIERUNG

- **Deliverable Nr.:** D.9
- **Deliverable Name:** Beschreibung der Algorithmen und Bewertung der Skalierbarkeit
- **Lead Partner:** AIT
- **Work Package Nr.:** WP3
- **Task Nr. & Name:** Task 3.3 / Baseline für Arbeitspunkt-Ermittlung
  Task 3.4 / Optimierung der Marktteilnahme
  Task 3.5 / Optimierung der Echtzeit-Aktivierung
  Task 3.6 / Weiterentwicklung Fallback-Methoden
- **Dokument (File):** Flex+Final.docx
- **Speicher Datum:** 2020-06-04

DOKUMENT SENSIBILITÄT

x **Öffentlich**

☐ **Konsortium und ausgewählte Review Partner**

☐ **Ausschließlich Konsortialpartner**

☐ **Vertraulich zwischen ausgewählten Projektpartnern**

ÜBERARBEITUNGSVERLAUF

Version	Datum	Autor	Änderung
0.1	22.01.20	AIT	Erster Entwurf
0.2	19.03.20	AIT	Boiler und Wärmepumpenpool hinzugefügt
0.3	21.03.20	EEG	E-Auto-Pool hinzugefügt
0.4	25.03.20	SCCH	Batterie-Pool hinzugefügt
0.5	15.04.20	AIT, EEG, SCCH	Feedback von Partnern eingearbeitet
0.6	06.05.20	SCCH, AIT	Letzte Änderungen

DOKUMENTEN STATUS

	Datum	Person(en)	Organisation
Autor(en)			
Verifizierung			

Freigabe				

Das Projekt Flex+ (864996) wird im Rahmen der 4. Ausschreibung des Energieforschungsprogrammes der Forschungsförderungsgesellschaft (FFG) und dem Klima- und Energiefonds gefördert

ZUSAMMENFASSUNG

Die in Privathaushalten vorhandenen flexiblen Komponenten wie Wärmepumpen, Warmwasserspeicher, Batteriespeicher sowie an der Ladestation angeschlossene Elektroautos, können durch geeignete Optimierung dazu verwendet werden, das Stromnetz zu stabilisieren, Kosten zu senken und dabei CO_2 einzusparen.

Im Forschungsprojekt Flex+ wird das Potential untersucht, diese vorhandenen Energiemengen auf flexible Art zu nutzen. Um die Komponenten optimal zu verwenden, werden ihre physikalischen Eigenschaften, sowie der Einfluss des Strommarktes modelliert. Durch das Pooling von mehreren Komponenten, soll sowohl die Teilnahme am Regelenergiemarkt als auch an Spotmärkten ermöglicht werden. Mittels mathematischer Optimierungstools werden Fahrpläne erstellt, welche das Ziel haben, entweder Kosten oder CO_2-Ausstoß zu minimieren. Zur Evaluierung des Nutzens werden verschiedene Szenarien modelliert und die jeweiligen Kennzahlen mit einem nicht optimierten Referenzszenario verglichen. Dabei werden die Teilnahme an Primär, -Sekundär und Tertiärregelmarkt, sowie Day-Ahead-Markt und Intradaymarkt untersucht. Außerdem wurde auch die mögliche Reduktion von CO_2 untersucht.

Zur Umsetzung des Pooling-Konzeptes wird im Rahmen des Projektes die sogenannte Flex+-Plattform umgesetzt, welche alle Daten für die Realisierung der Optimierung aller Pools, sowie Abrufsignale aggregiert und weiterleitet.

Dieses Deliverable beschreibt die betrachteten Use-Cases, die herangezogenen Optimierungsmethoden, die Modellierung der Komponenten unter Berücksichtigung der verschiedenen Strommärkte, und die Ergebnisse dieser Optimierungen. Anschließend wird auch noch auf die Umsetzung eingegangen, indem die Aktivierung, Fallbackszenarios der verschiedenen Komponenten im Falle eines Verbindungsabbruches zur Flex+-Plattform und die herangezogene Baseline als Aktivierungsnachweis beschrieben wird.

Bei allen Pools lassen sich die größten Einsparungen, welche zwischen 15-20% liegen, am Sekundärregelenergie-Markt erzielen. Dies liegt unter anderem an den reduzierten Netzkosten beim Bezug von negativer Regelleistung. Die Teilnahme am Tertiärregelenergiemarkt bringt nur geringe Mehrerlöse im Vergleich zur reinen Preis-Optimierung über den Day-Ahead Spotmarkt. Für die Umsetzung wurde ein ausführliches Ablaufkonzept vorgestellt, weiters auch Vorschläge für die Baseline der einzelnen Komponenten, einem Nachweis für die Aktivierung zum Zeitpunkt der Erbringung. Außerdem wurden auch komponentenspezifische Fallback-Szenarien für den Fall eines Verbindungsabbruches mit der Flex+-Plattform erstellt.

INHALTSVERZEICHNIS

1 EINLEITUNG 11

2 USE CASES UND ANNAHMEN 12

2.1 Referenzszenario 12

2.2 DA 12

2.3 PRL + DA + ID 12

2.4 SRL +DA + ID 13

2.5 TRL + DA + ID 15

2.6 DA + ID 16

3 BATTERIE-POOL OPTIMIERUNG 17

3.1 Methode 17

3.1.1 Rahmen und Definitionen 17

3.1.2 Optimierungs-Methodik 21

3.1.3 DA/ID Optimierung 26

3.1.4 RE Optimierung 28

3.1.5 RE+DA/ID Optimierung 34

3.2 Ergebnisse (Flexibilität und Erlöse) 34

3.2.1 Referenzszenario 34

3.2.2 PRL+DA+ID 35

3.2.3 SRL + DA + ID 38

3.2.4 TRL+DA+ID 43

3.2.5 DA+ID 46

3.3 Parametervariation 48

[redacted] 48

[redacted] 51

3.3.3 CO_2 Vergleich 54

3.3.4 EXAA DA Preise 57

3.4 Zusammenfassung 60

4 BOILER-POOL OPTIMIERUNG 61

4.1 Methode 61

4.2 Ergebnisse (Flexibilität und Erlöse) 62

4.2.1 Referenz Szenario 62

4.2.2 DA 62

4.2.3 SRL + DA + ID 63

4.2.4 TRL + DA + ID 65

4.2.5 DA + ID 65

4.3 Zusammenfassung 66
4.3.1 Zeitraum 1 67
4.3.2 Zeitraum 2 68
4.3.3 Zeitraum 3 69
4.4 Parametervariation 69
4.4.1 Haushaltsgröße 69
4.4.2 Poolgröße 70
4.4.3 CO-2 Vergleich 70
4.4.4 Vergleich von stündlichen und ¼-stündlichen Marktpreisen 72
5 E-MOBILITY-POOL OPTIMIERUNG 73
5.1 Methode 73
5.2 Ergebnisse (Flexibilität und Erlöse) 76
5.2.1 Referenz Szenario 76
5.2.2 DA-Szenario 76
5.2.3 SRL + DA + ID 78
5.2.4 TRL + DA + ID 80
5.2.5 DA + ID 82
5.3 Parametervariation 84
5.3.1 Zeitraum 2 84
5.4 Zusammenfassung 85
6 WÄRMEPUMPEN-POOL OPTIMIERUNG 87
6.1 Methode 87
6.1.1 Wärmepumpenmodell 87
6.1.2 Gebäudemodell 88
6.1.3 Andere Speicher 91
6.2 Ergebnisse (Flexibilität und Erlöse) 91
6.2.1 Referenzszenario 92
6.2.2 DA 93
6.2.3 SRL+DA+ID 94
6.2.4 TRL+DA+ID 94
6.2.5 DA+ID 95
6.3 Parametervariation 97
6.3.1 CO_2 97
6.4 Zusammenfassung 99
6.4.1 Zeitraum 2 99
6.4.2 Zeitraum 1 100

7 VERGLEICH DER EINNAHMEN UND FLEXIBILITÄTEN ALLER POOLS 101

8 AKTIVIERUNG 106

8.1 Ablaufdiagramm Vortag (SRL+DA+ID) 106

8.2 Ablaufdiagramm SRL-Regelenergieaktivierung (SRL+DA+ID) 109

8.3 Intradaynachkauf im Echtzeitbetrieb (SRL+DA+ID) 110

8.4 Nachträgliche Abrechnung (SRL+DA+ID) 111

8.5 Ablaufdiagramm Vortag (DA + ID) 112

8.6 Optimierung Echtzeit (DA + ID) 114

8.7 Nachträgliche Abrechnung (DA + ID) 116

9 FALLBACK SZENARIO FÜR POOLS 117

10 BASELINE 119

10.1 Einleitung 119

10.1.1 Regelenergie 119

10.1.2 Baseline 120

10.2 Baseline Berechnungsmethoden 121

10.2.1 Allgemein 121

10.2.2 Konventionelle Erzeugungsanlagen 121

10.2.3 Volatile Erzeugungsanlagen 123

10.3 Baselineberechnung für Wärmepumpen 124

10.4 Baselineberechnung für PV Anlagen 125

10.4.1 Nachweis nach Fahrplan 125

10.4.2 Nachweis nach möglicher Erzeugung 126

10.4.3 Nachweis nach dem Physikalisch – Probabilistisches Modell 126

10.5 Baselineberechnung für Batteriespeicher 127

10.5.1 Regelenergiebereitstellung 127

10.5.2 Eigenverbrauchsoptimierung und Regelenergiebereitstellung 127

10.6 Das Schieberegister 129

10.6.1 Grundlagen 129

10.6.2 Motivation 129

10.6.3 Anwendung auf Wärmepumpen 130

10.6.4 Mögliche Erweiterungen der Theorie 133

10.6.5 Offene Fragen 134

10.6.6 Vor- und Nachteile des Gesamtkonzepts 134

10.6.7 Mögliche Komplikationen bei der Integration des SR in bestehende Konzepte 135

10.6.8 Grundlegende Erkenntnisse und Fazit des Schieberegisters 138

10.6.9 Datenanalyse von WPs im Bezug auf das SR 139
10.6.10 Anwendung auf Batteriespeicher 142
10.6.11 Erweiterung mit *pop & append* 146
10.7 Baseline-Erstellung für Pools 150
10.8 Fazit 152
11 ZUSAMMENFASSUNG UND SCHLUSSFOLGERUNGEN 154
12 REFERENZEN 155
13 ERGEBNISTABELLEN ANHANG 156
13.1 Batteriepool 156
13.1.1 DA 156
13.1.2 PRL+DA+ID 157
13.1.3 SRL+DA+ID 159
13.1.4 TRL+DA+ID 164
13.1.5 DA+ID 166
13.1.6 CO2-Vergleich 166
13.2 Boilerpool 168
13.2.1 DA 168
13.2.2 SRL+DA+ID 169
13.2.3 TRL+DA+ID 171
13.2.4 DA+ID 173
13.2.5 CO_2 Vergleich 174
13.2.6 Vergleich von stündlichen und ¼-stündlichen Marktpreisen 175
13.3 E-Auto-Pool 176
13.3.1 DA 176
13.4 Wärmepumpenpool 188
13.4.1 DA 188
13.4.2 SRL+DA+ID 190
13.4.3 TRL +DA+ID 192
13.4.4 CO_2 194
13.4.5 DA+ID 194
13.4.6 CO_2 Vergleich 195
14 ABBILDUNGSVERZEICHNIS 196
15 TABELLENVERZEICHNIS 200

EINHEITEN UND ABKÜRZUNGEN

Abkürzung/Einheit	Bedeutung
APG	Austrian Power Grid AG
DA	Day Ahead (Markt)
BMS	Batteriemanagementsystem
FC	Forecast
FIFO	First In First Out
FRR	Frequency Restoration Reserve
ID	Intra Day (Markt)
MPP	Maximum Power Point
MW	Megawatt (Einheit)
PRL	Priärregelleistung
RE	Regelenergie
RL	Regelleistung
SRR bzw. SRL	Sekundärregelreserve bzw. -leistung
SR	Schieberegister
TE	Technische Einheit
TRL	Tertiärregelleistung
TSO	Transmission System Operator dt. Übertragungsnetzbetreiber
SoC	State of Charge dt. Speicherfüllstand
SR	Schieberegister
WP	Wärmepumpe

1 Einleitung

Um die Klimaziele 2030 zu erfüllen, wird in Europa der Ausbau erneuerbarer Energieträger stark vorangetrieben. Durch die hohe Abhängigkeit von Umwelteinflüssen, führt u.a. der Einsatz nachhaltiger Technologien wie beispielsweise Windenergie und Photovoltaik jedoch zu vermehrten Schwankungen im Stromnetz. Diese Problematik erfordert bei gleichzeitigem Rückbau von thermischen Kraftwerken, den Einsatz von Speicherkapazitäten, welche nicht benötigte Energie bei einem Überschuss aufnehmen, und bei einem Mangel wieder abgeben können. Diese Kapazitäten sind in den Haushalten vieler EndkundInnen bereits zu finden, in Form von Elektroautos und Batteriespeichern. Auch Wärmepumpen und Elektroboiler können zu einer Lastverschiebung beitragen, indem sie die überschüssigen Energiemengen bei Bedarf aufnehmen, bzw. bei Lastüberschuss zurückgeregelt werden können. Werden mehrere dieser Komponenten zu sogenannten Pools verbunden, kann die entstehende Flexibilität verwendet werden, um an verschiedenen Strommärkten teilzunehmen und somit Schwankungen in der Erzeugung und des Verbrauchs durch Einspeisung und Abgabe von Energie auszugleichen.

Indem die durch das Pooling und die elektrische und thermische Speicherfähigkeit resultierende Flexibilität durch Preissignale verschiedener Elektrizitätsmärkte genutzt wird, um den Zeitpunkt der Last zu verschieben, kommt es zu möglichen Kosteneinsparungen für EndkundInnen. Außerdem besteht die Möglichkeit, die Flexibilität in Hinsicht auf über den Tag variierende CO_2- Emissionen zu nutzen, welche durch den unterschiedlichen Strommix zu jedem Zeitpunkt entsteht, und so zu einem geringeren Ausstoß des Treibhausgases führt. Der führt. Der finanzielle Mehrwert, sowohl auf Aggregator- als auch Kundenseite ist notwendig, um Pooling-Konzepte umsetzen zu können. Im Rahmen des Forschungsprojektes Flex+ wird das Potential von diesen Komponentenpools zur Netzstabilisierung und Ertragsmaximierung durch Teilnahme am Day-Ahead- und Regelenergiemarkt untersucht. Die flächendeckende Nutzung der Flexibilität von Haushalten kann zur Dekarbonisierung und zu einem weiteren stabilen Stromnetz beitragen. Im Rahmen des Projektes Flex+ werden folgende Pools untersucht: Wärmepumpen, Boiler, E-Autos, Batteriespeicher, Energiemanagementsystem.

Dieses Deliverable beschreibt die Modellierungsansätze, um herauszufinden unter welchen Voraussetzungen das Pooling einen sowohl wirtschaftlich, als auch ökologisch vorteilhafteren Betrieb ermöglichen kann. Es werden verschiedene Use-Cases untersucht, beschrieben, und deren Kosten evaluiert und verglichen. Im Anschluss an die Simulationsergebnisse werden die Umsetzungskonzepte der verschiedenen Use-Cases beschrieben.

2 Use Cases und Annahmen

Nachfolgend werden die verschiedenen in den Simulationen behandelten Szenarien inklusive ihrer Annahmen beschrieben. Alle Szenarien werden 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 finden in 15-Minuten-Auflösung statt.

2.1 Referenzszenario

Um die optimale Vergleichbarkeit zu gewährleisten, wird ein Referenzszenario mit einem konstanten Endkundenstromtarif simuliert. Ziel dabei ist es, die Speichergrenzen der verschiedenen Technologien einzuhalten, ohne den Zeitpunkt des Einkaufs durch die Ausnutzung günstigerer Preise zu beachten. Dadurch ergibt sich ein technisch idealer Fahrplan mit der Minimierung des Energieverbrauchs, da durch den Einkauf zum letztmöglichen Zeitpunkt die Verluste minimiert werden. So entsteht ein technisch optimaler Fahrplan. 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 herstellerspezifische Betriebsmodus zur Eigenbedarfsmaximierung herangezogen werden, da unter den gegebenen Annahmen der technisch optimale Fall eine Nichtbenützung der Batterie zur Folge hätte.

2.2 DA

In diesem Szenario wird allein nach dem variierenden EPEX-Spotpreis am Day-Ahead-Markt 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

Obwohl Primärregelleistung derzeit nur als 12h Produkt angeboten wird, werden aufgrund der bevorstehenden Marktänderung[1] 4h-Produkte in kalendertäglicher Ausschreibung angenommen. 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 Regelenergie 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.

[1] https://www.e-control.at/fragen-und-antworten-zur-deutsch-osterreichischen-strom-preiszone

2.4 SRL +DA + ID

Zur Erstellung des Fahrplanes für dieses Szenario wird der Day-Ahead-Einkauf zeitgleich mit den Regelenergieangeboten optimiert. Für den Day-Ahead-Markt werden dabei die variierenden EPEX-Spotpreise verwendet. Der Einkauf/das Angebot von Sekundärregelenergie erfolgt auf Basis von 4h-Produkten. Die Optimierung findet in 15-Minuten-Auflösung statt, Preise, Abrufwahrscheinlichkeiten und Prognosen liegen 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 1). Der wahrscheinlichste Fall besteht aus der Summe der eingekauften Day-Ahead-Menge zuzüglich der Summe von erwarteter abgerufener Regelenergie in beide Richtungen. Für den Fall, dass die tatsächlich abgerufene Menge abweicht, muss im nächsten Zeitschritt nachgekauft werden, um zum erwarteten Speicherstand 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 Abrufe werden nach der Optimierung mit realen Abrufen ausgewertet. 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 Statistic simuliert. Prognosefehler der Abrufwahrscheinlichkeiten sind somit miteinbezogen. Prognosefehler hinsichtlich Wetter, Erzeugung und Nutzerverhalten wurden bei dieser Bewertung nicht betrachtet.

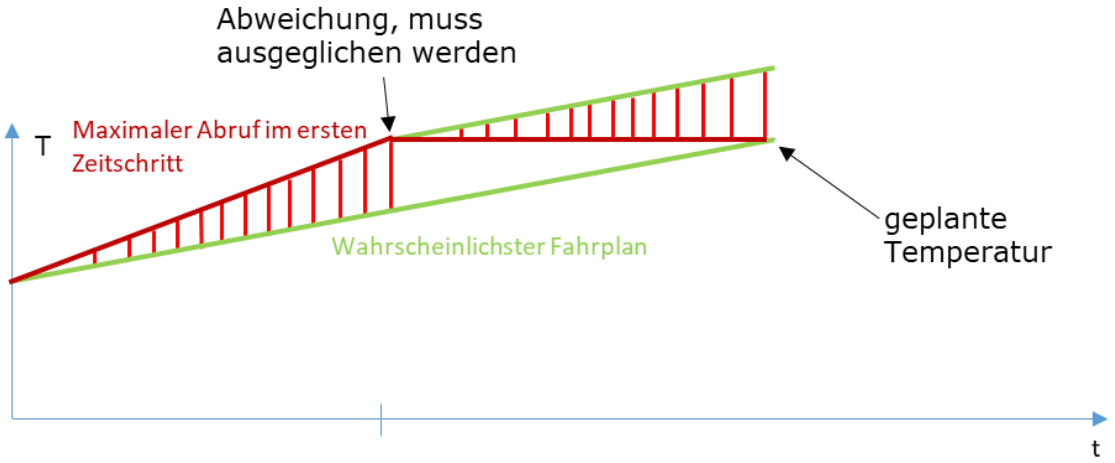


Abbildung 1 Die grüne Kurve zeigt den unter den vorhandenen Prognosen wahrscheinlichsten Temperaturverlauf im Gebäude bzw. im Speicher. Wird die volle negative Regelenergiemenge abgerufen steigt die Temperatur stärker an, als erwartet (rote Linie). Würde man den Fahrplan wie gehabt weiterverfolgen, könnte es passieren, dass die obere Temperaturgrenze überschritten wird. Daher muss die rot schraffierte Energiemenge im nächsten Zeitschritt wiederverkauft werden, um zur ursprünglich für diesen Zeitpunkt vorgesehenen Temperatur zurückzukehren.

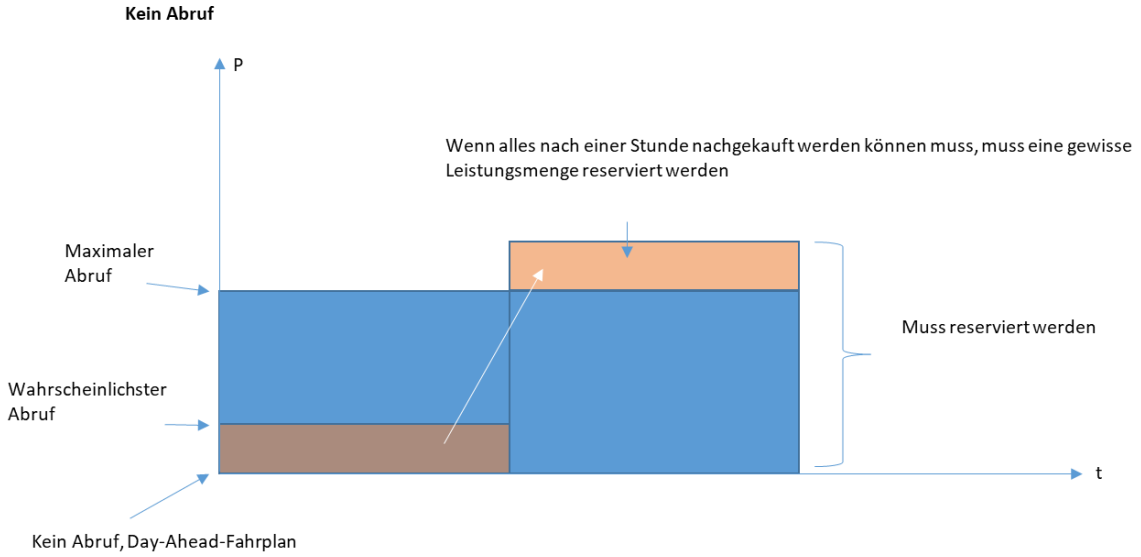


Abbildung 2 Negative Regelenergie wird angeboten, aber nichts abgerufen. Im zweiten Zeitschritt, sieht man, welche Menge an Leistung für diesen Fall freigehalten werden muss, um diese Menge zusätzlich einzukaufen.

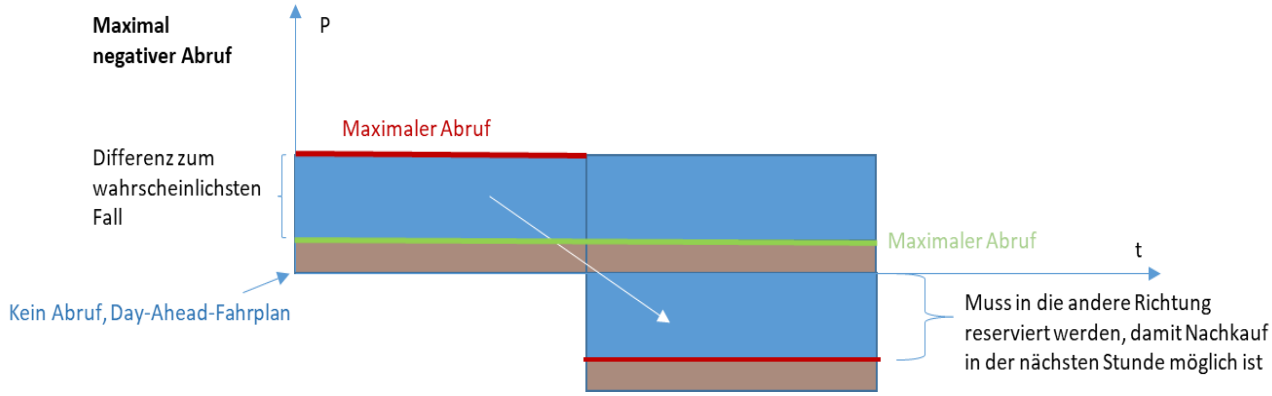


Abbildung 3 Negative Regelenergie wurde angeboten und vollständig aberufen. Die Differenz zum wahrscheinlichsten Abruf, muss im nächsten Zeitschritt für einen Nachkauf berücksichtigt werden.

In Abbildung 2 wird der Fall dargestellt, bei dem negative Regelleistung angeboten, aber nichts davon abgerufen wird. Durch die Verwendung der Abrufwahrscheinlichkeit wird angenommen, dass ein gewisser Teil der angebotenen Menge 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 3) 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.

Der Intradaynachkauf wird nachträglich simuliert. 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 Regelenergie 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 Regelenergie profitiert man daher zusätzlich von den reduzierten Netzkosten, was bei positiver Regelenergie nicht der Fall ist.

2.5 TRL + DA + ID

Siehe auch „SRL + DA + ID".

Zwischen Sekundär- und Tertiärregelenergie 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 insgesamte Erlöspotential ist daher bei TRL geringer als bei SRL.

2.6 DA + ID

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 Batterie-Pool Optimierung

3.1 Methode

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.

3.1.1 Rahmen und Definitionen

Die Zeit wird in Intervalle eingeteilt, die durch ΔT bezeichnet werden, was die Granularität definiert, mit der Messungen gesammelt und Entscheidungen über den Betrieb jeder Batterie und des Batteriepools getroffen werden. Wir gehen davon aus, dass $\Delta T = 1/4h$ ist, was bedeutet, dass jeder Tag in $N = 96$ Zeitintervalle unterteilt ist. In mehreren Fällen werden wir austauschbar die Zeitvariable t verwenden, um auch den Index des entsprechenden Zeitintervalls oder den Beginn eines Zeitintervalls zu bezeichnen. So wird $t + 1$ das nächste Zeitintervall bezeichnen. In einigen Fällen können Entscheidungen mit einer größeren Granularität getroffen werden (z.B. in 4-Stunden-Intervallen in RE-Märkten). Aber auch in solchen Fällen wird die Umsetzung immer gleichmäßig in die feinere Granularität von ΔT verteilt.

Wir erhalten einen Satz $I \stackrel{\text{def}}{=} \{1,2,\dots,n\}$ von Haushalten, die mit Photovoltaik (PV)-Panelen und einer Batterie ausgestattet sind. Lassen Sie uns i auch als ein repräsentatives Element dieser Menge bezeichnen. Zu jedem gegebenen Zeitintervall t kann jeder dieser Haushalte durch die von den PV-Panelen erzeugte elektrische Leistung $P_{PV,i}(t)$, die von den Benutzern/Bewohnern im Haushalt verbrauchte elektrische Leistung $P_{load,i}(t)$, und den Ladezustand $SOC_i(t)$ der Batterie charakterisiert werden.

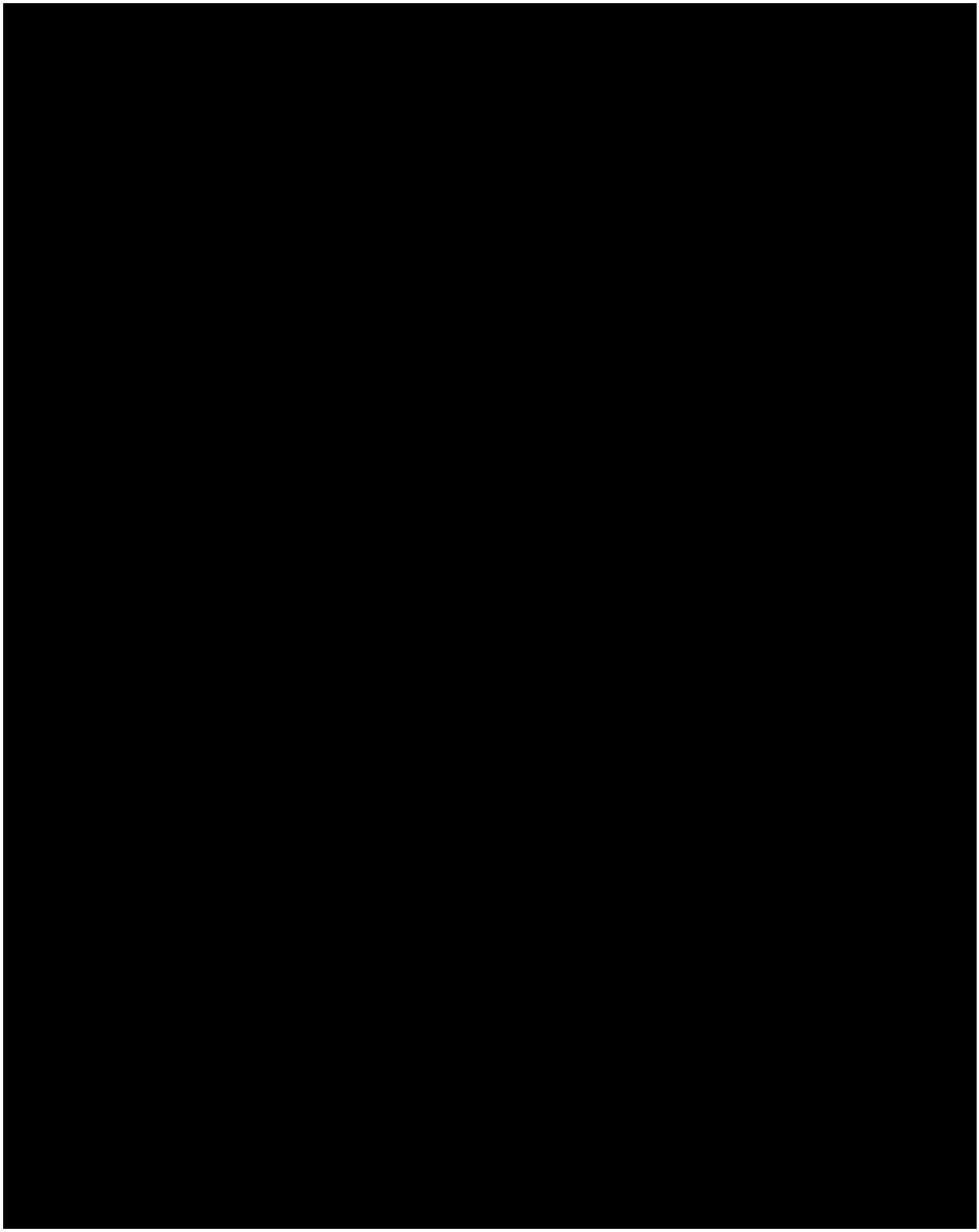
Aufgrund der geringen Dauer dieser Zeitintervalle (15min) werden alle Leistungsvariablen (wie z.B. $P_{PV,i}(t)$ and $P_{load,i}(t)$) immer auf den entsprechenden Mittelwert über das aktuelle Zeitintervall t normiert. Somit nehmen $P_{PV,i}(t)$ and $P_{load,i}(t)$ einen konstanten Wert über das Zeitintervall t an (entspricht dem Mittelwert über das Zeitintervall ΔT). Auf der anderen Seite wird jede Energievariable, z.B. $E_{PV}(t) = P_{PV,i}(t)\,\Delta T$, die gesamte während des Zeitintervalls t ausgetauschte Energie bezeichnen. Schließlich wird der Ladezustand $SOC_i(t)$ dem Ladezustand zu Beginn des Zeitintervalls t entsprechen.

In einigen Fällen werden wir auch die Notation $\Delta P_i(t) \stackrel{\text{def}}{=} P_{PV,i}(t) - P_{load,i}(t)$ verwenden, um die überschüssige Energie (die positiv oder negativ sein kann) zu bezeichnen. Lassen Sie uns auch $P_{g,i}(t)$ als die vom Netz im Zeitintervall t empfangene Leistung bezeichnen und $P_{b,i}(t)$ als die Leistung, die im Zeitintervall t zur Batterie fließt (ohne Lade-/Entladeverluste). Zu jedem gegebenen Zeitpunkt t bestimmt die Leistungsbilanz im Haushalt, dass

$$P_{g,i}(t) = P_{b,i}(t) - \Delta P_i(t)$$

Referenz-Batteriebetrieb. Jede der teilnehmenden Batterien ist mit einem eigenen (logischen) Controller ausgestattet, der *Autarkie* als Hauptziel betrachtet. Nach einem solchen *Referenzregler* wird a) wenn $\Delta P_i(t) > 0$, (d.h. die Stromerzeugung größer als der Lastverbrauch ist), die überschüssige PV-Stromproduktion zunächst zum Laden der Batterie verwendet und der verbleibende Rest ins Netz eingespeist, und b) wenn $\Delta P_i(t) \leq 0$, (d.h. die PV-Stromproduktion kleiner als der Lastverbrauch ist), der Lastverbrauch zunächst von der Batterie gedeckt, und wenn er nicht ausreicht, wird er vom Netz bezogen.

Tabelle 1 Referenzleistung der Batterie



Zu Beginn jedes Zeitintervalls t und unter Berücksichtigung des Ladezustands der Batterie i zu Beginn dieses Intervalls, $SOC_i(t)$, sowie der aktuellen Überschussleistung $\Delta P_i(t)$, können wir die Referenzleistung für die Batterie berechnen (d.h. die Leistung der Batterie unter dem auf der Referenzautarkie basierenden Regler). Hierbei handelt es sich um eine einfache Berechnung, die auf mehreren Merkmalen der Batterie basiert (wie z.B. die maximalen Lade-/Entladeverlustraten der Batterie). Die Einzelheiten einer solchen Berechnung sind in der folgenden Referenz (Chasparis, Pichler, Spreitzhofer, & Esterl, A cooperative demand-response framework for day-ahead optimization in battery pools, 2019) zu finden und in Tabelle 1 aufgeführt.

Ausgehend von der Referenzleistung für die Batterie im Zeitintervall t, $P_{b,ref,i}(t)$, können wir die Referenzleistung aus dem Netz im Zeitintervall t, $P_{b,ref,i}(t)$, auch wie folgt berechnen:

$$P_{g,ref,i}(t) = P_{b,ref,i}(t) - \Delta P_i(t)$$

Energie-Flexibilitätspotenzial. Der Eckpfeiler unserer Methodik ist der Begriff des Energieflexibilitätspotenzials. Im Prinzip ist das Lade- und Entladeflexibilitätspotenzial eines Haushalts i innerhalb eines Zeitintervalls ΔT definiert als die überschüssige Energie (im Vergleich zum Referenzszenario), die innerhalb dieses Intervalls in den Haushalt "geladen" bzw. aus ihm "entladen" werden kann. Beachten Sie, dass wir das Flexibilitätspotenzial in Bezug auf den Haushalt und nicht auf die Batterie definieren, da ein Teil der Flexibilität durch einfaches Blockieren der Batterie entstehen kann. In einigen Fällen werden wir das Ladepotenzial als "negative Flexibilität" bezeichnen (da es der aus dem Netz entnommenen Energie entspricht) und das Entladepotenzial als "positive Flexibilität" (da es der in das Netz eingespeisten Energie entspricht). Der folgende Algorithmus 2 der Tabelle 2 beschreibt, wie das Potential berechnet wird.

Tabelle 2 Flexibilitätspotenzial

Nach Algorithmus 2 der Tabelle 2 wird das Ladepotenzial als positive Differenz zwischen der maximal möglichen Energie, die von der Bezugsenergie in die Batterie geladen werden könnte, und der Referenzenergie in die Batterie berechnet. Beachten Sie, dass diese Berechnung, obwohl sie sich ausschließlich auf Batterieparameter stützt, das Gesamtpotenzial für den Haushalt berechnet. Wenn die Batterie z.B. gegenwärtig geladen wird, d.h. $P_{b,ref,i}(t) > 0$, was impliziert, dass es eine überschüssige PV-Energieerzeugung gibt $\Delta P_i(t) > 0$, dann erreichen wir durch Blockieren der Batterie ein Entladungsflexibilitätspotenzial $v_{d,i}(t) < 0$. Wenn die Batterie andererseits gegenwärtig entladen wird, d.h, $P_{b,ref,i}(t) < 0$, was bedeutet, dass im Haushalt ein Strommangel herrscht, $\Delta P_i(t) < 0$, dann erreichen wir durch Blockieren der Batterie ein Entlade-Flexibilitätspotential $v_{c,i}(t) > 0$.

Um die Begriffe des Flexibilitätspotenzials beim Laden/Entladen besser zu verstehen, betrachten wir das schematische Profil einer Batterie i in Abbildung 4 unter $SOC_i(t)$. In der linken Seite der Abbildung sehen wir, dass $\Delta P_i(t) > 0$. Als Ergebnis sollten wir erwarten, dass die Batterie geladen wird und $P_{b,ref,i}(t) > 0$. Die Energie, die aufgrund des Referenzreglers in die Batterie geladen wird, wurde mit dem gelb schattierten Bereich hervorgehoben. Dies bedeutet, dass das verfügbare Ladepotenzial in diesem Intervall der verbleibende grün schattierte Bereich ist. Andererseits entspricht die positive überschüssige Energie $\Delta P_i(t)$ zusammen mit der der Batterie zur Verfügung stehenden Energie (rot schraffierter Bereich) dem Entlade-Flexibilitätspotenzial.

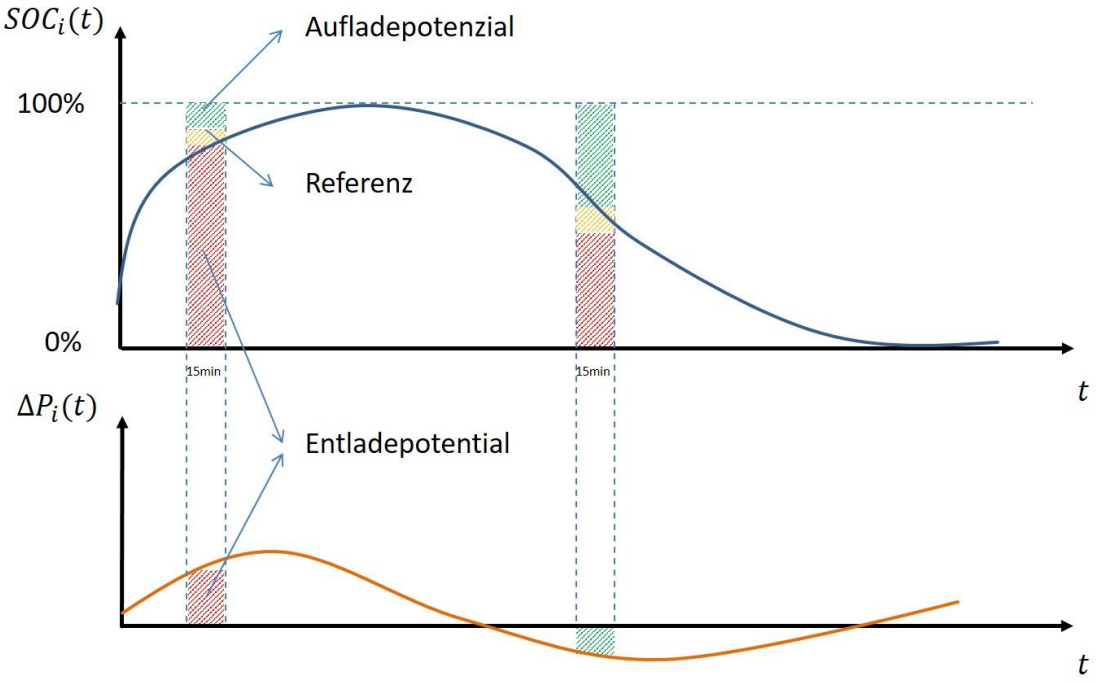


Abbildung 4 Schema des Lade- und Entladepotentials

Energiezuschläge und Optimierungsvariablen. In jedem Zeitintervall ΔT sind wir daran interessiert, den Anteil des verfügbaren Flexibilitätspotenzials zu berechnen, der auf einem Strommarkt gehandelt werden kann (DA/ID/RE). Zu diesem Zweck führen wir den Parameter $u_i(t) \in [-1,1]$ ein, der die *Aktivierung* von Haushalt i im Zeitintervall t repräsentiert. Wenn $u_i(t) \geq 0$, dann repräsentiert $|u_i(t)|$ den Anteil des Ladeflexibilitätspotenzials, der von diesem Haushalt i genutzt wird. Analog dazu, wenn $u_i(t) \leq 0$, dann repräsentiert $|u_i(t)|$ den Anteil des Entladungsflexibilitätspotenzials, der von Haushalt i genutzt wird. Mit anderen Worten, wenn $u_i(t) \geq 0$, dann repräsentiert $e_i(t) = u_i(t)v_{c,i}(t) \geq 0$ die Energie, die von Haushalt i aktiviert wird. Wenn andererseits $u_i(t) \leq 0$, dann ist $e_i(t) = -u_i(t)v_{d,i}(t) \leq 0$ die Energie, die von Haushalt i abgegeben wird. Aus der Perspektive des Haushalts i ist dies eine negative Aktivierung.

Update des Ladezustands und Systemdynamik.

Bei einer Entscheidung über die Aktivierung $u_i(t)$ der Batterie i im Zeitintervall t wird der Ladezustand der Batterie i zu Beginn des nächsten Zeitintervalls $t+1$ sowohl durch $\Delta P_i(t)$ als auch durch die Aktivierung $u_i(t)$ beeinflusst. Der folgende Algorithmus 3 der Tabelle 3 beschreibt die genaue Berechnung von $SOC_i(t+1)$.

Im Wesentlichen liefert Algorithmus 3 der Tabelle 3 die *Systemdynamik*, d.h. wie der Ladezustand der Batterie unter Verwendung des vorherigen Ladezustands und der Aktivierungsentscheidungen des aktuellen Zeitintervalls berechnet wird. Eine schematische Darstellung dieser Systemdynamik ist auch in Abbildung 5 enthalten. Insbesondere ist die Beschreibung der Dynamik in zwei Teile gegliedert: a) der erste Teil (unten) entspricht der tatsächlichen Dynamik (unter der Annahme, dass der Wert von $\Delta P_i(t)$ vollkommen bekannt ist), b) der zweite Teil (oben) entspricht der prognostizierten Dynamik (die der auf Prognosen basierenden Dynamik $\widehat{\Delta P}_i(t)$ entspricht). Mit anderen Worten, der obere Teil (Vorhersagedynamik) entspricht der simulierten Dynamik, während der untere Teil der wahren (unbekannten) Dynamik des Systems entspricht.

Es ist wichtig zu beachten, dass Entscheidungen immer im Hinblick auf die Prognosedynamik getroffen werden, da dies die einzige verfügbare Information ist. Der mit C bezeichnete Regler oder Optimierer nimmt als Eingabe die verfügbaren geschätzten Lade- und Entladepotenziale $\hat{v}_{c,i}, \hat{v}_{d,i}$ und liefert als Ausgabe eine Aktivierungsentscheidung.

Tabelle 3 Aktualisierungsalgorithmus des Ladezustands

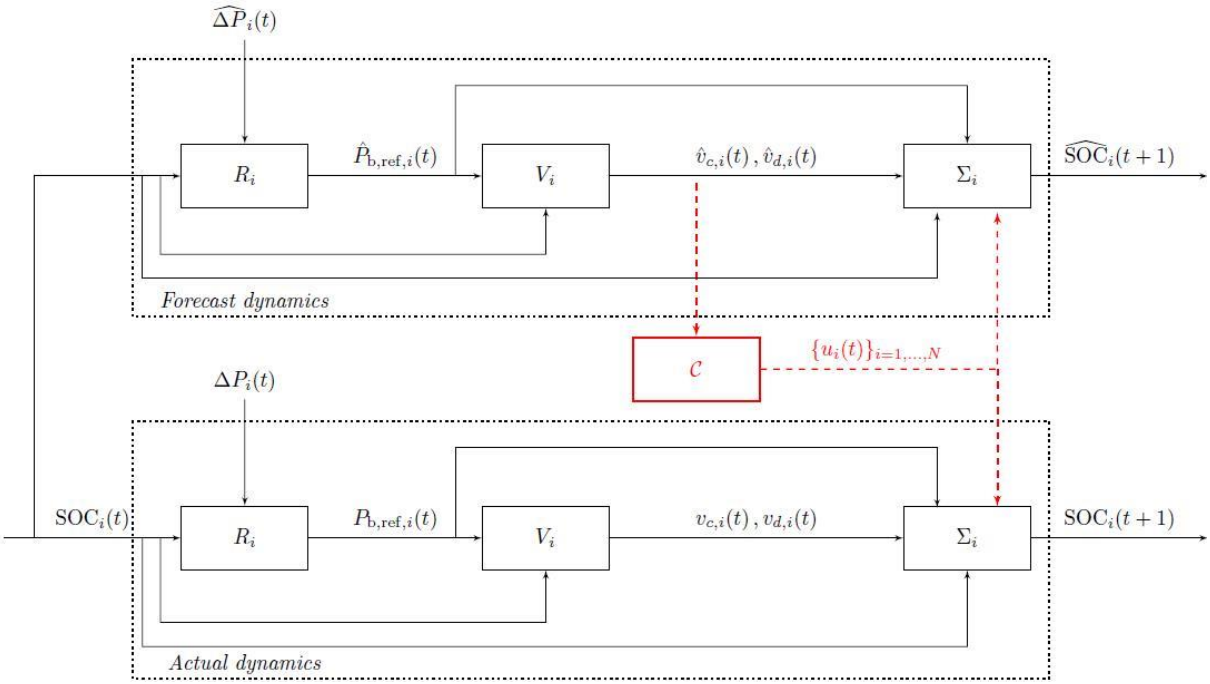


Abbildung 5 Systemdynamik der Batterie des Haushalts i

3.1.2 Optimierungs-Methodik

Setup. Wir haben die notwendige Terminologie zur Beschreibung des verfügbaren Energiepotenzials in einem Einpersonenhaushalt $(v_{c,i}, v_{d,i})$ eingeführt und die Systemdynamik beschrieben, d.h. wie das Flexibilitätspotenzial angesichts der aktuellen Aktivierungen für

diesen Haushalt aktualisiert wird. Darüber hinaus haben wir die Optimierungsvariablen (Energiezuschläge) eingeführt, d.h. die Energie-/Leistungsmengen, die der Batterie-Pool einem Markt anbietet (DA/RE/ID).

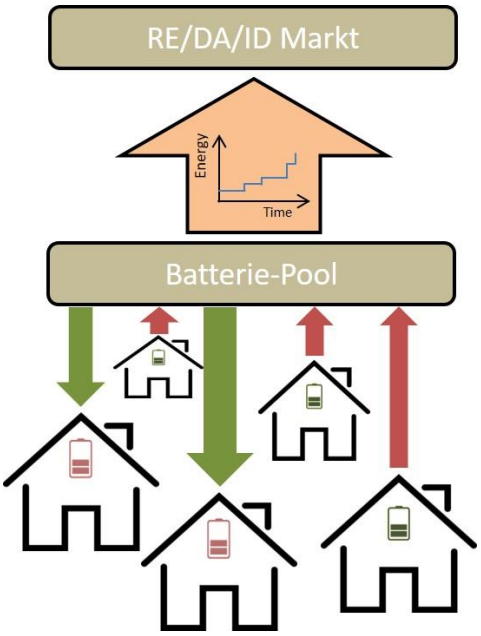


Abbildung 6 Schema der Flexibilitätspotential-Aggregation

Wir möchten die Energieverpflichtungen $\{u(1), u(2), \dots, u(N)\}$ berechnen, die der Batterie-Pool am nächsten Tag einem Markt anbietet, wobei $u(t), t = 1, \dots, N$, der im Zeitintervall t angebotene Energiezuschlag ist. Jeder dieser Zuschläge, der während des Zeitintervalls t angeboten wird, wird durch eine Teilmenge der teilnehmenden Batterien aktiviert, d.h,

$$u(t) = \begin{pmatrix} u_1(t) \\ u_2(t) \\ \vdots \\ u_n(t) \end{pmatrix}$$

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 6 dargestellt, wo die grünen und roten Pfeile die von jeder Batterie aktivierte Energiemenge anzeigen.

Da der Batterie-Pool an drei verschiedenen Typen von Strommärkten teilnehmen kann, nämlich EE, DA und ID, müssen wir die Energiezuschläge pro Energiemarkt berechnen. Daher führen wir die Notation $u_{RE}(t)$, $u_{DA}(t)$, $u_{ID}(t)$ ein, 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:

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

wobei g_{RE}, g_{DA}, und g_{ID} die vom RE-, DA- bzw. ID-Markt erhaltenen Versorgungsleistungen bezeichnen. Die Besonderheiten dieser Abschnitte werden in einem späteren Abschnitt im

Detail definiert. 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.

Um die Rolle des Begriffs g_{ref}, besser zu verstehen, wollen wir uns das Beispiel von Abbildung 7 ansehen. Aufgrund der (entladenden) Energiezuschläge folgt der Ladezustand einem anderen Profil, was im Referenzszenario zu anderen Kosten führt. Insbesondere bezeichne $P^{auto}_{g,ref,i}(t)$ die Leistung, die im Zeitintervall t unter dem autonomen/originalen Referenzszenario, d.h. ohne Energiezuschläge, aus dem Netz bezogen wird, 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:

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

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

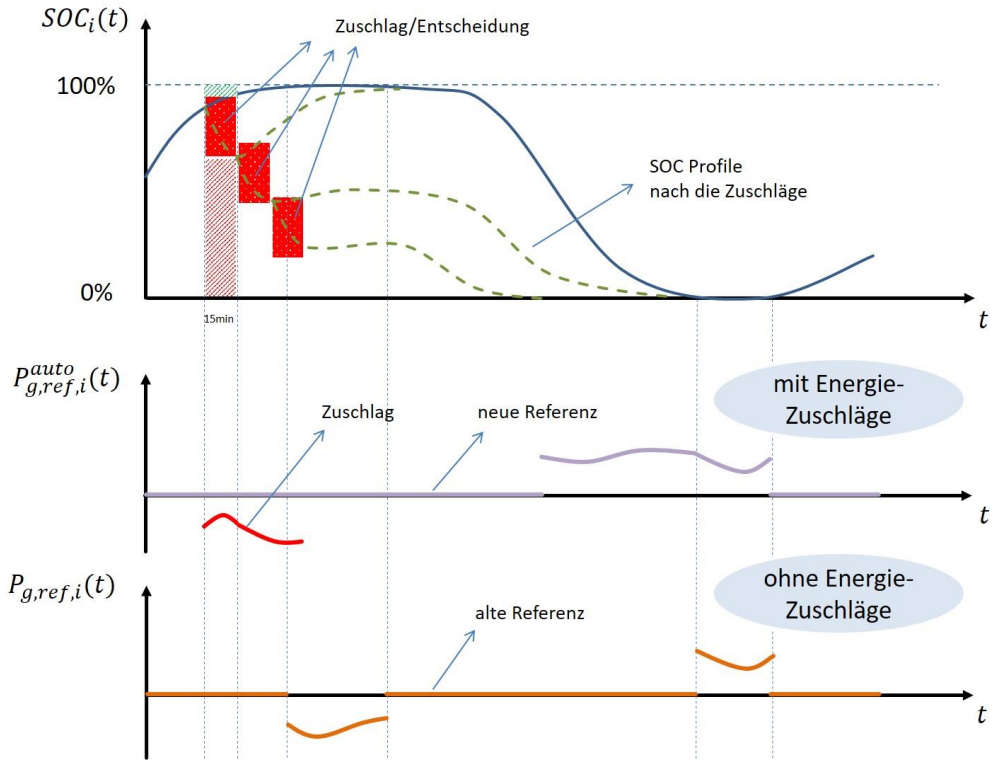


Abbildung 7 Langfristige Auswirkungen von Entscheidungen

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. Zuschläge 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 Energiezuschläge sollten bei der Optimierung die langfristigen Auswirkungen der Entscheidungen berücksichtigt werden. In Abbildung 7 haben wir gesehen, dass jede Energiezuschlag 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:

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

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.

In den folgenden Unterabschnitten werden wir diskutieren, wie eine solche generische Optimierungsformulierung rechnerisch effizient angegangen werden kann, und wir werden sie für die verschiedenen Strommärkte oder Kombinationen davon spezialisieren.

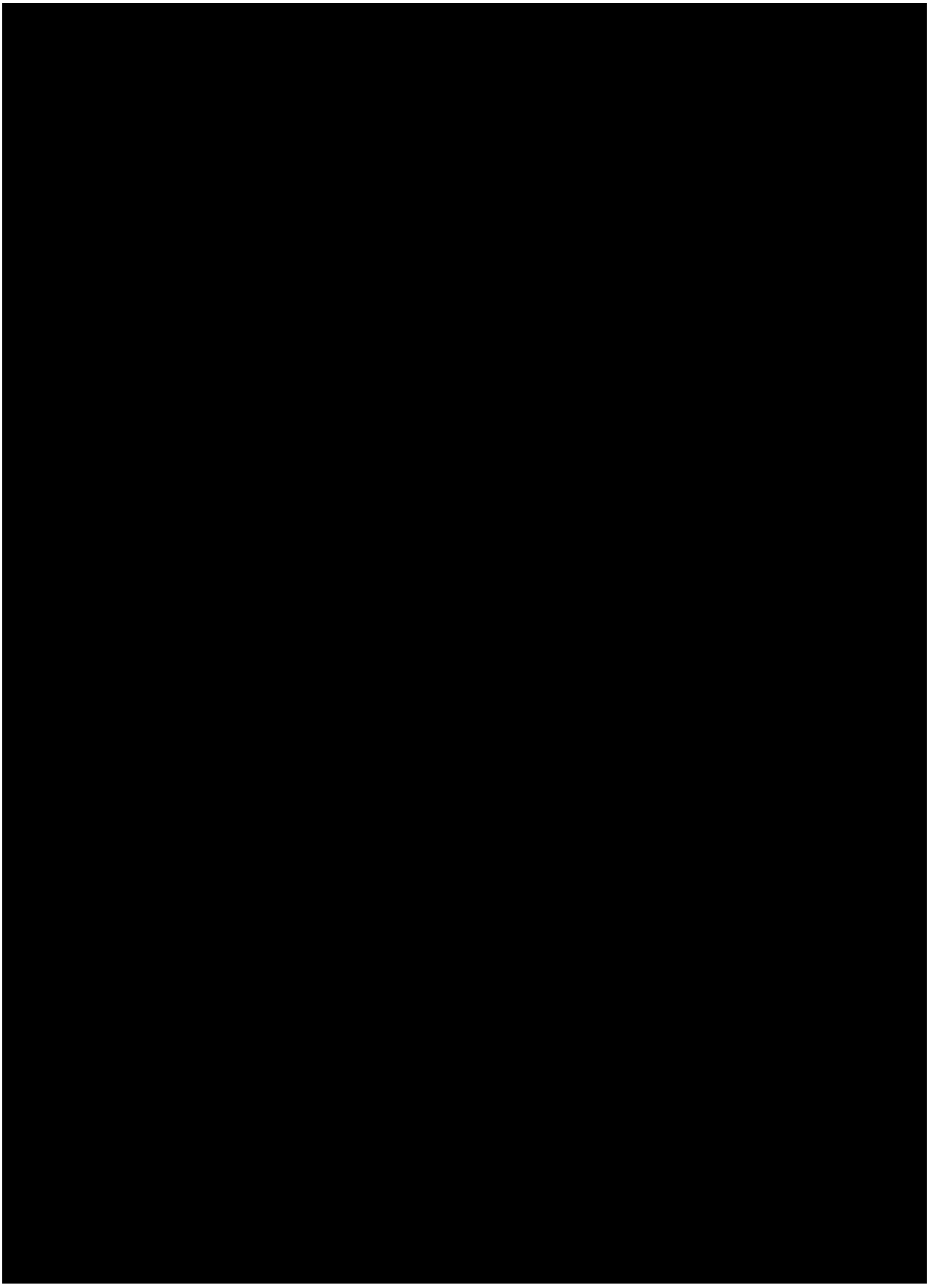
Optimale Strategie und simulationsbasierte Optimierung. Wie wir oben diskutiert haben, formulieren wir das Problem als eine Optimierung mit großem Horizont (um die langfristigen Auswirkungen unserer Entscheidungen zu erfassen), auch wenn wir nach optimalen Energiezuschlägen für einen Tag im Voraus suchen. Solche Optimierungsprobleme mit großem Zeithorizont, die auch dynamischen Einschränkungen unterliegen (d.h. die Batteriedynamik von Tabelle 3), 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 $\mu^*\big(x(t)\big) = u^*(t)$, 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 wir die optimalen Zuschläge für den nächsten Tag ableiten, indem wir einfach simulieren, wie sich der Zustand des Batterie-Pools am nächsten Tag entwickelt, wenn wir in jedem 15-Minuten-Intervallschritt die optimale Strategie anwenden.

Insbesondere werden, unter der Annahme, dass eine optimale Strategie verfügbar ist, $\mu^*\big(x(t)\big) = u^*(t)$, die optimalen Aktionen über einen Zeithorizont von N Schritten gemäß dem Algorithmus 4 aus Tabelle 4 ausgewählt. Der Zeithorizont N wird davon abhängen, ob wir im Hinblick auf den DA/ID/RE-Markt optimieren. Im Wesentlichen simuliert Algorithmus 4 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 und wird in den kommenden Abschnitten spezialisiert werden.

Abschließend sei darauf hingewiesen, dass die Zustandsvariable $x_i(t)$ Informationen zusammenfasst, die derzeit von jedem Haushalt i zum Zeitpunkt t verfügbar sind. Hier ist sie definiert als die Sammlung $x_i(t) = \{SOC_i(t), v_{c,i}(t), v_{d,i}(t)\}$, die den Ladezustand der Batterie i und die verfügbare Lade- und Entladeflexibilität im Haushalt i einschließt. Zum Beispiel

wird der Zustand der DA-Optimierung auch die Energie-/Leistungszuschläge umfassen, die dem RE-Markt angeboten werden.

Tabelle 4 Optimale Zuschläge, wenn eine optimale Strategie zur Verfügung steht



[redacted]

3.1.3 DA/ID Optimierung

In diesem Abschnitt stellen wir die Gründe für die Berechnung der optimalen Energiezuschläge für die DA/ID-Optimierung vor. Wie wir im vorigen Abschnitt beschrieben haben, reicht es aus, die optimale Strategie $\mu^*(x(t))$ zu berechnen, auf deren Grundlage die Energiezuschläge im Algorithmus 4 von Tabelle 4 berechnet werden.

Bevor wir auf die Einzelheiten eingehen, werden wir einige Notationen einführen. Insbesondere definieren wir L als den *effektiven Prognosehorizont*, der für die Ableitung einer Strategie erforderlich ist. Der Horizont L wird in einer Anzahl von 15-Minuten-Schritten gemessen und stellt den zukünftigen Horizont dar, der für die Definition einer optimalen (langfristigen) Strategie ausreichend ist. Darüber hinaus definieren wir $\psi_i^L(t) \geq 0$ als die Gesamtenergie, die über den Zeithorizont L aus dem Netz bezogen wird, wenn die Batterie den Standard-Referenzregler verwendet und vom aktuellen Zustand $x_i(t)$ ausgeht. Analog definieren wir $\varphi_i^L(t) \leq 0$ als die Energie, die über den Zeithorizont L schrittweise ins Netz eingespeist wird, wenn die Batterie den Standard-Referenzregler verwendet und vom aktuellen Zustand $x_i(t)$ ausgeht. Schliesslich definieren wir $\lambda_{DA,f}(t)$ und $\lambda_{ID,f}(t)$ als den durchschnittlichen DA- und ID-Preis in den kommenden L -Zeitschritten.

Die Optimierung wird nach dem im vorigen Abschnitt beschriebenen simulationsbasierten Ansatz und Algorithmus 4 aus Tabelle 4 durchgeführt. Für den Fall von DA/ID können wir Algorithmus 4 weiter spezialisieren, wie im folgenden Algorithmus 5 von Tabelle 5 dargestellt.

Tabelle 5 Optimale DA-Zuschläge

[redacted]

Algorithmus 5 der Tabelle 5 geht davon aus, dass bereits eine optimale Strategie $\mu_{DA}^*(x(t))$ berechnet wurde, auf deren Grundlage die Ableitung der optimalen Zuschläge $u_{DA}^*(t)$ erfolgt. Die Strategie wird sowohl für den DA- als auch für den ID-Markt die gleiche sein. Für den DA-Markt wird die Richtlinie $\mu_{DA}^*(x(t))$ für die Ableitung der optimalen Zuschläge für den gesamten nächsten Tag verwendet (durch Simulation der Entscheidungen des nächsten Tages). Für den ID-Markt wird die gleiche optimale Strategie $\mu_{DA}^*(x(t))$ zur Ableitung des optimalen Zuschlags für die nächste Stunde verwendet. Der einzige Unterschied zwischen dem DA und der ID ist also die Ausführungshäufigkeit (einmal täglich für die DA-Optimierung und einmal stündlich für die ID-Optimierung) und der Simulationshorizont in Algorithmus 5 (ein Tag für die DA-Optimierung und eine Stunde für die ID-Optimierung).

Die Granularität der Entscheidungen ist für beide Märkte gleich und entspricht 15-Minuten-Intervallen.

Die Variablen $\psi_i^L(t)$ und $\varphi_i^L(t)$ werden verwendet, um einen Überblick über den Zustand der Batterie im kommenden Zeithorizont von L Schritten unter dem Standard-Referenzszenario zu geben. Insbesondere informieren uns diese Variablen darüber, ob der Haushalt im kommenden Zeithorizont Energie beschaffen oder einspeisen wird. Zu diesem Zweck wählen wir L so aus, dass die Batterie innerhalb der nächsten L -Schritte nicht beide Extremwerte (voll geladen und leer) erreichen kann. Dies liegt in der Regel im Bereich von 4-5 Stunden, wenn wir die Einschränkungen der maximalen Lade-/Entladeleistung zur/von der Batterie berücksichtigen. Wenn wir wissen, dass der Haushalt innerhalb der nächsten L-Schritte Energie aus dem Netz beziehen wird, d.h. $\psi_i^L(t) < 0$, dann können wir diesen Bezug früher durchführen, wenn der DA/ID-Preis jetzt niedriger ist. Ähnlich verhält es sich, wenn wir wissen, dass der Haushalt Energie in das Netz einspeisen wird, d.h. $\varphi_i^L(t) > 0$, dann können wir die Einspeisung früher durchführen, wenn der DA/ID-Preis jetzt höher ist. In beiden Fällen ist die in Form von DA/ID-Energiezuschlägen ausgetauschte Energie nicht größer als die im Referenzszenario bereits geplanten Austausche.

Mathematisch gesehen kann diese Richtlinie wie folgt geschrieben werden, $\mu_{DA}^* \stackrel{\text{def}}{=} \{\mu_{DA,i}^*\}_{i=1,\dots,n}$, so dass

$$\mu_{DA,i}^*(x_i(t)) = \begin{cases} \dfrac{\max\{v_{d,i}(t), \varphi_i^L(t)\}}{v_{d,i}(t)}, & if \;\; \lambda_{DA,f}(t) - \beta_1 \lambda_{DA}(t) > 0, \varphi_i^L(t) > 0 \\ \dfrac{\min\{v_{c,i}(t), \psi_i^L(t)\}}{v_{c,i}(t)}, & if \;\; \beta_2 \lambda_{DA,f}(t) - \lambda_{DA}(t) > 0, \psi_i^L(t) < 0 \end{cases}$$

wobei $\beta_1 = 1 - \eta_d$ und $\beta_2 = (1 - \eta_c)(1 - \eta_d)$ Parameter sind, die die Verluste in der Batterie erfassen. Beachten Sie, dass diese Richtlinie für jede Batterie unabhängig angewendet wird. Es ist wichtig zu beachten, dass eine solche Strategie garantieren kann, dass der Langzeiteffekt im Vergleich zum Referenzbetrieb der Batterie nur zu Einnahmen führen kann, da die mit dem Netz ausgetauschte Energie (positiv oder negativ) immer höchstens gleich der im Referenzszenario ausgetauschten Energie ist. Dies wird auch analytisch im Referenzbetrieb gezeigt (Chasparis & Lettner, Reinforcement-Learning-based Optimization for Day-ahead Flexibility Extraction in Battery Pools, 2020).

Angesichts der Tatsache, dass eine solche Strategie sich auf Prognosen stützt (z.B. für die Berechnung von $\varphi_i^L(t)$ und $\psi_i^L(t)$), kann ein Lernschema auch für das Training einer parametrisierten Version dieser Strategie entworfen werden. Ein solches Lernschema wurde als Referenz vorgestellt (Chasparis & Lettner, Reinforcement-Learning-based Optimization for Day-ahead Flexibility Extraction in Battery Pools, 2020), und es ist für den Fall von Prognoseunsicherheiten besser geeignet. Unter der Annahme perfekter oder sehr genauer Prognosen kann die obige Strategie jedoch so umgesetzt werden, wie sie ist.

Schließlich ist es wichtig, darauf hinzuweisen, dass die oben genannte Strategie im Allgemeinen suboptimal sein wird, wobei jedoch garantiert ist, dass sie nicht schlechter abschneiden wird als das Referenzszenario (unter perfekten Prognosen). Ein solcher Entwurf war notwendig, um zu gewährleisten, dass es keine langfristigen negativen Auswirkungen auf den Referenzbetrieb der Batterie geben kann.

Zusammenfassend wählt der Batterie-Pool für das DA-Optimierungsproblem die Reihenfolge der Zuschläge am nächsten Tag, $u_{DA,i}^*(1), u_{DA,i}^*(2), \dots, u_{DA,i}^*(N)$, für jede Batterie i aus, indem er Algorithmus 5 aus Tabelle 5 simuliert, wobei die Zuschläge durch die oben dargestellte Richtlinie $\mu_{DA,i}^*(x_i(t))$ bereitgestellt werden. Der Gesamtenergiezuschlag für ein beliebiges Intervall t kann einfach durch Aufsummieren der Einzelzuschläge aller Batterien berechnet werden. Insbesondere ist der gesamte Lade- (oder negative) Zuschlag im Zeitintervall t definiert als:

$$E_{DA,neg}(t) \stackrel{\text{def}}{=} -\sum_{i=1}^{n} [u_{DA,i}^*(t)]_+ v_{c,i}(t) \leq 0$$

und der entladende (oder positive) Energiezuschlag im Zeitintervall t ist definiert als:

$$E_{DA,pos}(t) \stackrel{\text{def}}{=} \sum_{i=1}^{n} \left[u_{DA,i}^{*}(t)\right]_{-} v_{d,i}(t) \geq 0$$

Angesichts der Definition der Strategie, die $u_{DA,i}^{*}(t)$ erzeugt, können wir nicht sowohl $E_{DA,neg}(t) \neq 0$ als auch $E_{DA,pos}(t) \neq 0$ im gleichen Intervall t haben. Schließlich ist zu beachten, dass das Vorzeichen der Zuschläge zum Laden/Entladen von Energie in Bezug auf den Haushalt definiert wurde. In Bezug auf das Netz werden die Energiezuschläge für das Laden/Entladen einer negativen/positiven Flexibilität entsprechen.

Unter der Annahme, dass die Energiezuschläge $E_{DA,neg}(t)$ und $E_{DA,pos}(t)$ dem DA-Markt angeboten wurden, kann der Nutzen, den der Battery-Pool erhält, wie folgt berechnet werden:

$$g_{DA}\big(x(t), u_{DA}(t)\big) = E_{DA,neg}(t)\,(\lambda_{DA}(t) + \tau_{DA}) + E_{DA,pos}(t)\lambda_{DA}(t)$$

3.1.4 RE Optimierung

Für die Optimierung eines Regelenergiemarktes (RE) wird der nächste Tag in 4-Stunden-Zeitintervalle eingeteilt, nämlich 0:00-4:00, 4:00-8:00, ..., 20:00-0:00. Wir werden die Notation $t_{RE} = 1,2,\dots,N_{RE} = 6$ verwenden, um diese Zeitintervalle aufzuzählen. Für jedes dieser Intervalle t_{RE} müssen wir die konstante Leistung (positiv oder negativ) berechnen, die als Zuschlag für die RE-Märkte angeboten werden könnte, so dass die entsprechenden Einnahmen maximiert werden (wiederum im Vergleich zur Referenzoperation). Für jedes t_{RE} kann der Batterie-Pool sowohl positive als auch negative Zuschläge für die RE-Märkte anbieten. Obwohl die Leistungsverpflichtungen in Blöcken von 4 Stunden angeboten werden, werden wir sie in mehreren Fällen dennoch in Bezug auf die entsprechende Energie beschreiben, was impliziert, dass sie gleichmäßig auf die $N_{\Delta T,RE} = 16$ 15-min-Zeitintervalle jedes 4-Stunden-Intervalls verteilt sind.

Flexibilitätspotenzial. Das Lade-/Entlade-Flexibilitätspotenzial eines Zeitintervalls $t_{RE} = 1,\dots,N_{RE} = 6$ wird berechnet als die maximale Energie, die während eines 4-stündigen Zeitintervalls mit konstanter Leistung in den Batterie-Pool geladen/aus ihm entladen werden kann. Diese Flexibilitätspotenziale (Laden/Entladen) können zu Beginn jedes Intervalls t_{RE} berechnet werden, sofern der aktuelle Zustand und die Prognosen für die nächsten 4 Stunden vorliegen. Wir definieren $v_{const,d,i}(t_{RE})$ und $v_{const,c,i}(t_{RE})$ als das maximale Entlade- bzw. Ladeenergie-Flexibilitätspotenzial des Haushalts i, das im Zeitintervall t_{RE} zur Verfügung steht.

Optimale Strategie und simulationsbasierte Optimierung. Ähnlich wie im Fall der DA/ID-Optimierung folgen wir einer simulationsbasierten Optimierung, wie in Algorithmus 4 in Tabelle 4 beschrieben. Insbesondere die simulationsbasierte Optimierung wird in der folgenden Tabelle beschrieben.

Tabelle 6 Optimale RE-Zuschläge

Der Zuschlag wird etwas anders charakterisiert, da es im gleichen Intervall t_{RE}. sowohl positive als auch negative Zuschläge geben könnte. Darüber hinaus könnte es in jeder Richtung zwei Merit-Order-Positionen geben (niedrig und hoch), wie es auf SRL- und TRL-Märkten der Fall ist. Zu diesem Zweck wird die RE-Energieaktivierung $u_{RE}(t)$ charakterisiert als:

$$u_{RE} = \left\{ \begin{pmatrix} \alpha_{pos}\, u_{RE,pos,low} \\ (1-\alpha_{pos})\, u_{RE,pos,high} \end{pmatrix}, \begin{pmatrix} \alpha_{neg}\, u_{RE,neg,low} \\ (1-\alpha_{neg})\, u_{RE,neg,high} \end{pmatrix} \right\}$$

wobei $u_{RE,pos,low}$, $u_{RE,pos,high}$ den niedrigen und hohen Entlade- (oder positiven) Aktivierungen und $u_{RE,neg,low}$, $u_{RE,neg,high}$ den niedrigen und hohen Lade- (oder negativen) Aktivierungen entsprechen. Die Parameter α_{pos}, $\alpha_{neg} \in \{0,1\}$ sind zu bestimmen und dienen dazu, durchzusetzen, dass wir uns entweder der niedrigen oder der hohen Merit-Order-Position, aber nicht beiden verpflichten können. Wenn wir zum Beispiel $\alpha_{pos} = 1$ wählen, dann verpflichten wir uns der niedrigen Entladungsrichtung und die Entladungsaktivierungen werden bestimmt durch:

$$u_{RE,pos,low} \stackrel{\text{def}}{=} \begin{pmatrix} u_{RE,pos,low,1} \\ u_{RE,pos,low,2} \\ \vdots \\ u_{RE,pos,low,n} \end{pmatrix}$$

wobei $u_{RE,pos,low,i}$ der Aktivierung des i-ten Haushalts (über das 4-Stunden-Intervall) entspricht. Manchmal werden wir den Begriff $u_{RE,i}$ verwenden, um die speziellen Entscheidungen für die Batterie i zu bezeichnen. Alle oben genannten Optimierungsvariablen müssen für jedes 4-Stunden-Intervall t_{RE} bestimmt werden. Der Gesamtenergiezuschlag für ein beliebiges Intervall t kann einfach berechnet werden, indem die Einzelzuschläge aller Batterien wie folgt aufsummiert werden:

$$E_{RE,neg}(t) \stackrel{\text{def}}{=} \sum_{i=1}^{n} \alpha_{neg} u^*_{RE,neg,low,i}(t_{RE}) v_{const,c,i}(t_{RE}) + (1-\alpha_{neg}) u^*_{RE,neg,high,i}(t_{RE}) v_{const,c,i}(t_{RE})$$

$$E_{RE,pos}(t) \stackrel{\text{def}}{=} \sum_{i=1}^{n} \alpha_{pos} u^*_{RE,pos,low,i}(t_{RE}) v_{const,c,i}(t_{RE}) + (1-\alpha_{pos}) u^*_{RE,pos,high,i}(t_{RE}) v_{const,c,i}(t_{RE})$$

Ziel ist es, eine optimale Strategie $\mu_{RE}^{*}(x(t_{RE}))$ zu generieren, die bei dem aktuellen Zustand $x(t_{RE})$ in jedem Zeitintervall $t_{RE} = 1,2,\dots,6$. die Strom-/Energieverpflichtungen für den RE-Markt bereitstellt. Der aktuelle Zustand $x(t_{RE})$ fasst Informationen zusammen, die zu Beginn des Intervalls t_{RE} zur Verfügung stehen (z.B. der Ladezustand der teilnehmenden Batterien und die Prognosen der PV- und nicht flexiblen Stromlast).

Bevor wir die optimale Strategie beschreiben, müssen wir einige Notationen einführen. Wir definieren:

- $\hat{\lambda}_{RE,pos,high}(t_{RE})$ *der Durchschnittspreis für positive hohe Merit-Order-Position RE-Aktivierungen im Zeitintervall* t_{RE}
- $\hat{\lambda}_{RE,pos,low}(t_{RE})$ *der Durchschnittspreis für positive niedrige Merit-Order-Position RE-Aktivierungen im Zeitintervall* t_{RE}
- $\hat{\lambda}_{RE,neg,high}(t_{RE})$ *der Durchschnittspreis für negative hohe Merit-Order-Position RE-Aktivierungen im Zeitintervall* t_{RE}
- $\hat{\lambda}_{RE,neg,low}(t_{RE})$ *der Durchschnittspreis für negative niedrige Merit-Order-Position RE-Aktivierungen im Zeitintervall* t_{RE}
- $\hat{\lambda}_{RE,pos,LP}(t_{RE})$ *der Durchschnittspreis für positive Strom-RE-Zuschläge zum Zeitpunkt des Inkrafttretens* t_{RE}
- $\hat{\lambda}_{RE,neg,LP}(t_{RE})$ *der Durchschnittspreis für negative Strom-RE-Zuschläge zum Zeitpunkt des Inkrafttretens* t_{RE}
- τ_{RE} *der Netztarif bei negativen RE-Aktivierungen*
- $\hat{p}_{RE,pos,low}(t_{RE})$ *die durchschnittliche Abrufwahrscheinlichkeit für positive RE in der niedrigen Merit-Order-Position im Zeitintervall* t_{RE}
- $\hat{p}_{RE,pos,high}(t_{RE})$ *die durchschnittliche Abrufwahrscheinlichkeit für positive RE in der hohen Merit-Order-Position im Zeitintervall* t_{RE}
- $\hat{p}_{RE,neg,low}(t_{RE})$ *die durchschnittliche Abrufwahrscheinlichkeit für negative RE in der niedrigen Merit-Order-Position im Zeitintervall* t_{RE}
- $\hat{p}_{RE,neg,high}(t_{RE})$ *die durchschnittliche Abrufwahrscheinlichkeit für positive RE in der hohen Merit-Order-Position im Zeitintervall* t_{RE}

In ähnlicher Weise definieren wir $p_{RE,pos,high}(t)$, $p_{RE,pos,low}(t)$, $p_{RE,neg,high}(t)$, $p_{RE,neg,low}(t)$ als die Wahrscheinlichkeiten von Aktivierungen und die entsprechenden Preise $\lambda_{RE,pos,high}(t)$, $\lambda_{RE,pos,low}(t)$, $\lambda_{RE,neg,high}(t)$, $\lambda_{RE,neg,low}(t)$, $\lambda_{RE,pos,LP}(t)$, $\lambda_{RE,neg,LP}(t)$, die in einer Granularität von 15min-Intervallen bereitgestellt werden, d.h.., für jedes $t = 1,\dots,N$, wobei $N = 96$. Wir werden auch die Begriffe $\varphi_i^L(t)$ und $\psi_i^L(t)$ verwenden, die der Energie entsprechen, die ein Haushalt i in den kommenden L 15min-Intervallen in das Netz einspeist bzw. aus dem Netz abnimmt.

Angesichts der obigen Terminologie können wir auch den erwarteten Nutzen des RE-Marktes definieren (angesichts der erwarteten Aktivierungsaufrufe). Dieser wird wie folgt definiert:

$$g_{RE}\big(x(t), u_{RE}(t)\big) = E_{RE,neg}(t)\,(\lambda_{RE}(t) + \tau_{RE}) + E_{RE,pos}(t)\lambda_{RE}(t)$$

(bei gleichzeitiger Aktivierung von RE und DA gelten besondere Bedingungen).

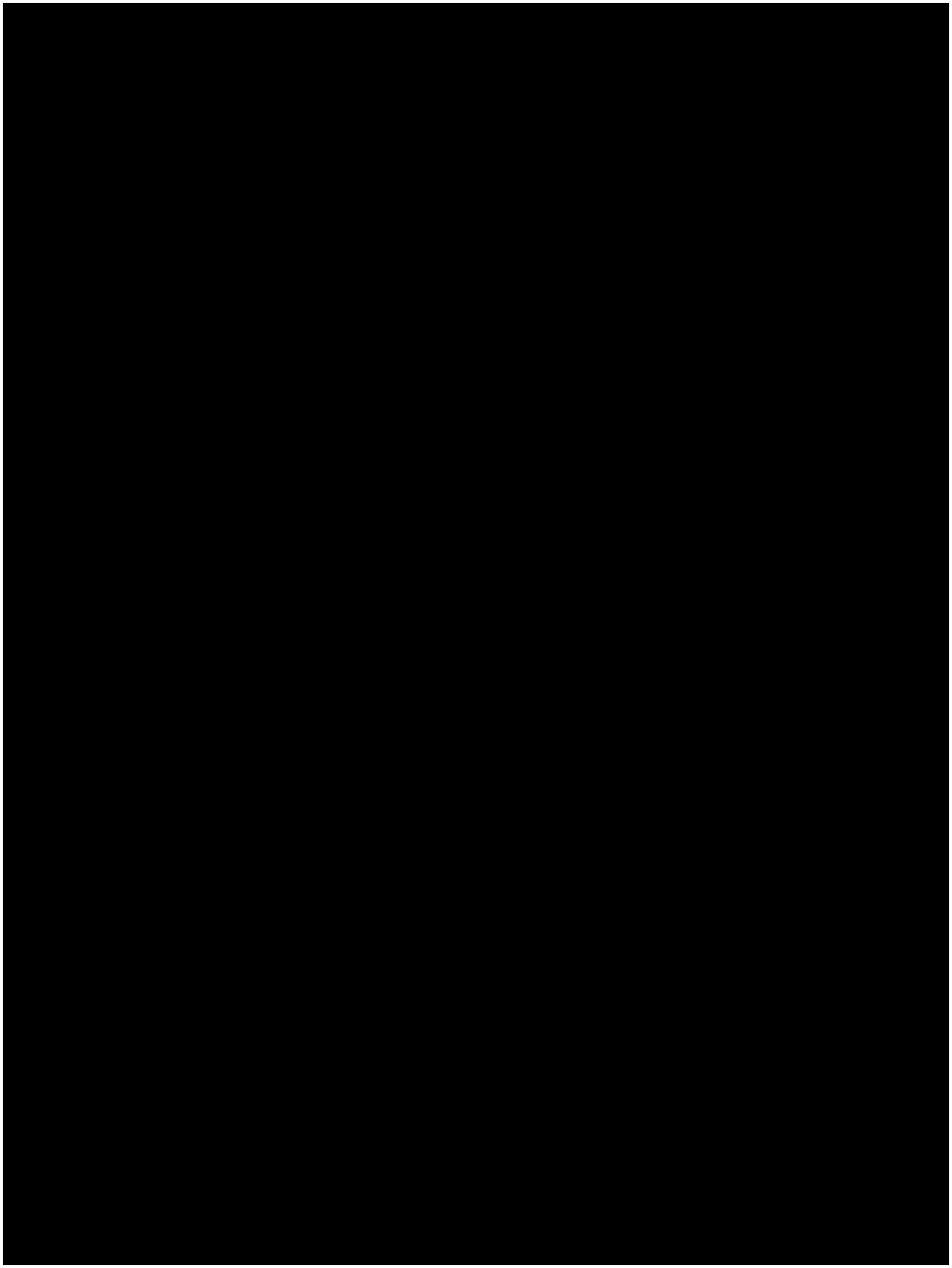
Für jede Batterie/jeden Haushalt $i = 1,2,\dots,n$ gibt es ein maximal verfügbares Lade- und Entladeenergiepotenzial, das bei konstanter Leistung zur Verfügung gestellt werden kann, bezeichnet durch $v_{const,c,i}(t_{RE})$ bzw. $v_{const,d,i}(t_{RE})$. Wir trennen das verfügbare Flexibilitätspotenzial. Für jede Batterie/jeden Haushalt i berechnen wir auch die Größen $\varphi_i^L(t_{RE})$, $\psi_i^L(t_{RE})$, also die Energie, die in den kommenden L -Zeitintervallen ab der Zeitinstanz t_{RE} eingespeist und beschafft werden soll.

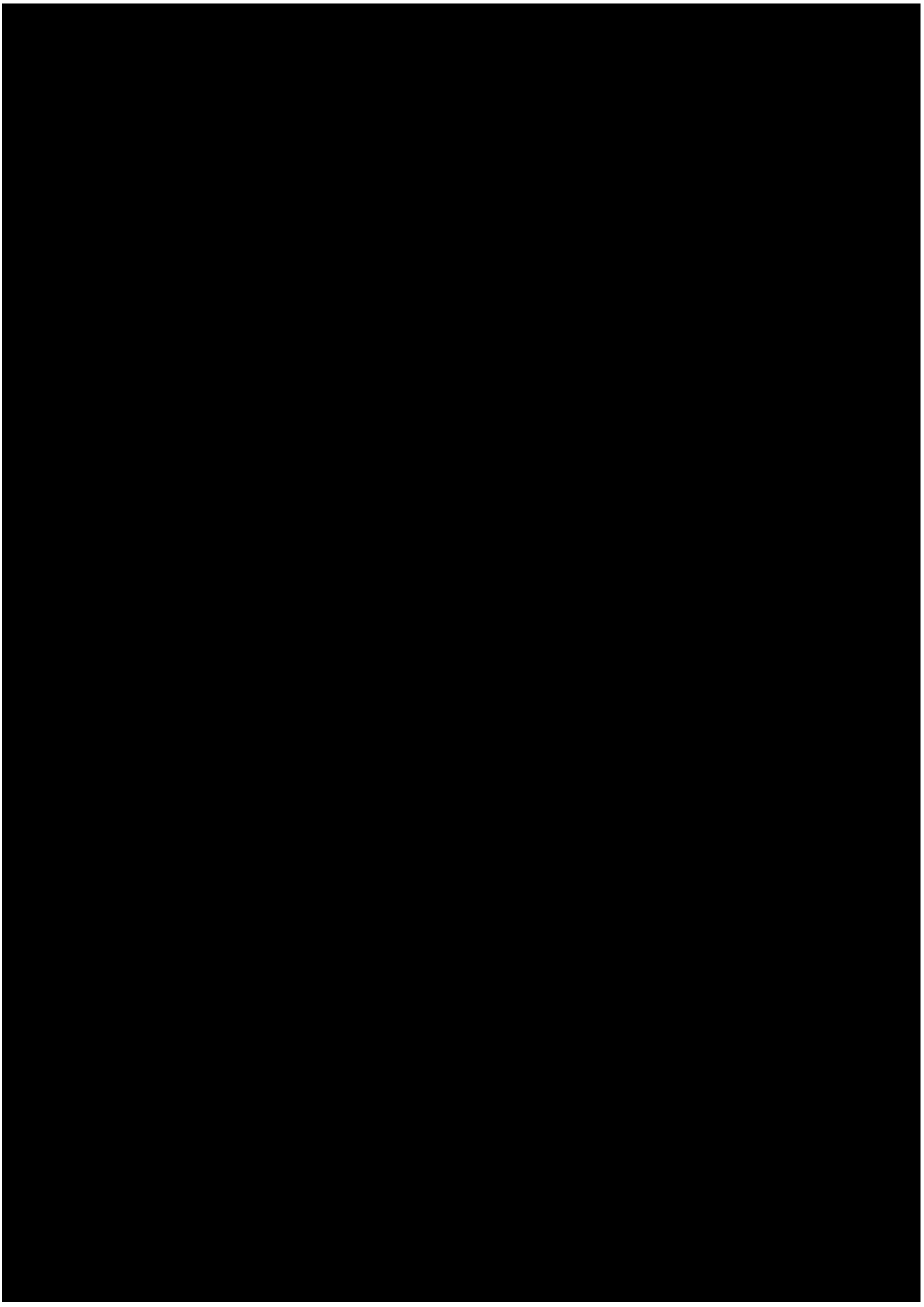
Erinnern Sie sich, dass die optimale DA-Strategie höchstens mit den Mengen $\varphi_i^L(t_{RE})$, $\psi_i^L(t_{RE})$ handelt. Daher entscheiden wir in einem ersten Schritt, ob dieser Teil des Potenzials auf dem DA-Markt gehandelt oder auf dem RE-Markt verwendet wird. Zu diesem Zweck führen wir die Booleschen Variablen $\gamma_{pos,low}(t_{RE})$, $\gamma_{pos,high}(t_{RE})$ und die entsprechenden Variablen für die negative Richtung $\gamma_{neg,low}(t_{RE})$, $\gamma_{neg,high}$ ein. Insbesondere wird mit $\gamma_{pos,low} = 1$ erklärt, dass der erwartete Nutzen im DA-Markt pro kWh höher ist als der erwartete Nutzen unter der positiven RE niedrigen Merit-Order-Position pro kWh der angebotenen Aktivierung, andernfalls $\gamma_{pos,low} = 0$. Entsprechend definieren wir die Variablen $\gamma_{pos,high}(t_{RE})$, $\gamma_{neg,low}(t_{RE})$, $\gamma_{neg,high}$.

Der Algorithmus zur Auswahl der optimalen RE-Angebote wird ebenfalls die Begriffe "direkter" und "indirekter" Nutzen verwenden. Zum Beispiel umfassen die direkten Vorteile für die positive RE Merit-Order-Position, angegeben durch $DEU_{pos,low,i}(t_{RE})$, den erwarteten Nutzen aus den Energieaktivierungen plus den festen Nutzen aus den Leistungsaktivierungen innerhalb des betrachteten Zeitintervalls t_{RE}. Auf der anderen Seite decken die indirekten Vorteile $IEU_{pos,low,i}(t_{RE})$ den erwarteten Nutzen durch langfristige positive Auswirkungen unserer Entscheidungen ab.

Wie in Algorithmus 6 in Tabelle 6 beschrieben, basiert die Methodik auf einem simulationsbasierten Ansatz, bei dem die Entscheidungen nacheinander für alle Zeitschritte t_{RE} getroffen werden und jede dieser Entscheidungen die kurz- und langfristigen Auswirkungen auf den Nutzen erfasst. Die langfristigen Auswirkungen werden innerhalb eines endlichen Horizonts von L Schritten vorwärts erfasst, d.h. im Bereich der Zeit eines Batteriezyklus. Dieser ist so eingestellt, dass gewährleistet ist, dass sich die angebotene Flexibilität im Vergleich zum Referenzbetrieb der Batterie immer verbessert.

Tabelle 7 Optimale RE-Zuschläge





3.1.5 RE+DA/ID Optimierung

Die folgende Tabelle 8 beschreibt die simulationsbasierte Optimierung für die kombinierten RE+DA-Angebote. Im Wesentlichen besteht die kombinierte Optimierung aus einer sequentiellen Ausführung von Algorithmus 6 und Algorithmus 7. Beachten Sie, dass Algorithmus 6 bereits in seinem ersten Schritt die potenziellen Einnahmen aus der DA-Optimierung berücksichtigt. Dann, nach dem Ende der RE-Optimierung, wird die DA-Optimierung auf dem verbleibenden verfügbaren Potenzial ausgeführt.

Tabelle 8 Optimale RE+DA/ID Zuschläge

Die Optimierung unter dem PRL-Markt wird auf ähnliche Weise berechnet wie in den Algorithmen 6 und 7 beschrieben. Die Unterschiede bestehen darin, dass die angebotene Leistung sowohl in positiver als auch in negativer Richtung symmetrisch ist, es gibt nur einen Preis für die angebotene Leistung (in beiden Richtungen).

3.2 Ergebnisse (Flexibilität und Erlöse)

In diesem Abschnitt präsentieren wir die Ergebnisse der Optimierung in verschiedenen Szenarien (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 9 dargestellt.

Tabelle 9 Merkmale der Batterien

Merkmal	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

3.2.1 Referenzszenario

Das Referenzszenario entspricht dem Betrieb der Batterie unter dem in Abschnitt 3.1 beschriebenen Referenzbetrieb der Batterie. Wie dort beschrieben, basiert der Referenzbatteriebetrieb auf einem auf Autarkie basierenden logischen Controller. Zusätzlich zu diesem Referenzszenario berechnen wir die Energie-/Leistungszuschläge, die in einem Strommarkt (RE/DA/ID) angeboten werden. Das Referenzszenario dient auch als Referenz für unsere

Erträge/Kosten. Insbesondere entsprechen die in diesem Abschnitt dargestellten Einnahmen der Differenz der Kosten zum Referenzszenario.

3.2.2 PRL+DA+ID

In diesem Abschnitt verwenden wir das RE-Optimierungsframework zusammen mit der DA- und ID-Optimierungsmethodik, um eine kombinierte PRL+DA+ID-Optimierung bereitzustellen.

Tabelle 10 Einnahmen pro Maximale Ladeleistung pro Jahr (Euro/kW/Jahr) für die PRL+DA+ID Optimierung

Markt	Zeitraum 1		Zeitraum 2	
	Genaue Prognosen	Falsche Prognosen	Genaue Prognosen	Falsche Prognosen
PRL+DA+ID	3,20	2,36	3,39	2,64

in Abbildung 9 (genaue Prognosen) und Abbildung 10 (falsche Prognosen) sehen wir auch die gesamte verfügbare Flexibilität im Vergleich zu der verfügbaren RE-Flexibilität. Beachten Sie, dass die verfügbare RE-Flexibilität immer unter konstanter Leistung berechnet wird (was bedeutet, dass sie immer unter der Gesamtflexibilität liegen wird). Außerdem wird diese Flexibilität nur für die Batterien mit einem Aktivierungsfaktor von weniger als 1 berechnet. Schließlich ist zu beachten, dass die verfügbare Flexibilität für ein Intervall von 15 Minuten ohne die Aktivierungen dieses Intervalls berechnet wird.

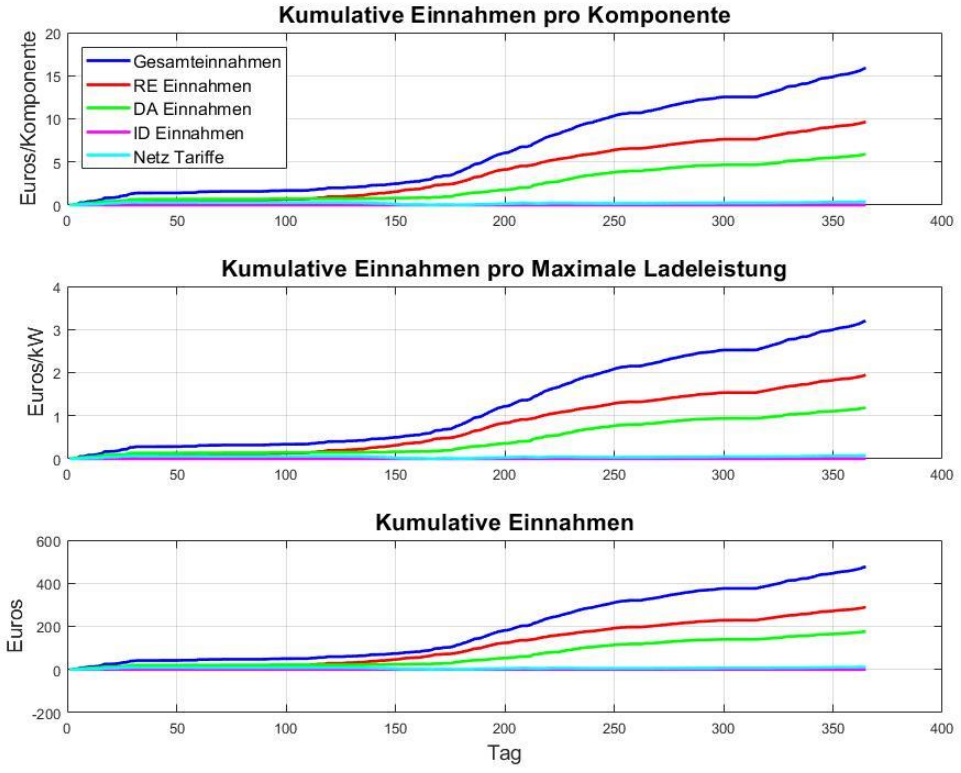


Abbildung 8 Kumulative Einnahmen für die PRL+DA+ID Optimierung über genaue Prognosen

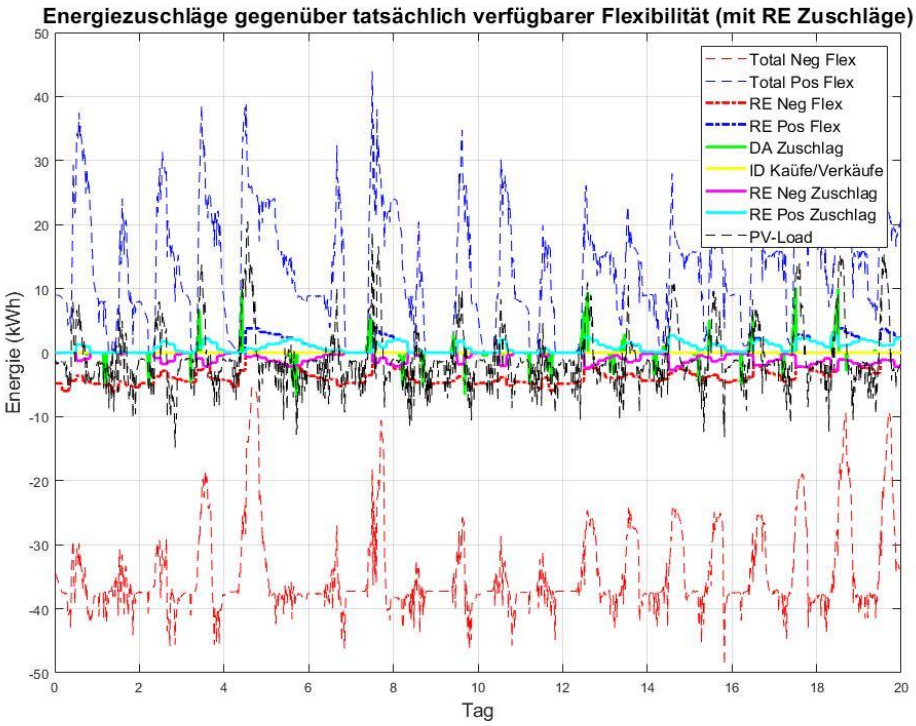


Abbildung 9 Energiezuschläge gegenüber tatsächlich verfügbarer Flexibilität für PRL+DA+ID Optimierung und genaue Prognosen

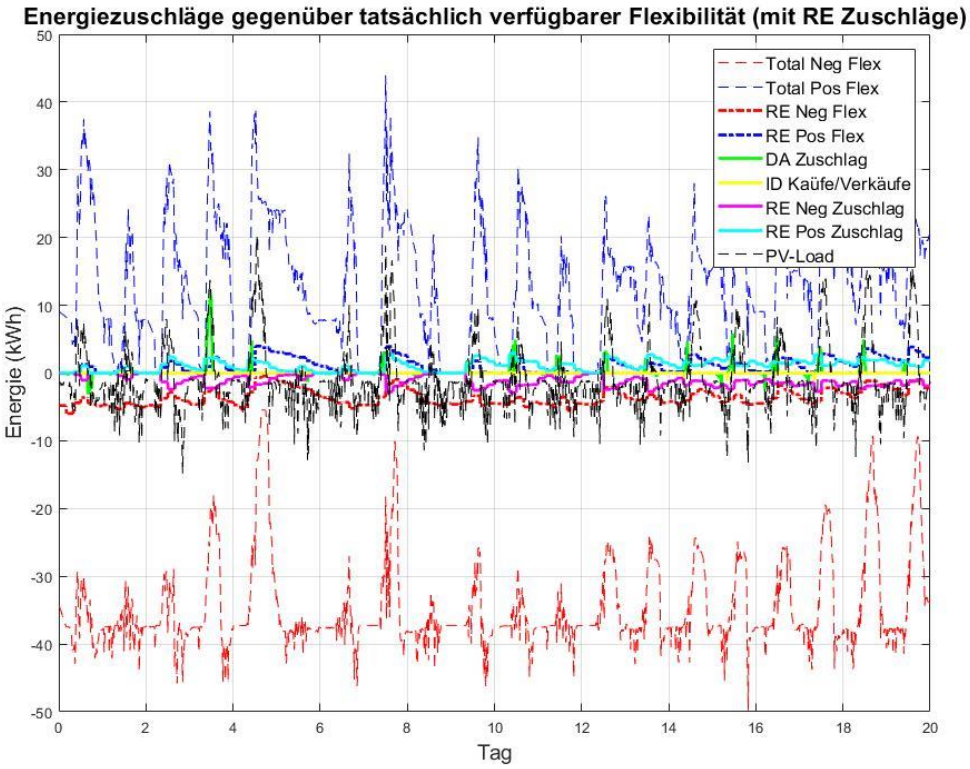


Abbildung 10 Energiezuschläge gegenüber tatsächlich verfügbarer Flexibilität für die PRL+DA+ID Optimierung und falsche Prognosen

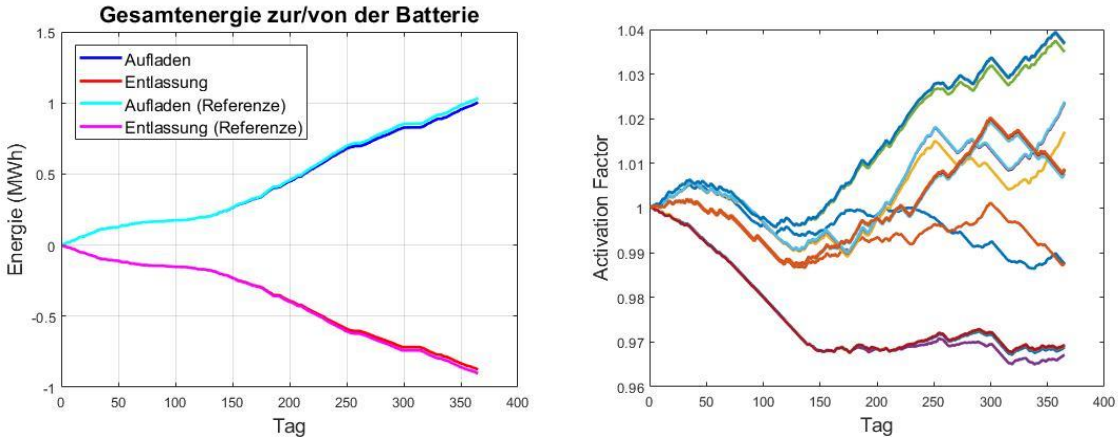


Abbildung 11 Gesamtenergie zur/von der Batterie und Aktivierungsfaktoren für die PRL+DA+ID Optimierung und genaue Prognosen

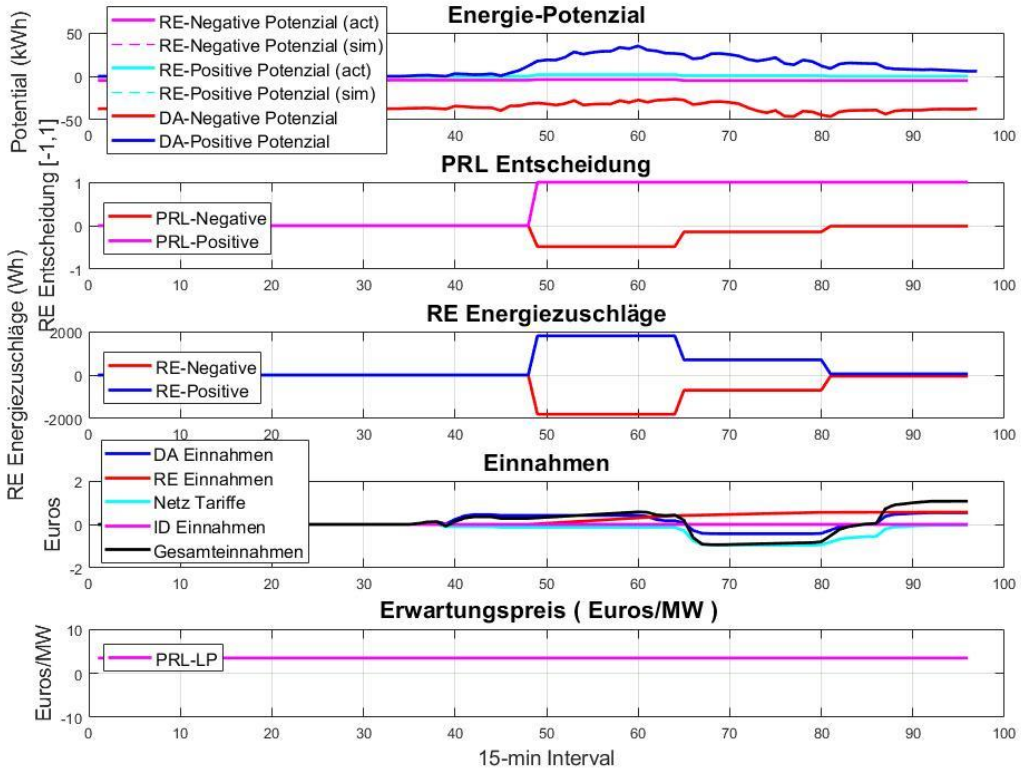


Abbildung 12 Beispiel für PRL-Aktivierungen während eines Tages

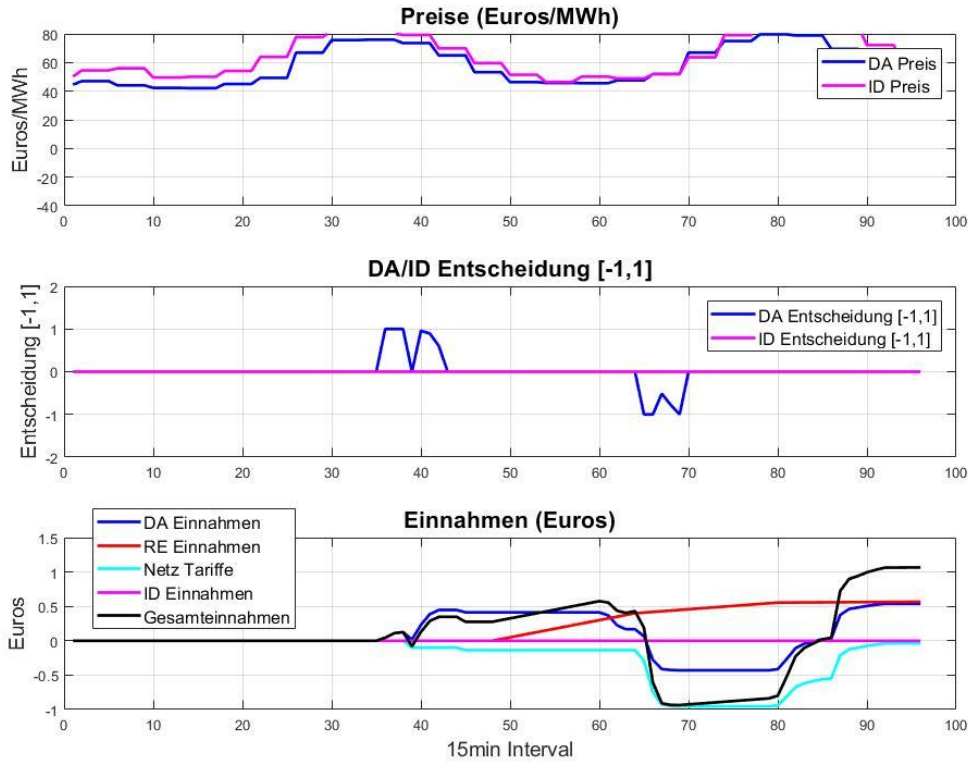


Abbildung 13 Beispiel für DA/ID-Aktivierungen während eines Tages

3.2.3 SRL + DA + ID

Die folgenden Simulationen zeigen die Leistung der Optimierung unter dem SRL-Markt und in Kombination mit den DA- und ID-Märkten.

Tabelle 11 Einnahmen pro Maximale Ladeleistung pro Jahr (Euro/kW/Jahr) für die SRL+DA+ID Optimierung

Markt	Zeitraum 1		Zeitraum 2	
	Genaue Prognosen	Falsche Prognosen	Genaue Prognosen	Falsche Prognosen
SRL+DA+ID	17,08	15,77	13,20	12,05

In Abbildung 14 und Abbildung 15 demonstrieren wir die Leistung der Batteriepool-Optimierung unter dem SRL+DA+ID Zeitraum 1 und Zeitraum 2, wobei wir die unterschiedlichen Teile der Zielfunktion zeigen.

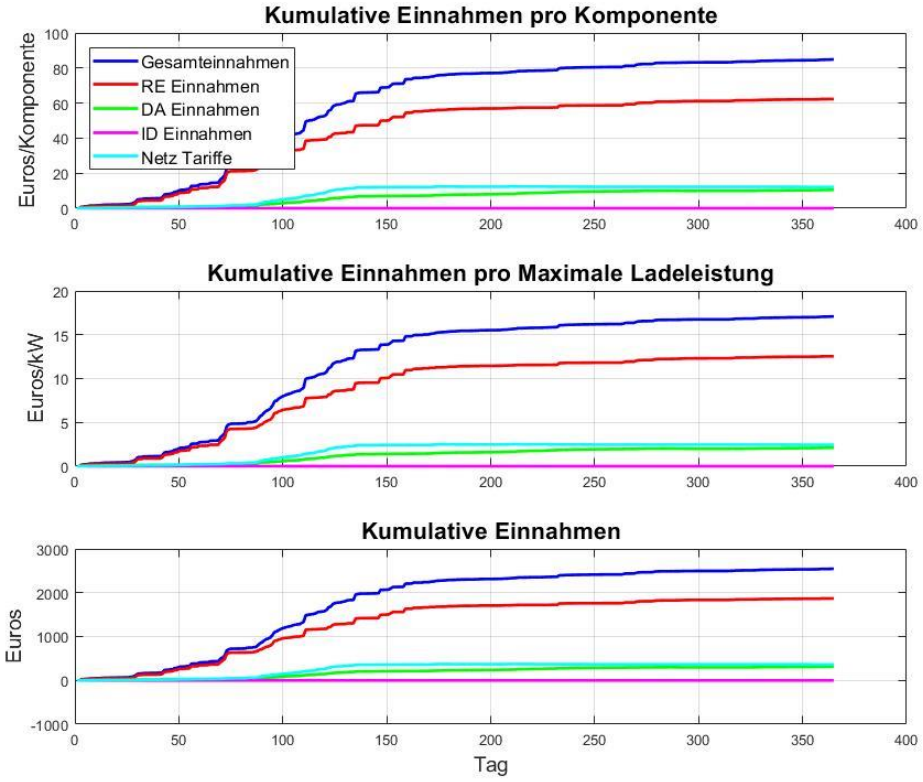


Abbildung 14 Gesamteinnahmen für die SRL+DA+ID Optimierung in Zeitraum 1 und genaue Prognosen

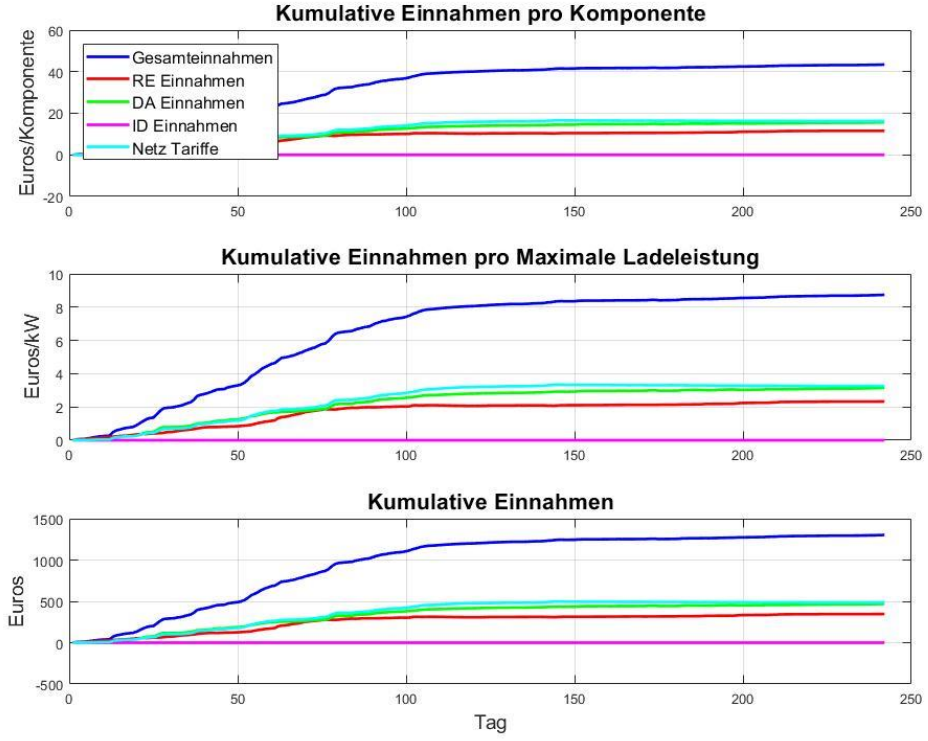


Abbildung 15 Gesamteinnahmen für die SRL+DA+ID Optimierung in Zeitraum 2 und genaue Prognosen

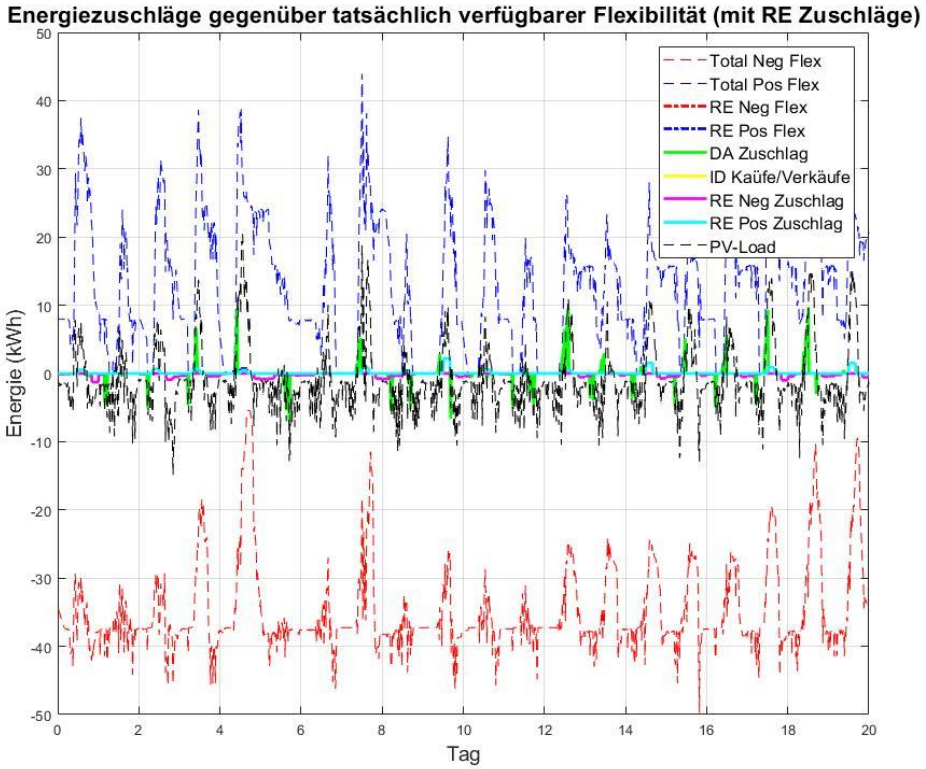


Abbildung 16 Energiezuschläge (mit RE Zuschläge) gegenüber tatsächlich verfügbarer Flexibilität und genaue Prognosen über SRL+DA+ID Optimierung und Zeitraum 1.

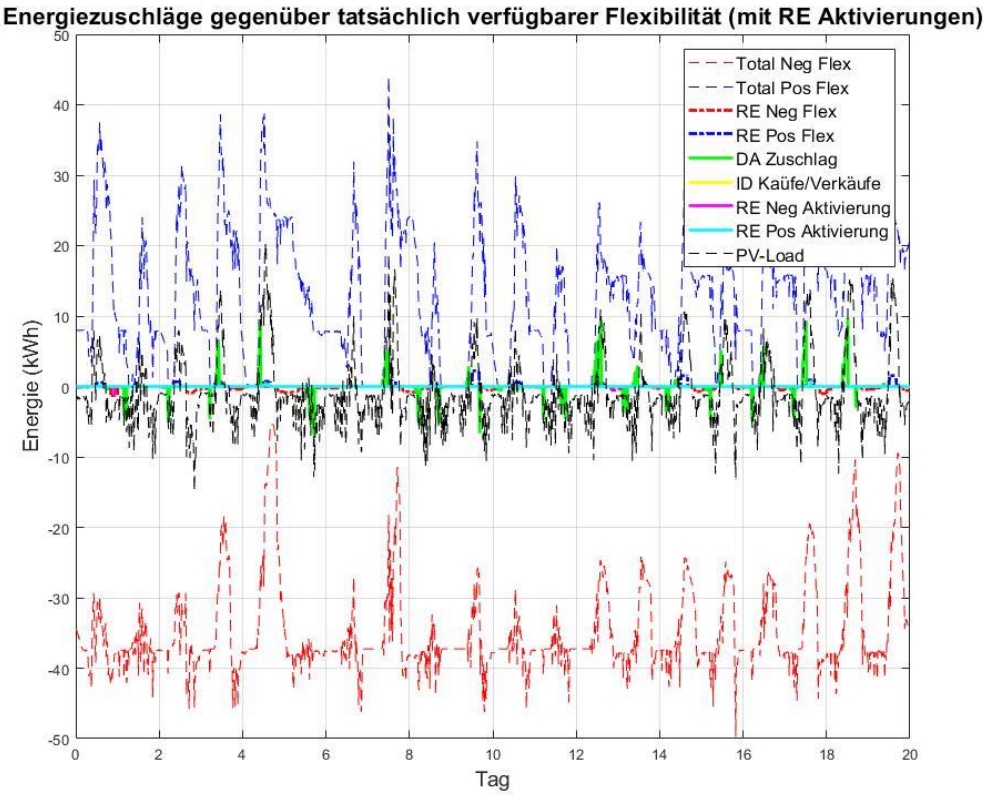


Abbildung 17 Energiezuschläge (mit RE Aktivierungen) gegenüber tatsächlich verfügbarer Flexibilität und genauen Prognosen über SRL+DA+ID Optimierung und Zeitraum 1.

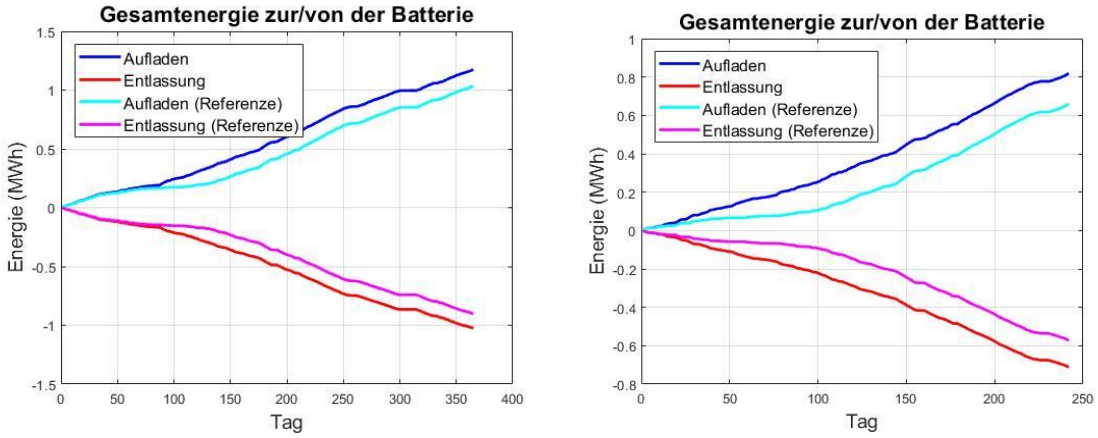


Abbildung 18 Gesamtenergie zur/vor der Batterie über SRL+DA+ID Optimierung und genaue Prognosen in Zeitraum 1 und 2.

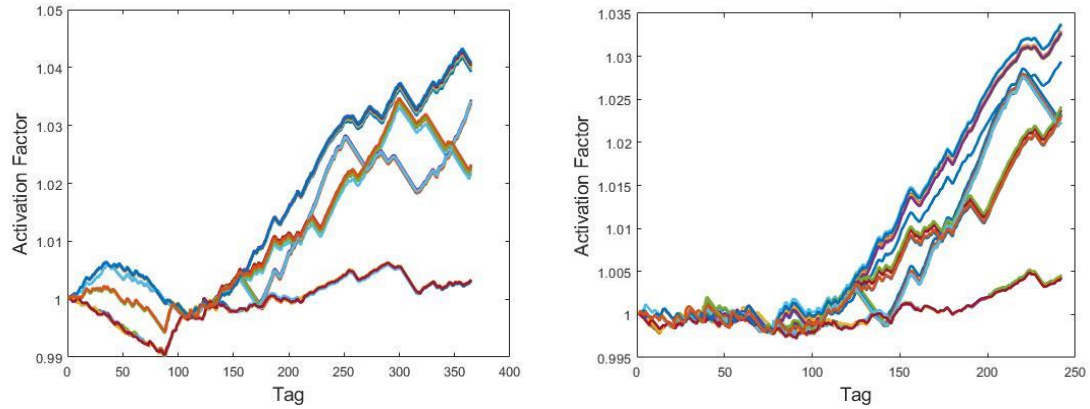


Abbildung 19 Aktivierungs-Faktoren für die SRL+DA+ID Optimierung und genauen Prognosen in Zeitraum 1 und Zeitraum 2

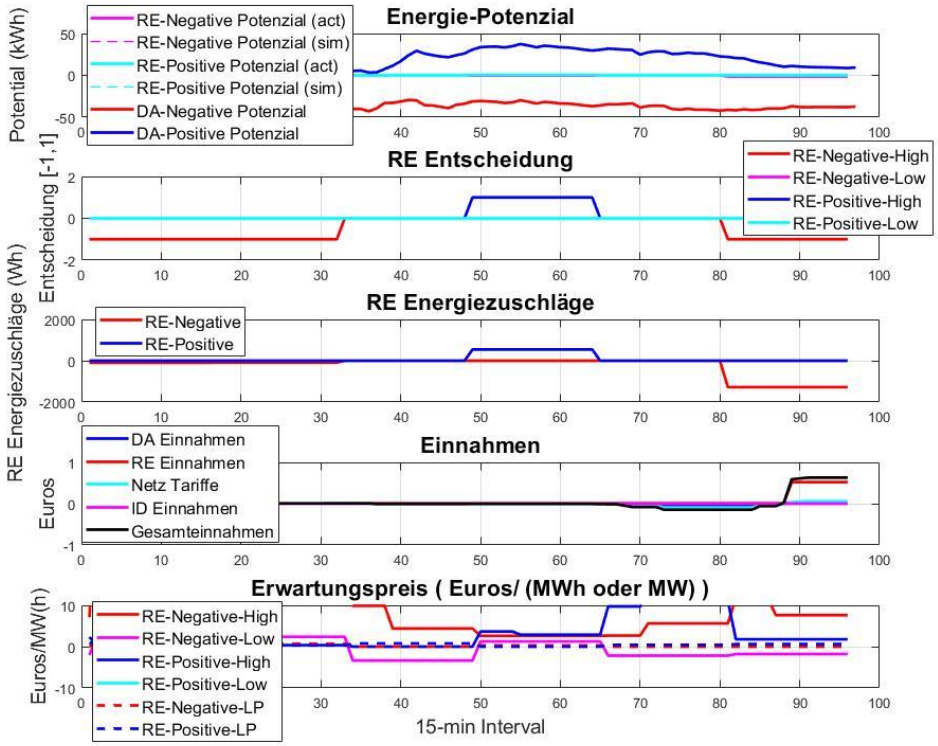


Abbildung 20 Beispiel für die Leistung der SRL Aktivierungen für die SRL+DA+ID Optimierung, genaue Prognose und Zeitraum 1

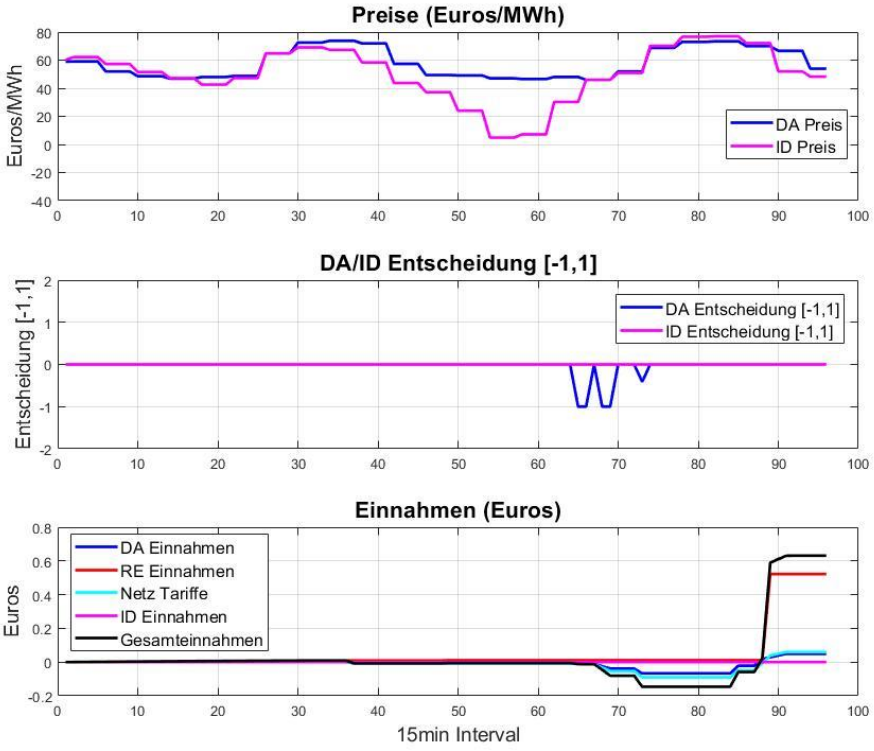


Abbildung 21 Beispiel für die Leistung der DA/ID Aktivierungen für die SRL+DA+ID Optimierung, genaue Prognose und Zeitraum 1

3.2.4 TRL+DA+ID

Die folgende Tabelle 12 zeigt die Leistung der Optimierung unter dem TRL+DA+ID-Markt.

Tabelle 12 Einnahmen pro Maximale Ladeleistung pro Jahr (Euro/kW/Jahr) über TRL

Markt	Zeitraum 1		Zeitraum 2	
	Genaue Prognosen	Falsche Prognosen	Genaue Prognosen	Falsche Prognosen
TRL+DA+ID	1,12	-0,09	1,97	0,64

In den folgenden Abbildungen stellen wir die Reaktion der TRL in Zeitraum 1 unter genauen und falschen Prognosen dar.

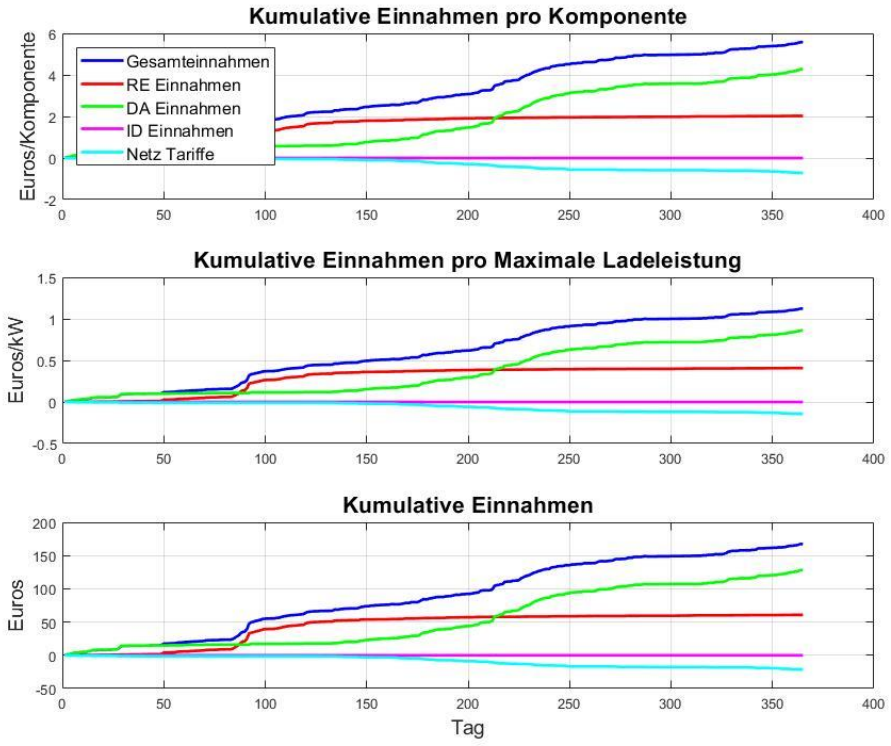


Abbildung 22 Kumulative Einnahmen für TRL+DA+ID Optimierung, genaue Prognosen und Zeitraum 1

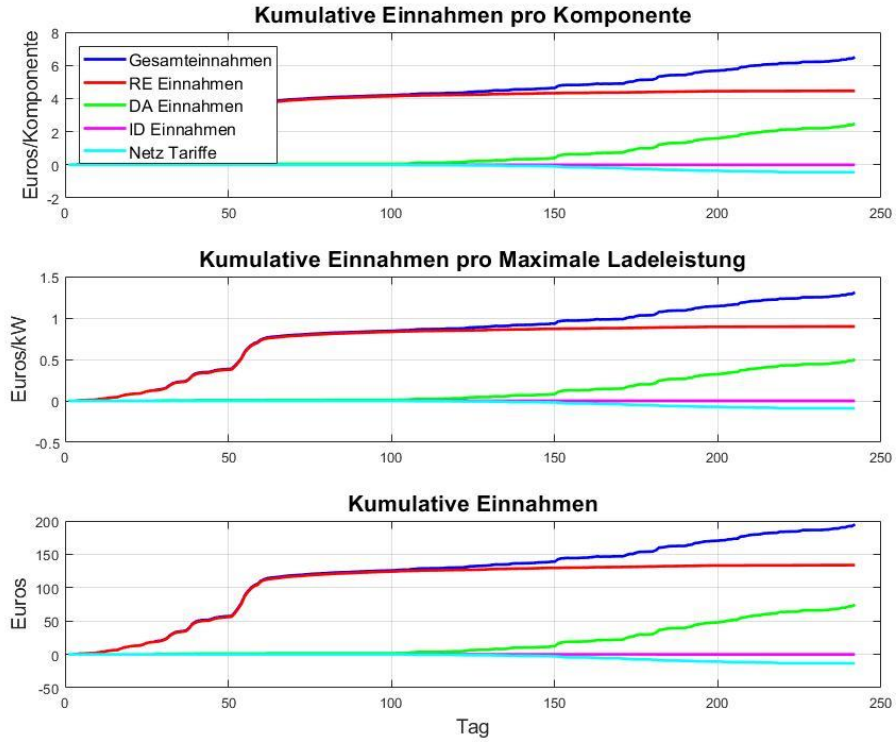


Abbildung 23 Kumulative Einnahmen für TRL+DA+ID Optimierung, falsche Prognosen und Zeitraum 2

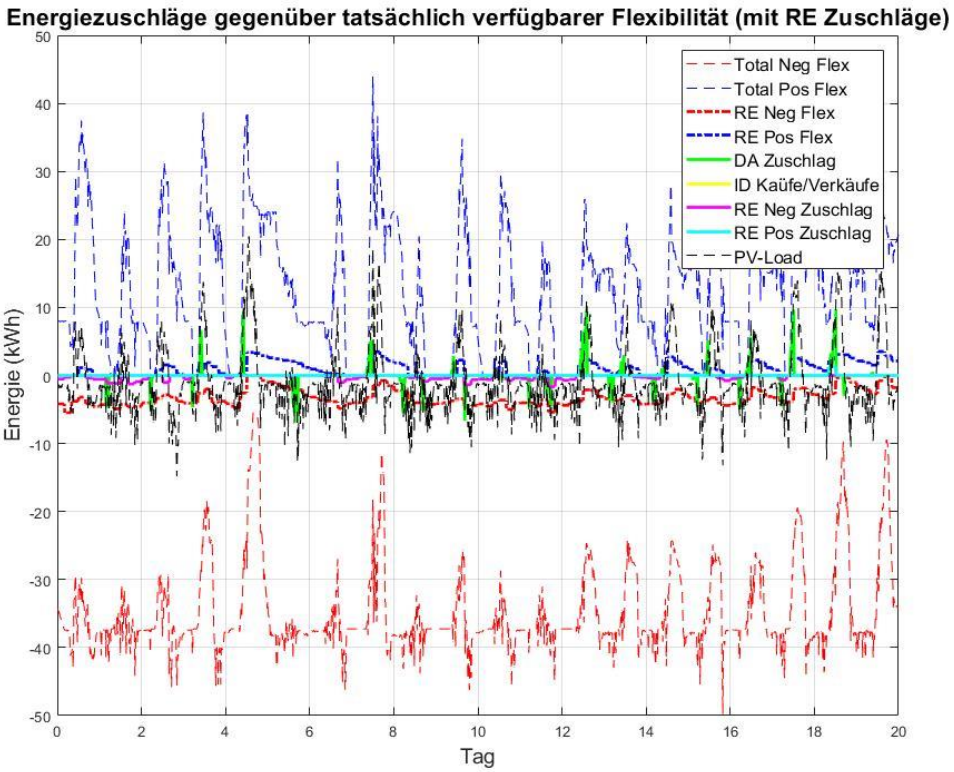


Abbildung 24 Energiezuschläge gegenüber tatsächlich verfügbarer Flexibilität für die TRL+DA+ID Optimierung, genaue Prognosen und Zeitraum 1

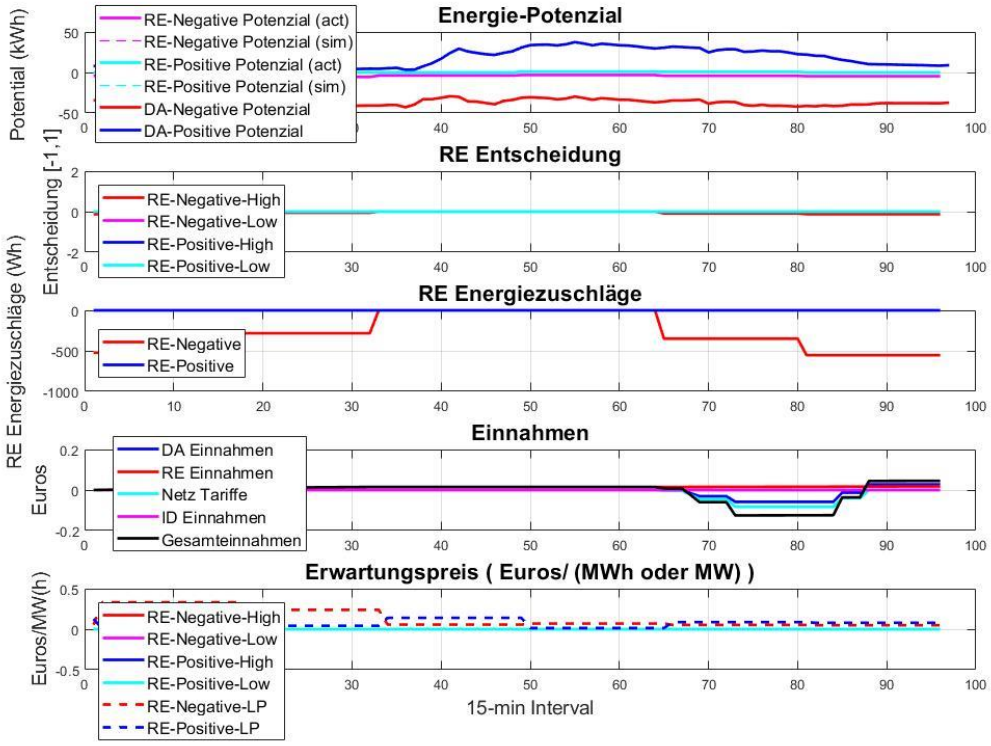


Abbildung 25 Beispiel für die Leistung der TRL Aktivierungen für die TRL+DA+ID Optimierung, genaue Prognose und Zeitraum 1

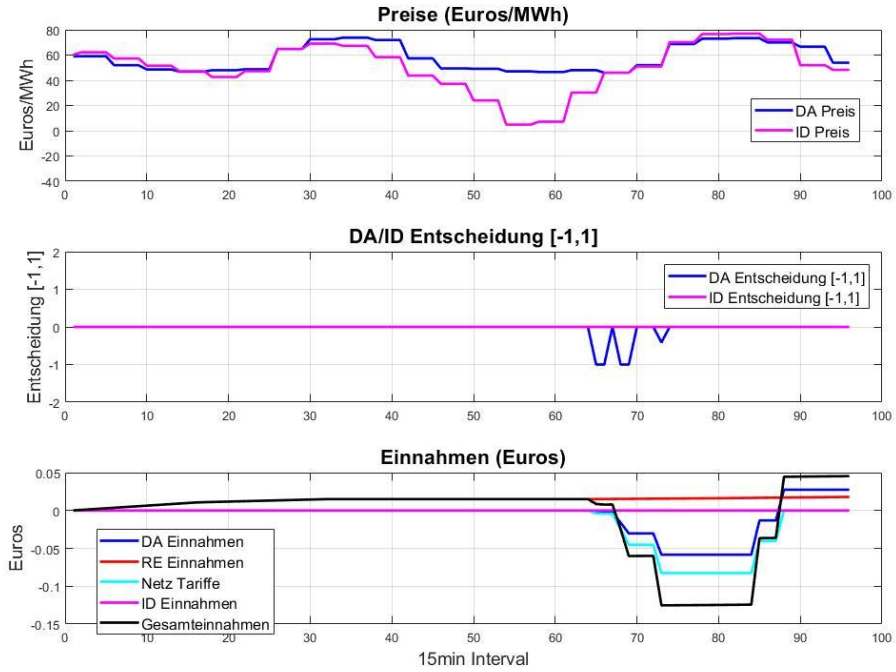


Abbildung 26 Beispiel für die Leistung der DA/ID Aktivierungen für die TRL+DA+ID Optimierung, genaue Prognose und Zeitraum 1

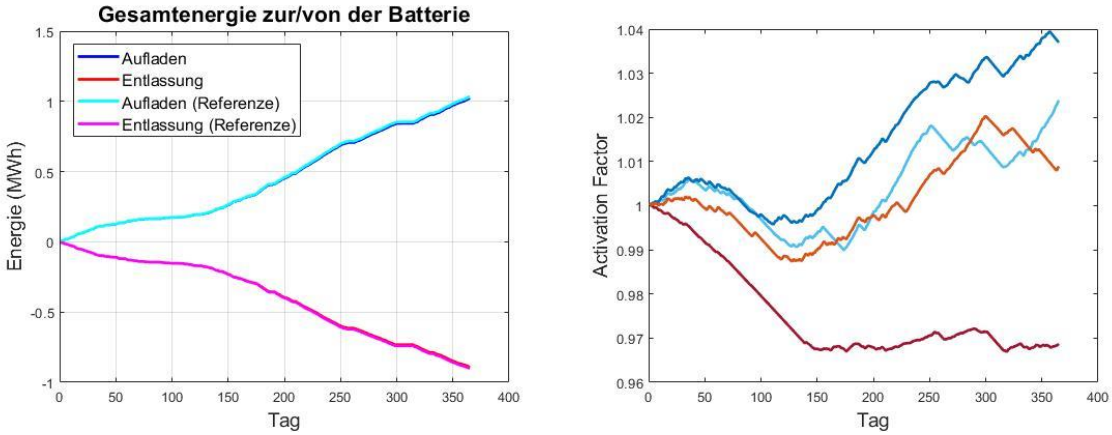


Abbildung 27 Gesamtenergie zur/von der Batterie und Aktivierungsfaktoren für die TRL+DA+ID Optimierung, genaue Prognose und Zeitraum 1

3.2.5 DA+ID

In diesem Abschnitt stellen wir eine kombinierte Optimierung für DA- und ID-Märkte vor. Wie bereits erwähnt, wird in jedem der beiden Märkte die gleiche Methode der sequentiellen Optimierung auf der Grundlage der in Abschnitt 3.1.3 vorgestellten Approximate Dynamic Programming angewendet.

Tabelle 13 Einnahmen pro Maximale Ladeleistung (Euro/kW) in Zeitraum 3(6/1/2020 – 20/1/2020)

Markt	Zeitraum 3 (6/1/2020 – 20/1/2020)	
	Genaue Prognosen	Falsche Prognosen
DA+ID	0,105	0,122

In den folgenden Abbildungen sehen wir die Leistung des Optimierungsalgorithmus in der Zeitraum 3 von 6/1/2020 - 20/1/2020. Wenn wir diese Leistung über einen Zeitraum von 1 Jahr skalieren, sehen wir, dass die jährliche Leistung ungefähr 13 Euro pro Batterie beträgt. Dieser Betrag ist etwa doppelt so hoch wie der Betrag, den wir durch die DA-Optimierung erhalten haben. Wir sollten jedoch noch höhere Einnahmen aus der ID-Optimierung erwarten, da es innerhalb des Zeitraums 6/1/2020-20/1/2020 keine signifikante PV-Erzeugung gibt.

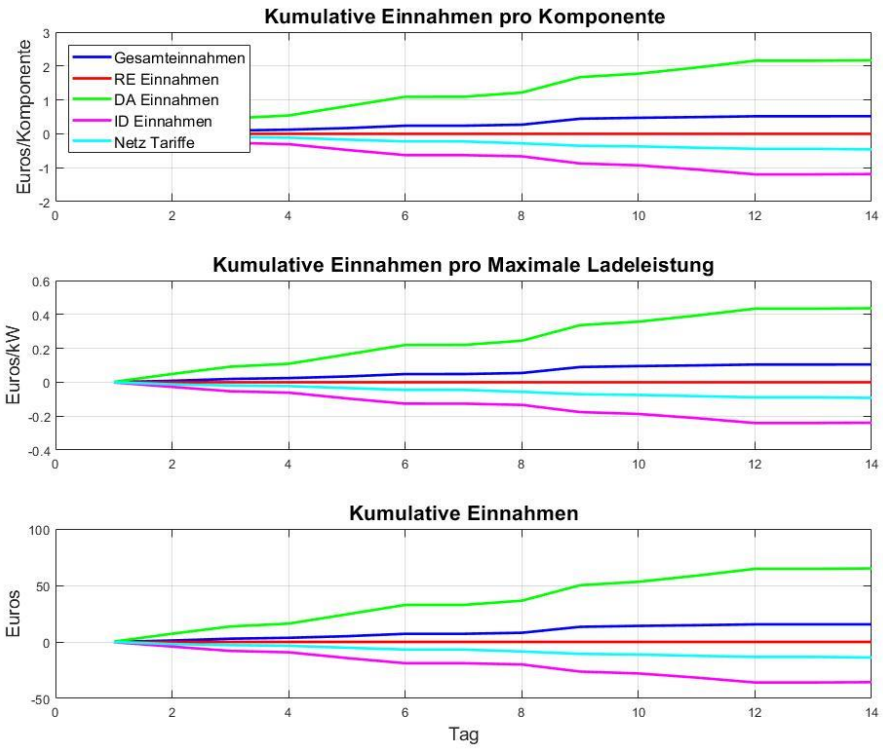


Abbildung 28 Kumulative Einnahmen für DA+ID Optimierung, genaue Prognosen in der Zeitraum 3 6/1/2020 – 20/1/2020

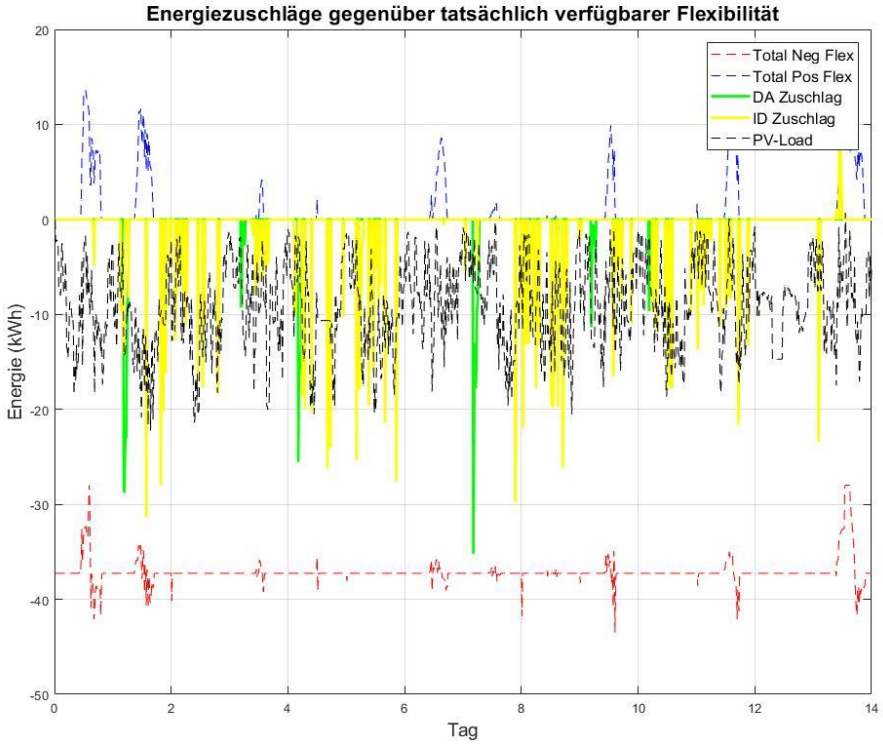


Abbildung 29 Energiezuschläge gegenüber tatsächlich verfügbarer Flexibilität für die DA+ID Optimierung und genaue Prognosen in Zeitraum 3 6/1/2020 – 20/1/2020

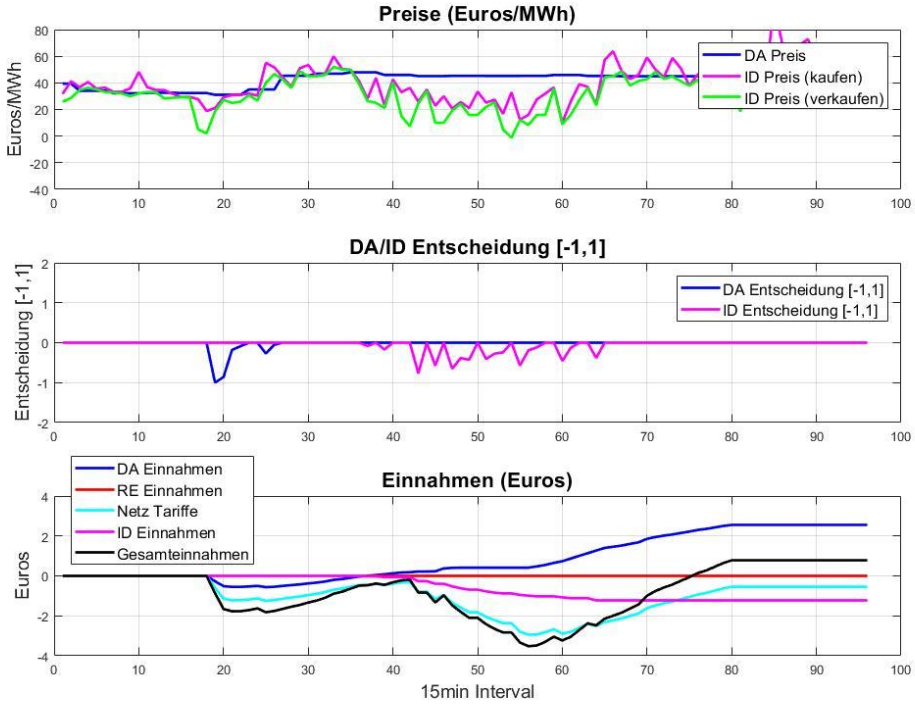


Abbildung 30 Beispiel für die Leistung der TRL Aktivierungen für die DA+ID Optimierung und genaue Prognosen in Zeitraum 3 (6/1/2020 – 20/1/2020)

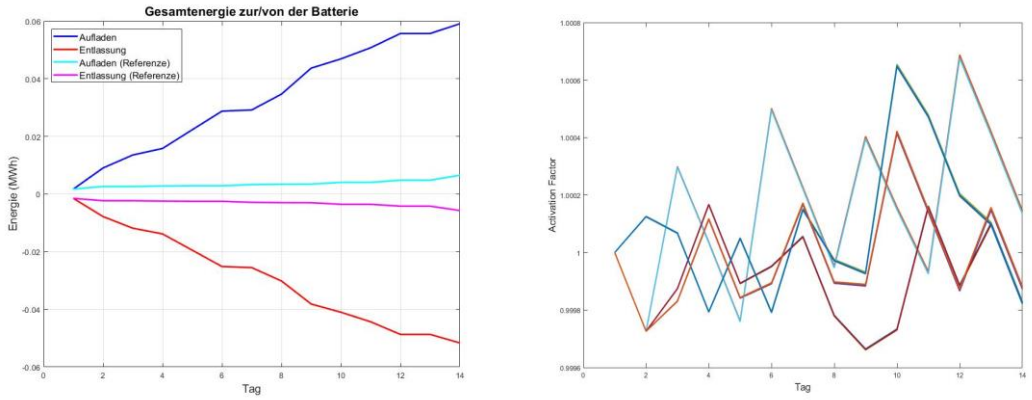
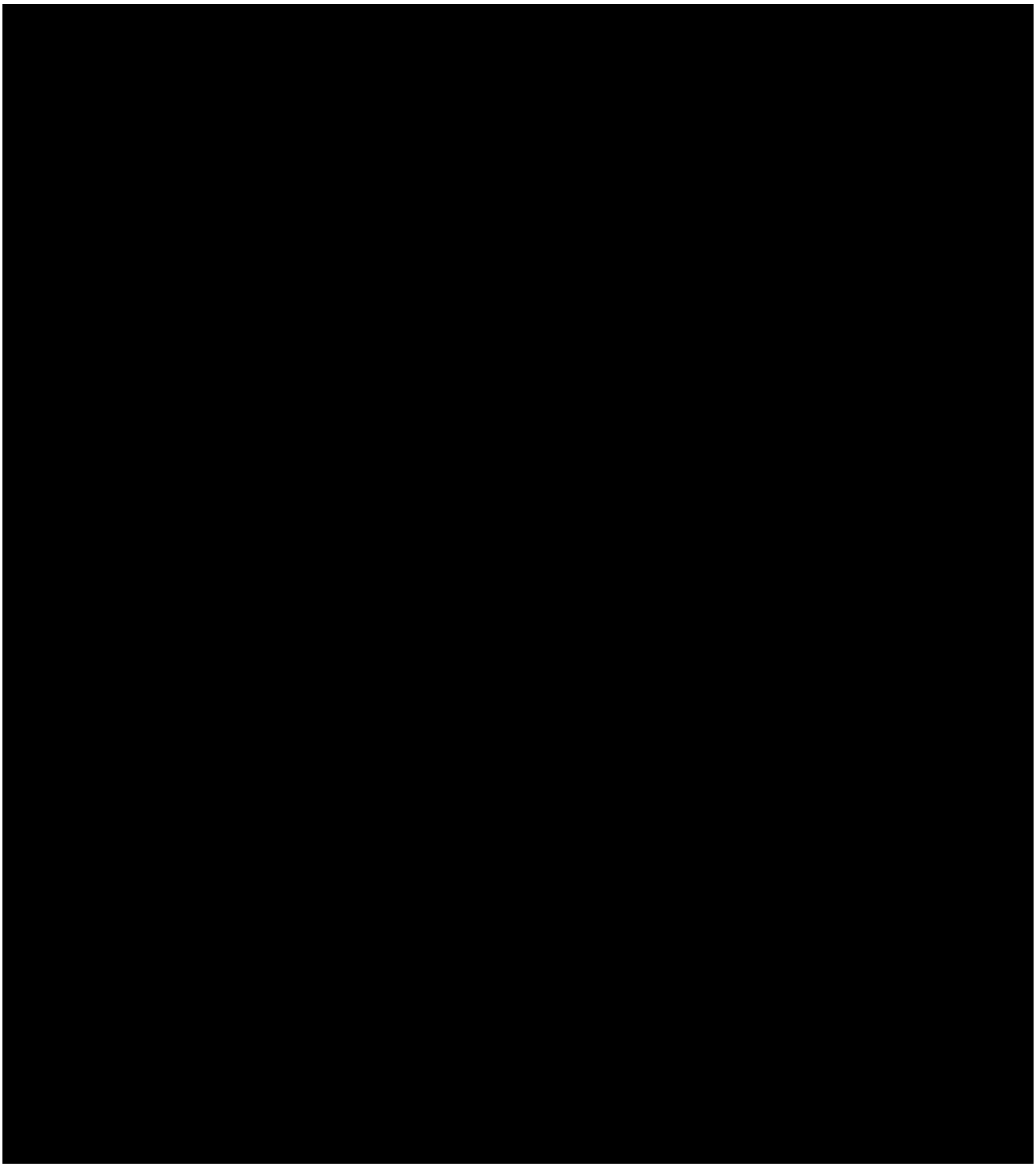
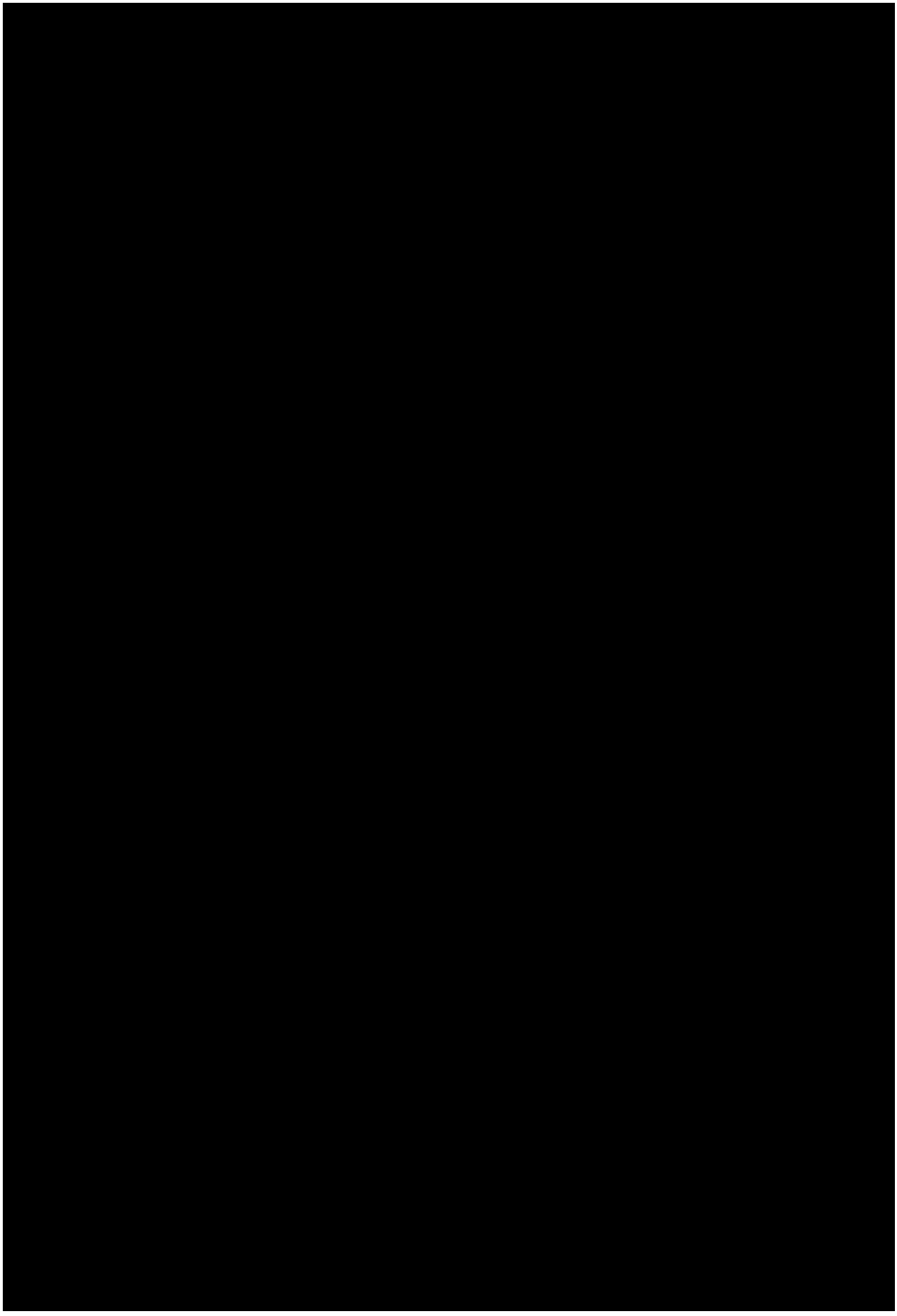


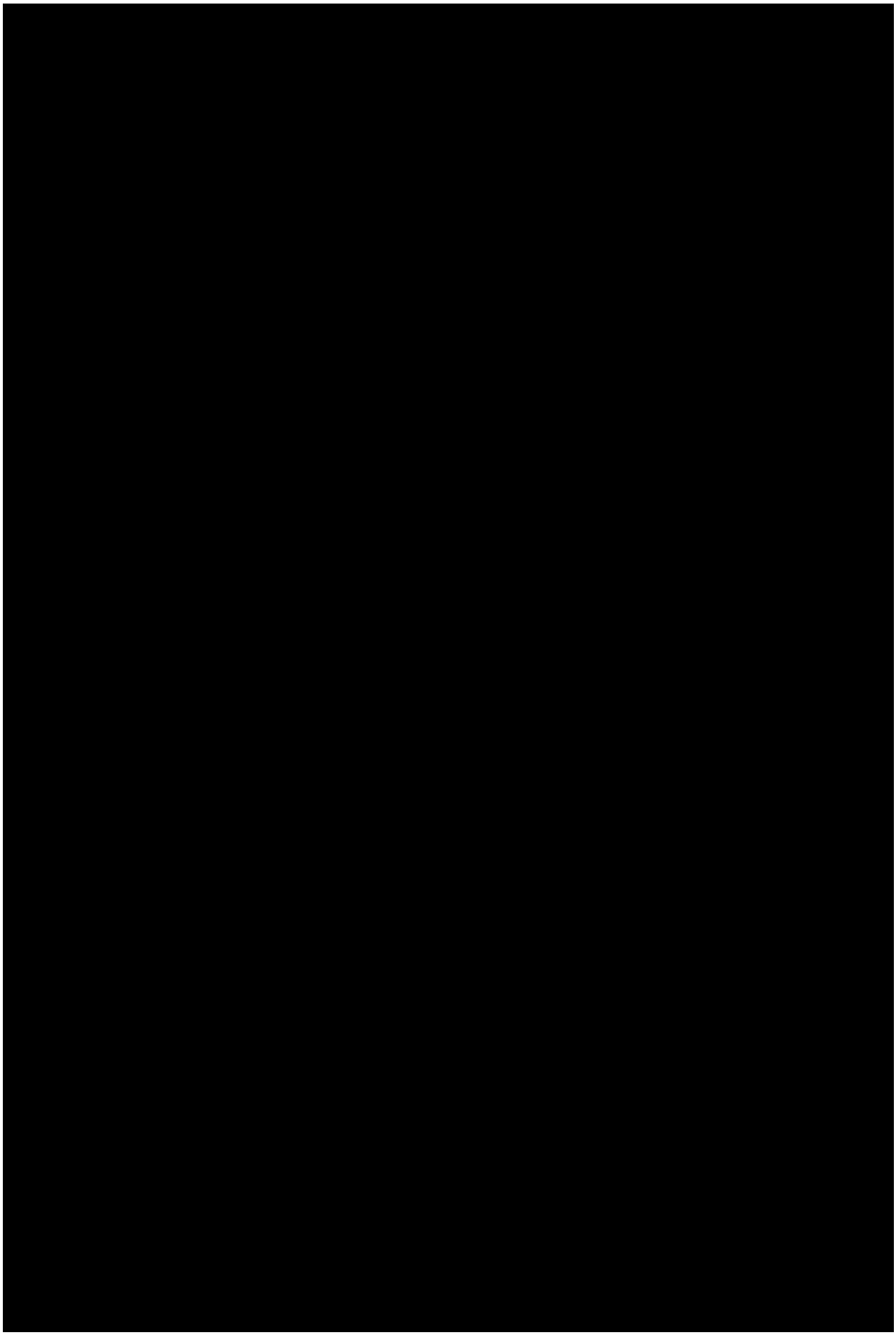
Abbildung 31 Gesamtenergie zur/von der Batterie und Aktivierungsfaktore für die DA+ID Optimierung und genaue Prognosen in Zeitraum 3 6/1/2020 – 20/1/2020

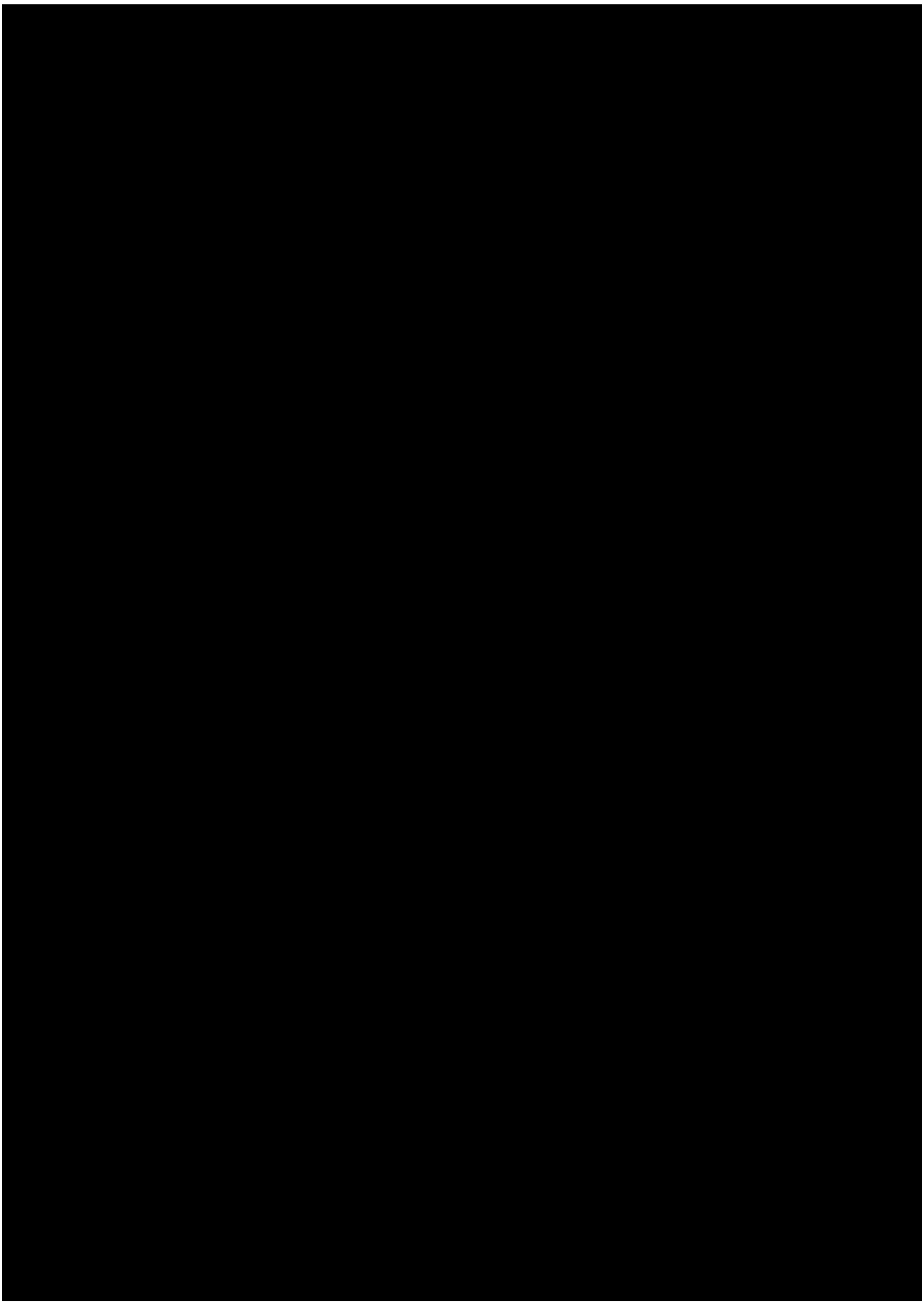
3.3 Parametervariation

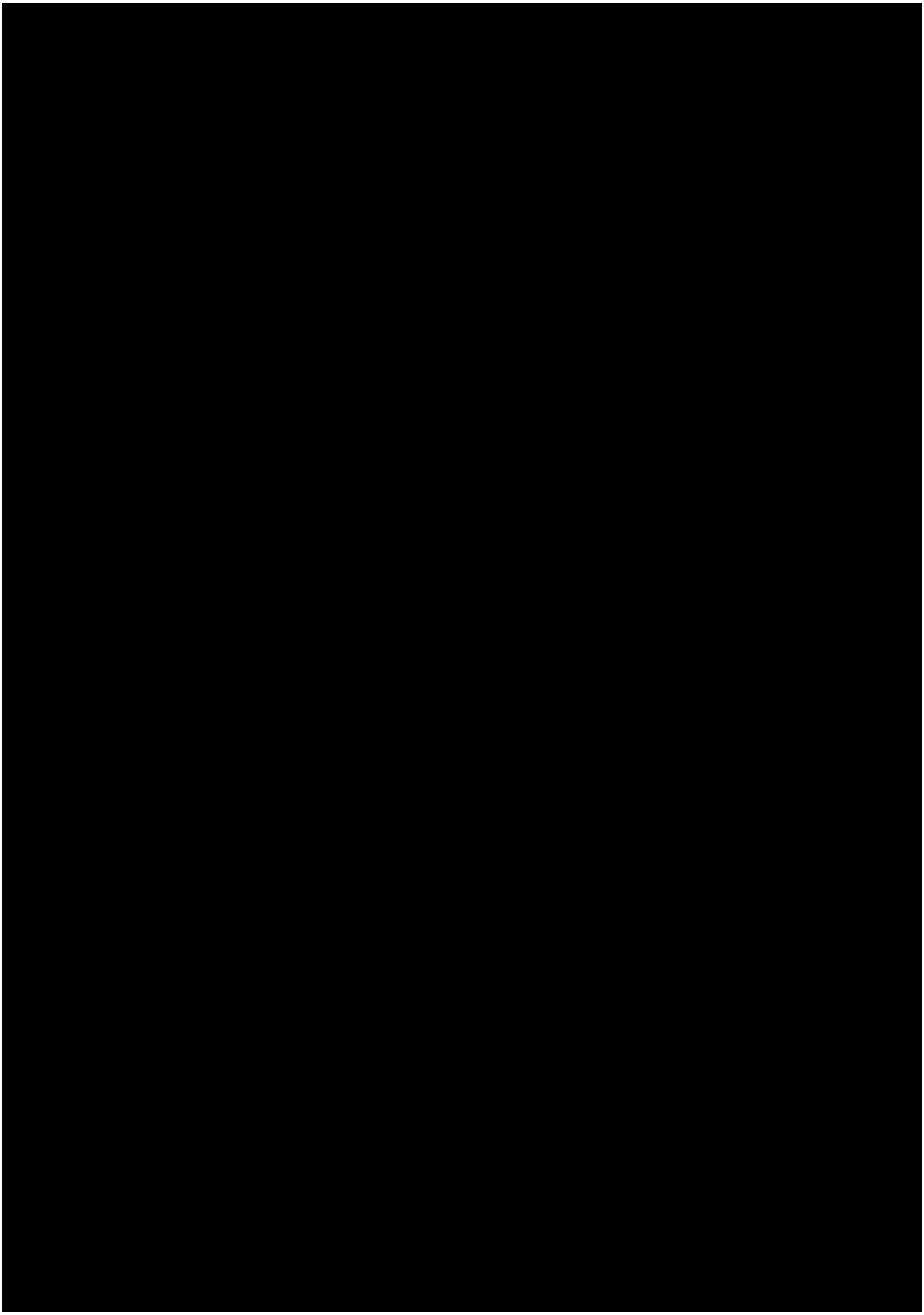
[redacted]











3.3.3 CO_2 Vergleich

In diesem Abschnitt stellen wir die DA-Optimierung unter dem Ziel der Minimierung der CO_2-Emissionen vor. Ziel ist es, Strom zu Zeiten mit geringen CO_2-Emissionen zu beziehen und Energie zu Zeiten mit hohen CO_2-Emissionen einzuspeisen. Insgesamt wird die gesamte aus dem Netz bezogene Energie die gleiche sein wie im Referenzszenario. Auf diese Weise trägt der Batteriepool zur Gesamtreduktion der CO_2-Emissionen bei. Die folgenden Abbildungen zeigen die Leistung der CO_2-basierten Optimierung unter genauen und falschen Prognosen.

Tabelle 16 CO_2 Emissionenreduzierung (kg) pro Maximale Ladeleistung (kW)

Markt	Zeitraum 2	
	Genaue Prognosen	**Falsche Prognosen**
DA (CO_2)	0.52	0.18

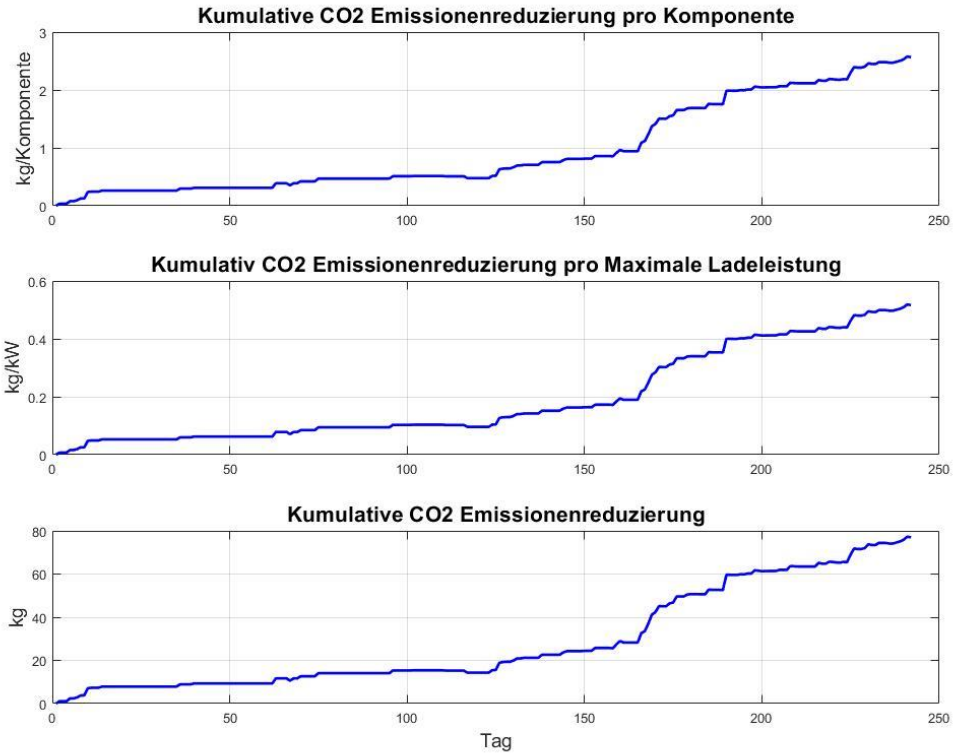


Abbildung 42 Kumulative CO_2 Emissionenreduzierung für genaue Prognosen und Zeitraum 2

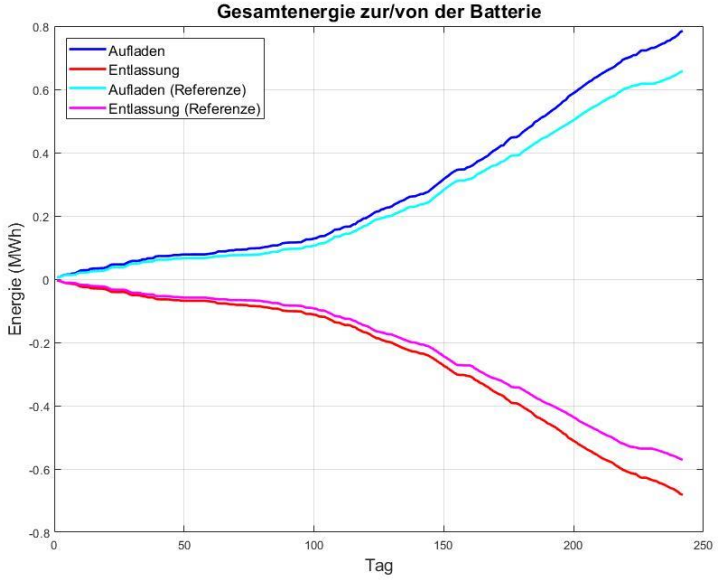


Abbildung 43 Gesamtenergie zur/von der Batterie für die CO_2 Optimierung, genaue Prognosen und Zeitraum 2

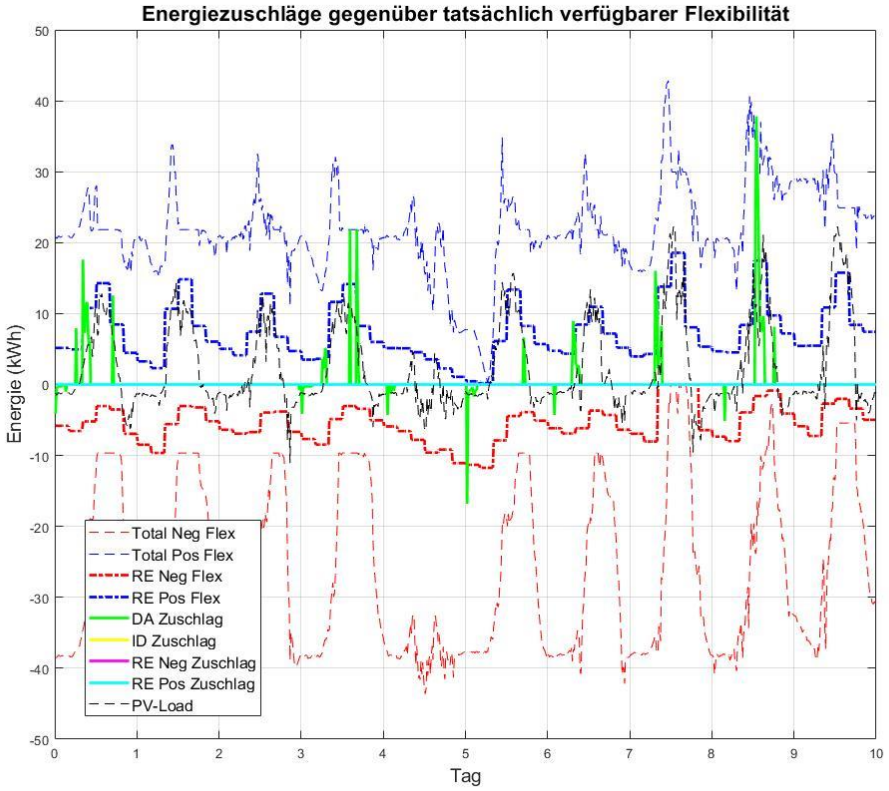


Abbildung 44 Energiezuschläge gegenüber tatsächlich verfügbarer Flexibilität für die CO_2 Optimierung, genaue Prognosen und Zeitraum 2

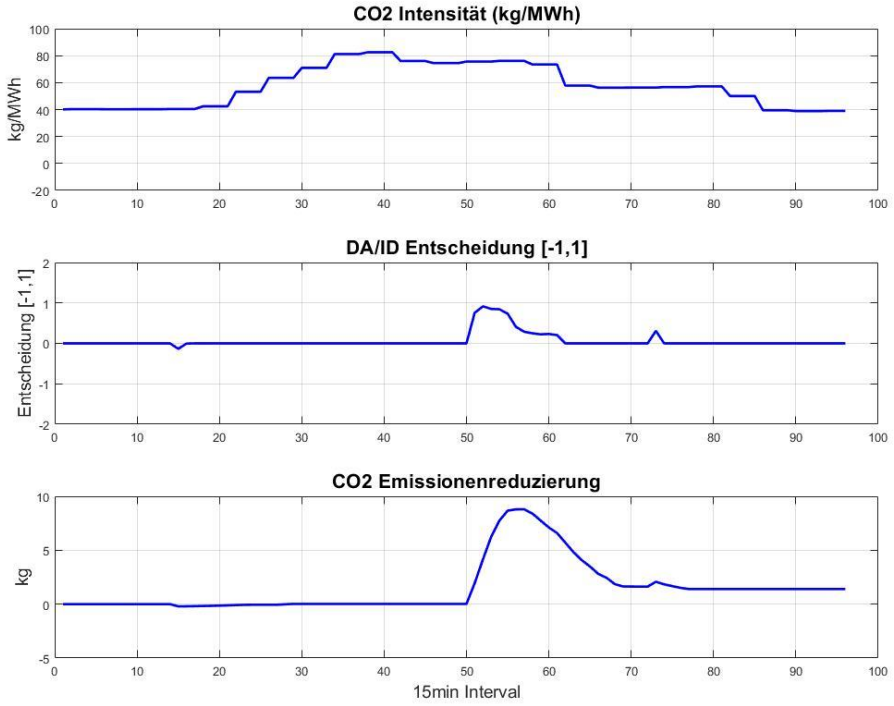


Abbildung 45 Beispiel für die Leistung der DA Aktivierungen für die CO_2 Optimierung, genaue Prognosen und Zeitraum 2

3.3.4 EXAA DA Preise

In diesem Abschnitt vergleichen wir die Erlöse der DA-Optimierung bei Verwendung der EXAA (1/4h) DA-Preise im Vergleich zu den Erlösen unter den EPEX (1h) DA-Preisen. Der Optimierungsrahmen ist derselbe wie in Abschnitt **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**, wo Entscheidungen mit 1/4h Granularität getroffen werden und der einzige Unterschied der DA-Preis ist. Die Simulationen wurden im Zeitraum 2 im Fall von genauen und falschen Prognosen durchgeführt. Die Einnahmen und die gehandelte Energie sind in Tabelle 17 bzw. Tabelle 18 aufgeführt.

Tabelle 17 Einnahmen pro Maximale Ladeleistung pro Jahr (Euro/kW/Jahr) für die DA Optimierung mit EXAA (1/4h) Preise

Markt	Zeitraum 2 (EPEX Preise)		Zeitraum 2 (EXAA Preise)	
	Genaue Prognosen	Falsche Prognosen	Genaue Prognosen	Falsche Prognosen
DA	0,88	0,27	1,84	0,67

Tabelle 18 Gekaufte/verkaufte Energie pro Maximale Ladeleistung pro Jahr (kWh/kW/Jahr) für die DA Optimierung mit EXAA (1/4h) Preise und Genauen Prognosen

Markt	Zeitraum 2 (EPEX Preise)		Zeitraum 2 (EXAA Preise)	
	DA Markt Käufe	DA Markt Verkäufe	DA Markt Käufe	DA Markt Verkäufe
DA	938,81	317,85	940,66	319,04
DA (Referenzszenario)	932,61	317,77	932,61	317,77

Wir beobachten, dass die Einnahmen unter den EXAA (1/4h)-Preisen um 109% im Vergleich zu den entsprechenden Einnahmen unter den EPEX (1h)-Preisen steigen. Darüber hinaus ist die insgesamt gehandelte Energie in diesen beiden Fällen etwa gleich hoch wie in Tabelle 18 dargestellt. Alle Bewertungen wurden einschließlich der Aktivierungskosten der Batterien durchgeführt.

In Abbildung 46 und Abbildung 47 stellen wir die Gesamteinnahmen für den Fall genauer bzw. nicht genauer Prognosen für den Zeitraum 2 dar. Ebenfalls in Abbildung 48 stellen wir die Gesamtenergie, die in die Batterien geladen und aus den Batterien entladen wird, und die entsprechenden Aktivierungsfaktoren während der Zeitraum 2 dar. Schließlich haben wir in Abbildung 49 und Abbildung 50 zwei Beispiele für die Response der DA-Optimierung während eines Tages vorgelegt. Wir beobachten, dass die DA EXAA (1/4h) während eines Tages stärker variieren (im Vergleich zum DA EPEX-Preis). Infolgedessen ergeben sich mehr Möglichkeiten hinsichtlich der Preisunterschiede während eines Tages. Aufgrund der Aktivierungskosten kann die insgesamt gehandelte Energie jedoch nicht wesentlich größer sein als die im Referenzszenario gehandelte Energie.

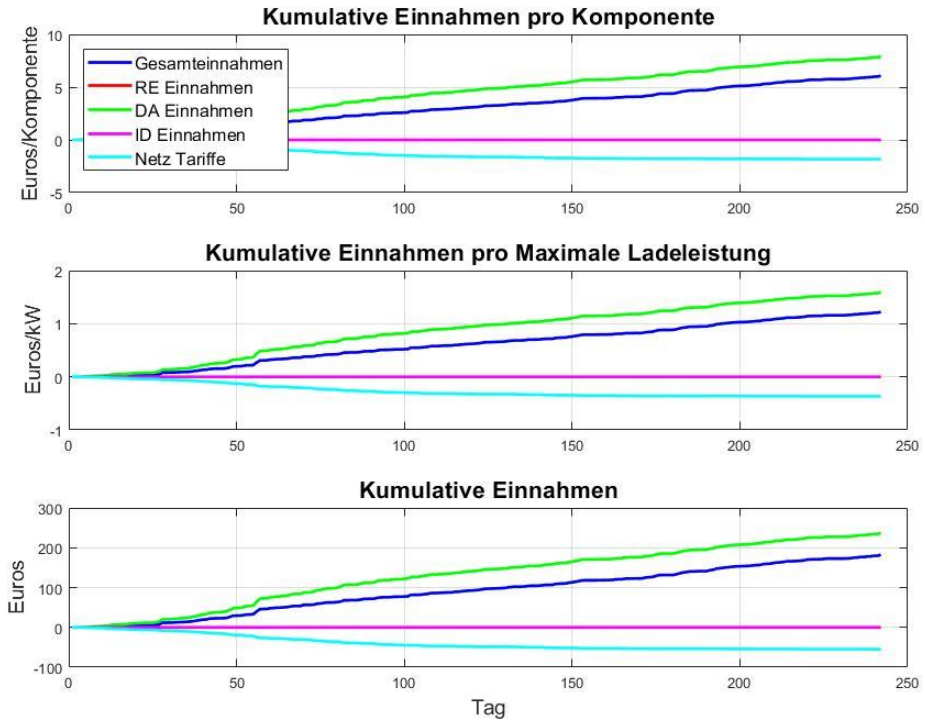


Abbildung 46 Kumulative Einnahmen für die DA Optimierung in Zeitraum 2 mit genauen Prognosen und EXAA (1/4h) Preisen

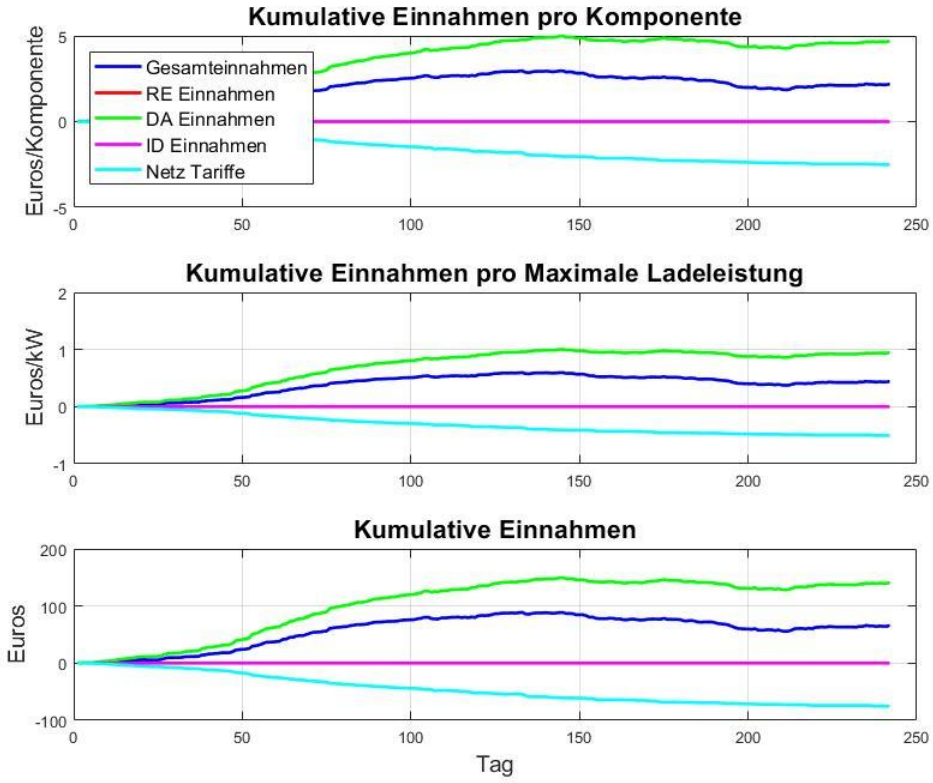


Abbildung 47 Kumulative Einnahmen für die DA Optimierung in Zeitraum 2 mit falschen Prognosen und EXAA (1/4h) Preisen

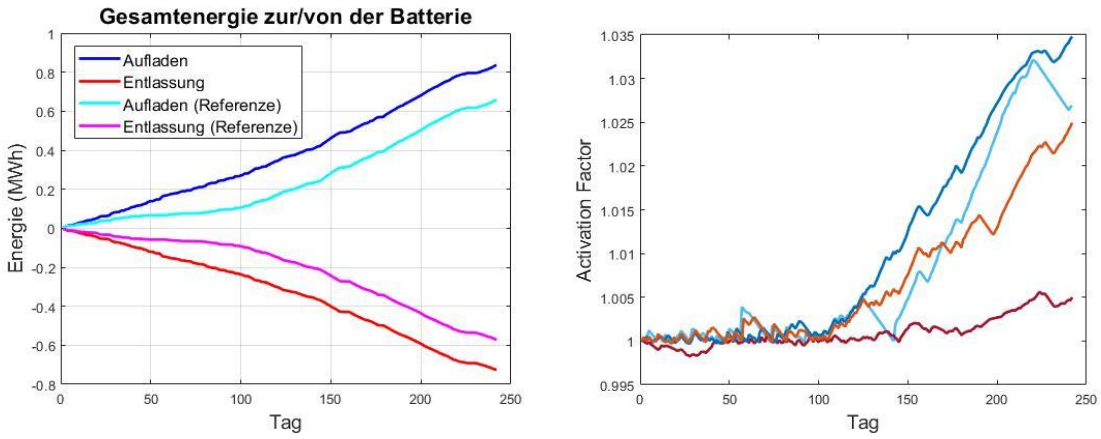


Abbildung 48 Gesamtenergie zur/von der Batterie und Aktivierungsfaktoren für die DA Optimierung in Zeitraum 2 mit genauen Prognosen und EXAA (1/4h) Preisen

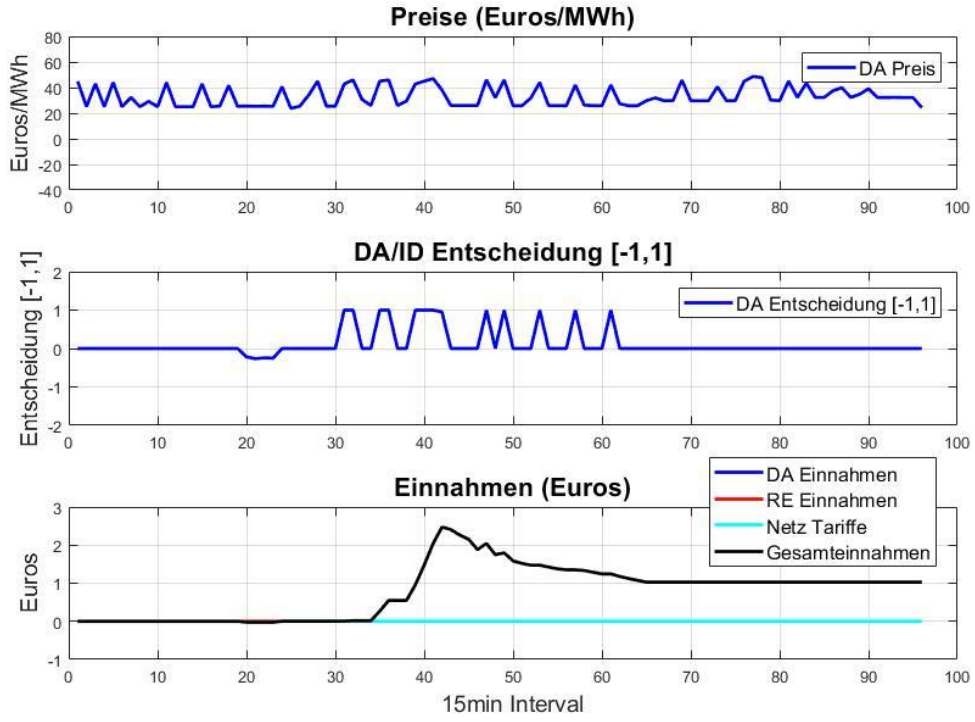


Abbildung 49 Beispiel für die DA Optimierung in Zeitraum 2 mit genauen Prognosen und EXAA (1/4h) Preisen

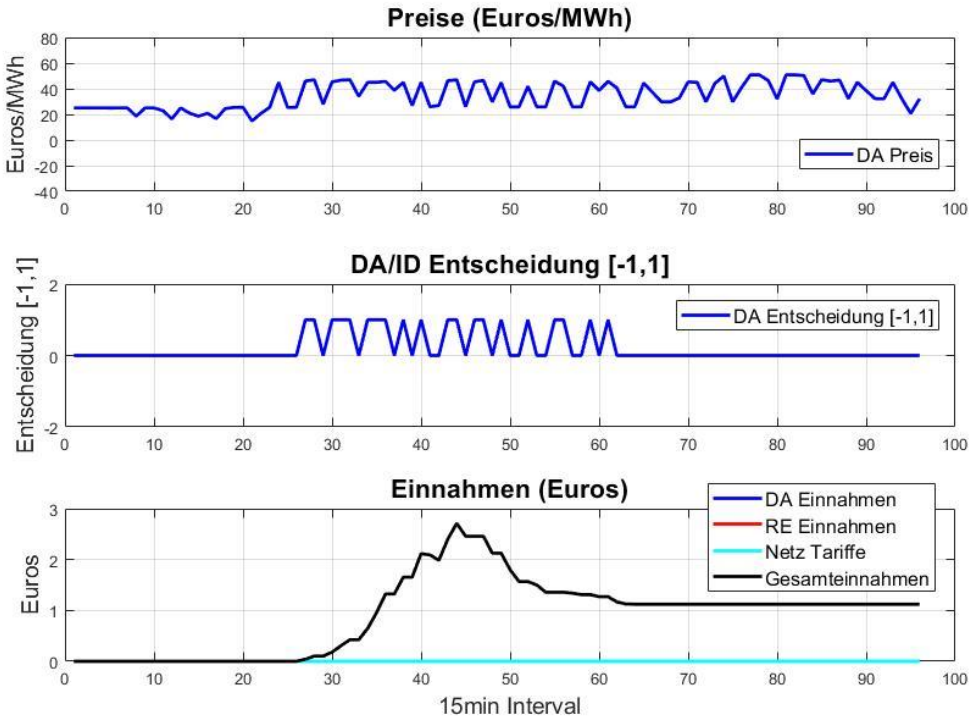


Abbildung 50 Beispiel für die DA Optimierung in Zeitraum 2 mit genauen Prognosen und EXAA (1/4h) Preisen

3.4 Zusammenfassung

In den vorhergehenden Unterabschnitten stellten wir eine Reihe von Experimenten in verschiedenen Arten von Ausgleichsenergiemärkten und auch in Kombination mit DA- und ID-Märkten vor, einschließlich perfekter und unvollkommener Prognosen. Wir haben auch mehrere Experimente unter verschiedenen Bedingungen durchgeführt, z.B, nur negative RE in den ersten beiden 4h Blöcken, reservieren die Batterien nur für SRL, reduzierte RE-Netz Tarife, und CO_2 Vergleich.

Insgesamt lauten unsere Anmerkungen wie folgt:

- 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 bietet ebenfalls hohe Einnahmen, aber etwa 21% weniger als die Einnahmen der SRL+DA+ID-Optimierung.
- 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.

4 Boiler-Pool Optimierung

4.1 Methode

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 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:

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

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

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

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

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

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. Zur Lösung des Gleichungssystems verwenden wir den CPLEX-Solver von IBM.

4.2 Ergebnisse (Flexibilität und Erlöse)

4.2.1 Referenz Szenario

Das Referenzszenario bildet das Heizverhalten von Nicht-optimierten Boiler Einheiten ab. Es wird geheizt, sobald die untere Temperaturbegrenzung erreicht wird, unabhängig vom Strompreis am Day-Ahead Markt.

Alle Ergebnisse werden im Vergleich zum Referenzszenario evaluiert.

4.2.2 DA

Bei der reinen Preisoptimierung versucht der Optimierer, Strom möglichst günstig einzukaufen (Abb. 47). Auf diese Weise können die Stromkosten gesenkt werden, ohne das Nutzverhalten negativ zu beeinflussen. In Zeitraum 1 ergibt sich eine Kostenreduktion um 6,9% bei einer Bezugserhöhung von 3,2%, in Zeitraum 2 (hochgerechnet auf ein Jahr) eine Kostenreduktion von 5,2% und einen Strom-Mehrverbrauch von 2,9%.

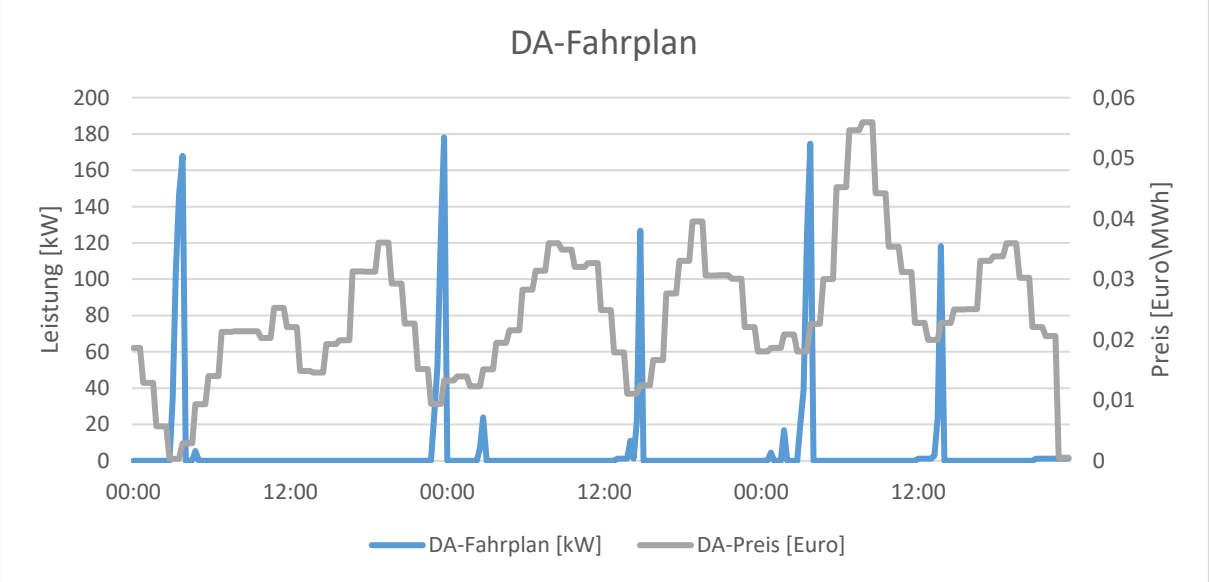


Abbildung 51 Preisoptimierter Day-Ahead Fahrplan

Die Boiler-Einheit wird hier vor prognostizierten Verbrauchsspitzen geladen (Abb. 48)

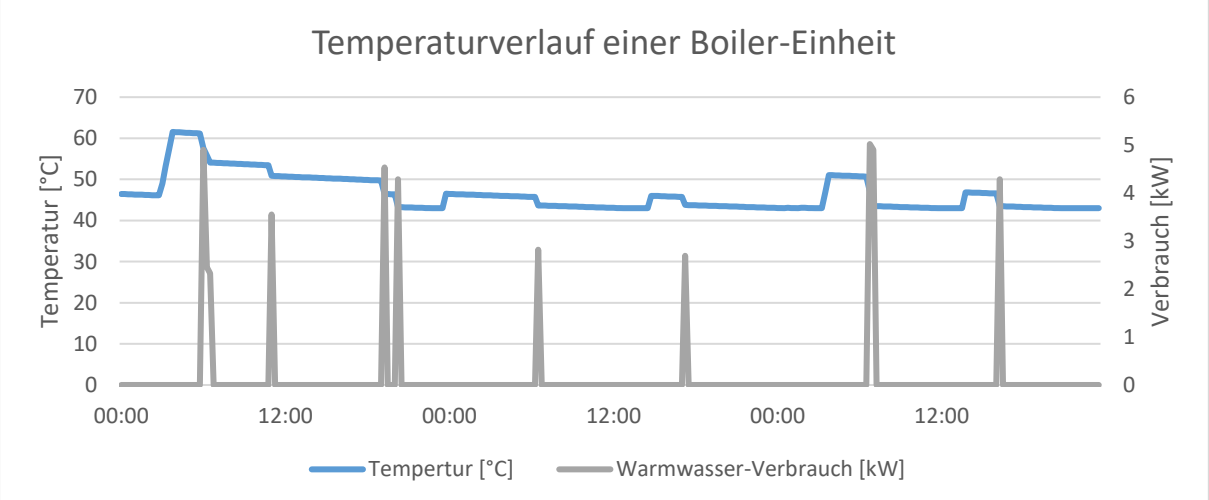


Abbildung 52 Lade-/Entladevorgang einer optimierten Komponente

4.2.3 SRL + DA + ID

Zusätzlich zur Preisoptimierung aus dem DA-Use-Case wird die flexible Energiemenge des gesamten Pools gesammelt (aggregiert) und am Sekundär-Regelenergiemarkt in Form von 4h-Strom-Produkten angeboten.

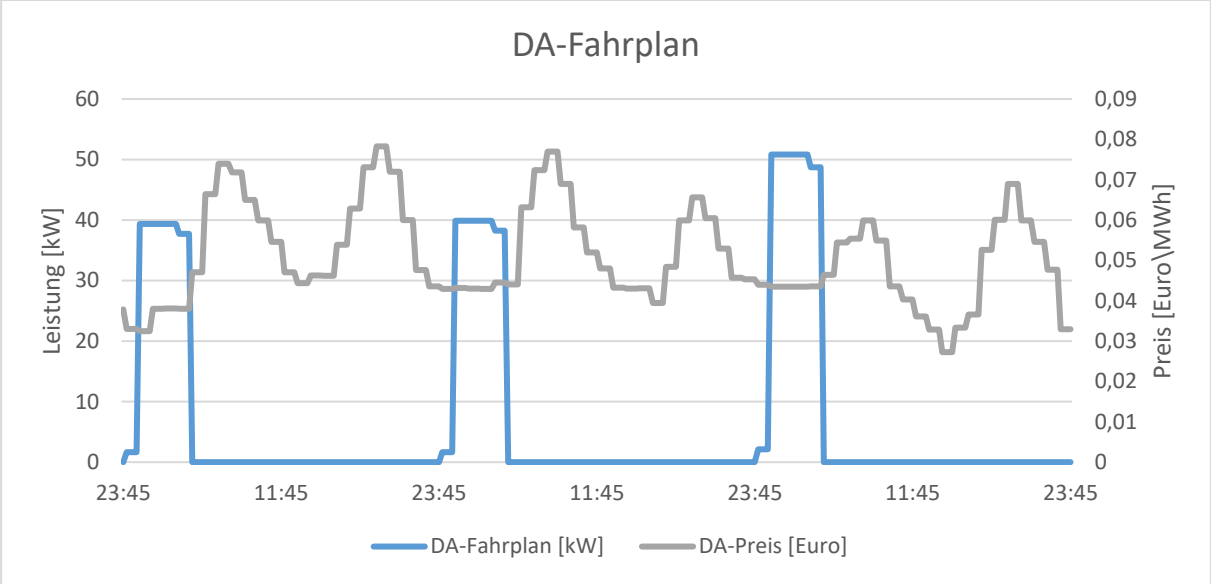


Abbildung 53 RL-Liefergarantie durch Day-Ahead Einkauf

Der DA-Fahrplan in Abb. 49 ergibt sich aus der DA-Preisoptimierung, dem Absichern des Angebots positiver Regelenergie durch DA-Einkauf und der Leistungsvorhaltung, welche das Zurückkehren zum ursprünglichen Fahrplan garantiert, wenn die prognostizierten Abruf entweder höher oder geringer ausfallen als erwartet.

Die Lieferung der RL-Produkte wird folgendermaßen garantiert:

Negative RL:

- Bei jedem Angebot wird zeitgleich Kapazität im Speicher freigehalten, um die Leistung eines maximalen Abrufes aufnehmen zu können.
- Eine Stunde nach jedem Angebot, wird diejenige Leistung am DA-Markt eingekauft, die der Differenz von maximalem und erwartetem Abruf entspricht. So können unerwartet hohe Leistungsmenge am Intra-Day-Markt wiederverkauft und der Fahrplan eingehalten werden (Abb. 50).
- Wird weniger abgerufen als erwartet, so wird die Leistung am Intra-Day Markt nachgekauft.

Positive RL:

- Bei jedem Angebot wird zeitgleich die maximal angebotene RL-Leistung am DA-Markt eingekauft. Für den Fall eines ausbleibenden Abrufes, wird diese Leistung nicht zum Heizen verwendet und garantiert die Lieferung des Produktes (Abb. 51).

- Eine Stunde nach jedem Angebot, wird diejenige Leistung am DA-Markt eingekauft, die der erwarteten abgerufenen Leistung entspricht. So kann die nicht abgerufene Leistung am Intra-Day Markt wiederverkauft und der Fahrplan eingehalten werden.
- Wird mehr abgerufen als erwartet, wird diese fehlende Leistung am Intra-Day Markt nachgekauft.

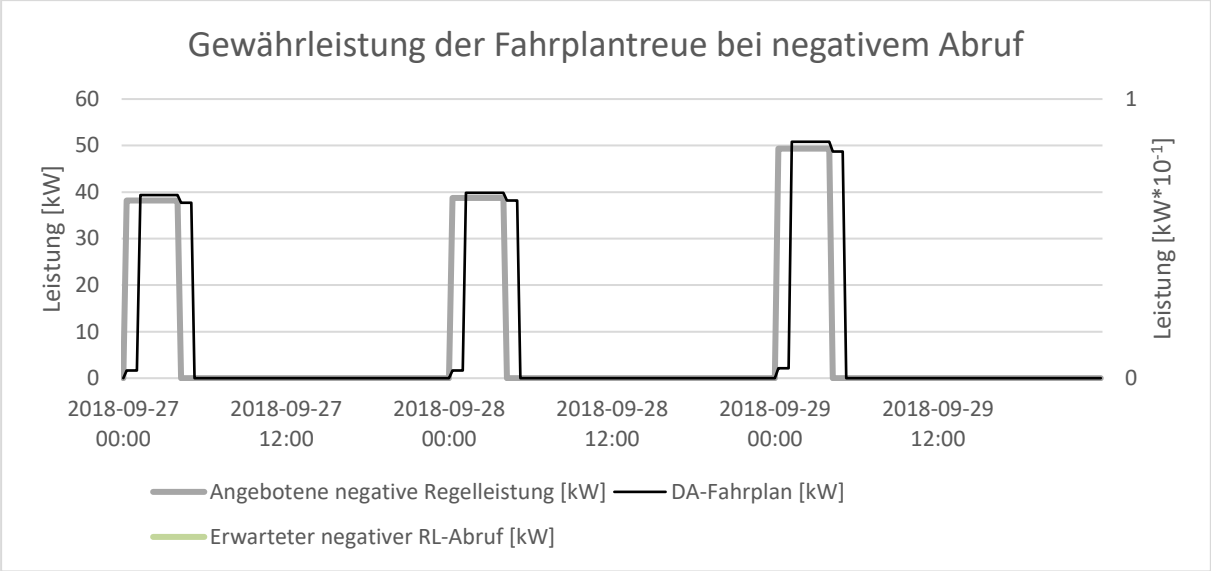


Abbildung 54 Möglichkeit des Verkaufs von Leistung durch Leistungsvorhaltung

In Abbildung 41 wird veranschaulicht, wie die Differenz zwischen angebotener und erwarteter Leistung eine Stunde später als DA-Einkauf reserviert wird. So kann ein Leistungsüberschuss wieder ins Netz eingespeist werden.

Die erwartete negative Regelleistung wird zur Veranschaulichung auf der Sekundärachse dargestellt.

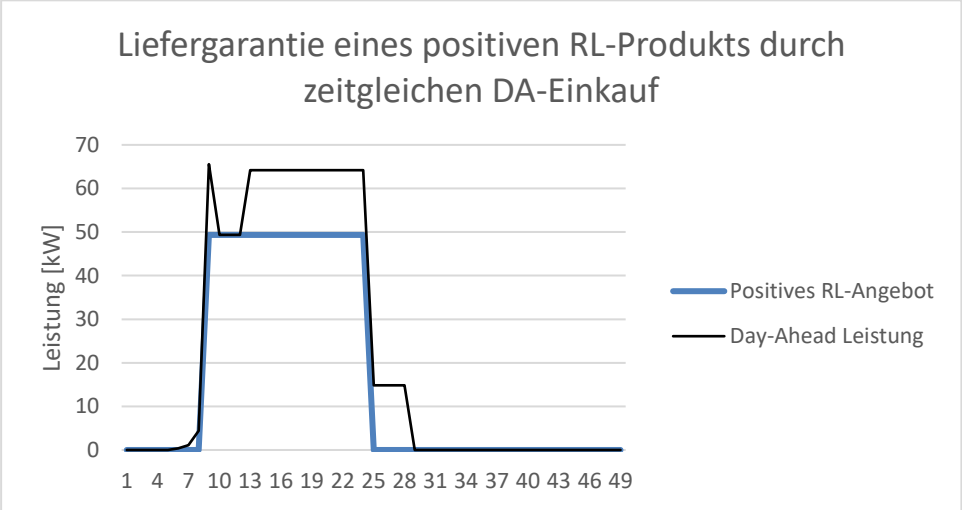


Abbildung 55 Lieferung der positiven RL wird durch Day-Ahead Vorkauf gewährleistet

In Abbildung 51 sieht man, dass die eingekaufte Leistung am Day-Ahead Markt immer mindestens genauso groß ist, wie die angebotene positive Regelleistung. Kommt es nun zu einem Abruf in maximal angebotener Höhe, kann diese Leistung auf jeden Fall geliefert werden.

In Abbildung 52 wird der Nachkauf von Leistung am Intra-Day Markt veranschaulicht. Während des 4-stündigen RL-Angebots kommt es anfangs zu einem unerwartet hohen Abruf (die Leistung wird eine Stunde später nachgekauft) und zu einem unerwartet niedrigen Abruf (die Leistung wird eine Stunde später nachgekauft). Der Nachkauf und -Verkauf ist in jedem Fall durch die Leistungsvorhaltung abgesichert, der Fahrplan kann also auf jeden Fall gehalten werden.

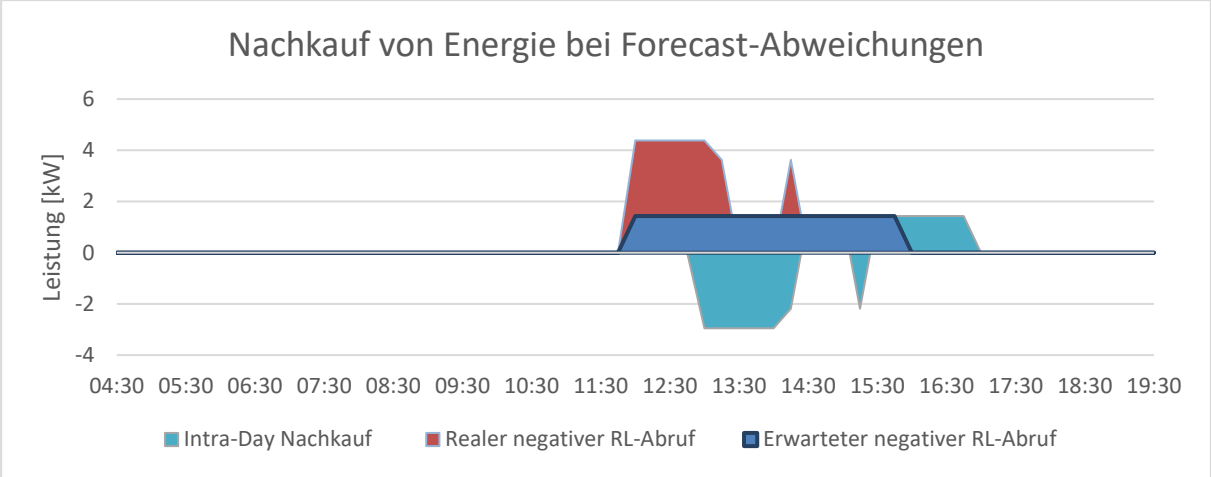


Abbildung 56 Darstellung des ID-Nachkaufes bei Prognose-Abweichungen

In der Simulation verringert diese Optimierungsmethode die Kosten um 18,5% im 1. und 13,6% in Zeitraum 2. Analog dazu erhöht sich der Strombezug um 24,4% im 1. und 26,4% in Zeitraum 2.

4.2.4 TRL + DA + ID

Hier wird, analog zum Handel am SRL-Markt, die flexible Energie am Tertiären Energiemarkt angeboten. Da Abrufe auf diesem Markt viel unwahrscheinlicher sind als am sekundären RL-Markt, fallen auch die Erlöse geringer aus.

Es zeigt sich, dass in diesem Use-Case bei einem höheren Rechenaufwand im Vergleich mit einer reinen DA-Optimierung kaum ein Mehrwert entsteht (siehe Anhang).

Bei einer Kostenreduktion von 7,1% im 1. Und 5,5% in Zeitraum 2 (nur geringfügig mehr als bei einer reinen DA-Optimierung), führt die Optimierung zu einem Mehrverbrauch von Strom von 24,6% im 1. und 11,7% in Zeitraum 2.

4.2.5 DA + ID

Zusätzlich zum Handel an den RL-Märkten wird auch das Potential des Handels am ID-Markt betrachtet. Für die Optimierung des Fahrplans verwenden wir Preis-Forecasts, die uns stündlich Preisinformationen für die jeweils 3 nächsten Stunden liefern. Bei günstig liegenden ID Preisen kann der Optimierer die eingekauften DA-Mengen auch verkaufen, und zu einem günstigeren Preis die verkaufte Energie am ID-Markt nachkaufen (Abb.52).

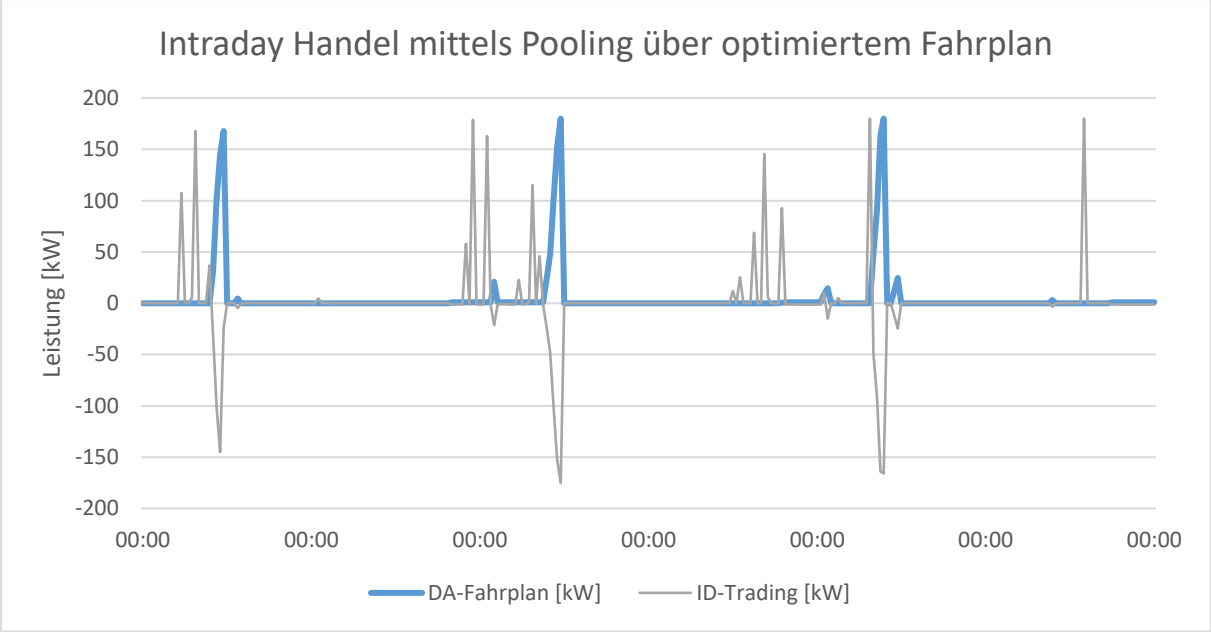


Abbildung 57 Ausnützen von kurzfristigen Preisschwankungen

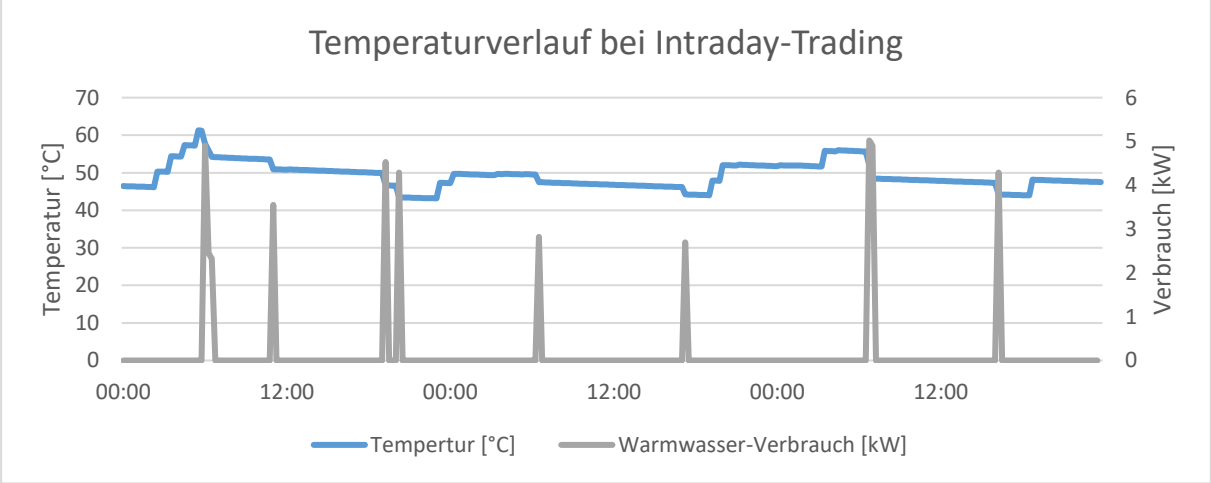


Abbildung 58 Durch die hohe Trading Frequenz erhöht sich auch die Heizfrequenz

Durch die höhere Trading-Frequenz ergibt sich ein komplexeres Temperaurverhalten der Boiler Einheiten (Abb.53).

Es ergibt sich dabei eine Kostenreduktion von 12,4% im Vergleich zum Referenzszenario.

4.3 Zusammenfassung

Die größte Kostenreduktion konnte mit dem SRL-DA-ID Use-Case erreicht werden (18,5% im 1. und 13,6% in Zeitraum 2). Der TRL-Use-Case erzielte aufgrund der geringen RL-Abrufrate kaum mehr Einsparungen als die reine DA-Optimierung (6,9% im 1. Und 5,2% in Zeitraum 2), wobei durch die Leistungsvorhaltung der Stromverbrauch unverhältnismäßig stark ansteigt.

4.3.1 Zeitraum 1

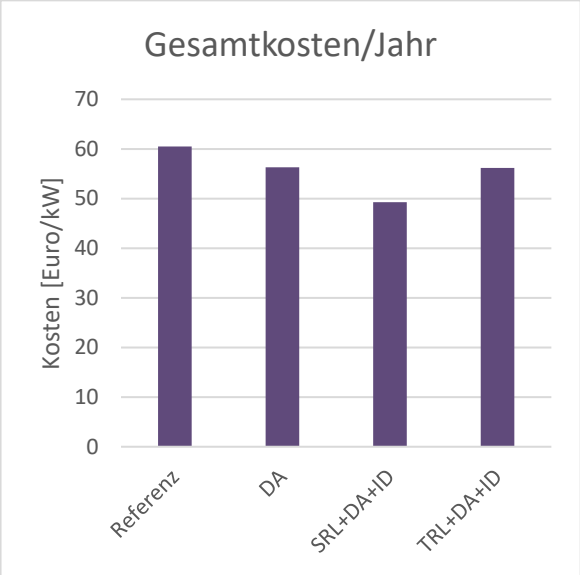


Abbildung 59 Kostenvergleich ZR1

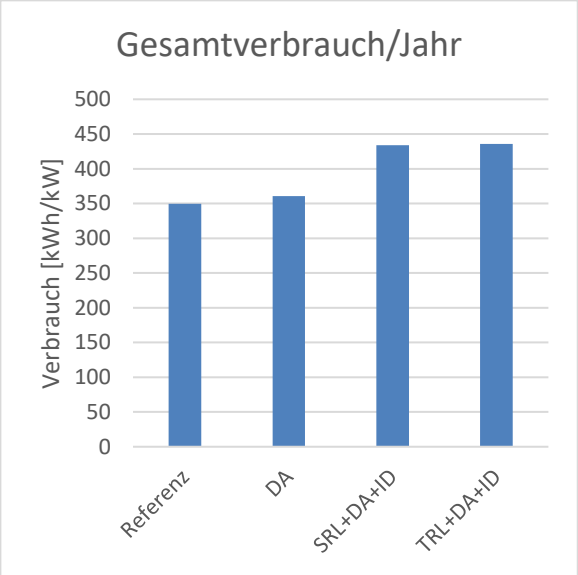


Abbildung 60 Verbrauchsvergleich ZR1

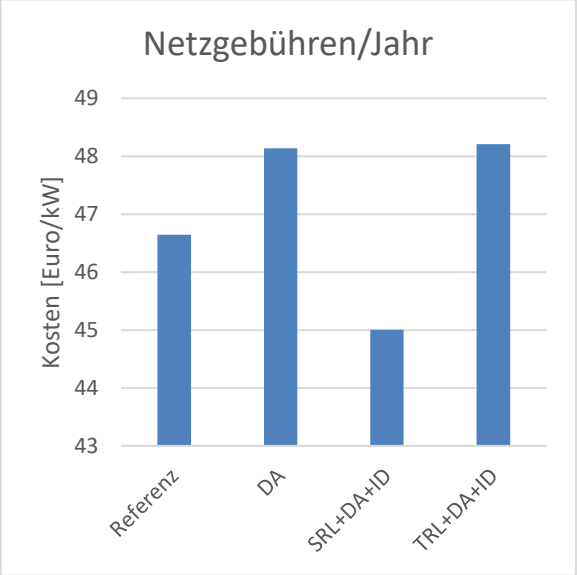


Abbildung 61 Netzgebührenvergleich ZR1

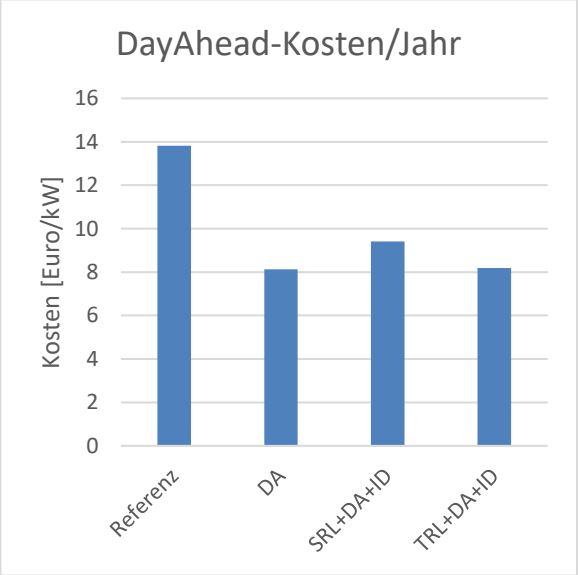


Abbildung 62 DA-Mengen-Vergleich ZR1

In Zeitraum 1 können mit einer reinen Preisoptimierung (DA) die Kosten um 6,9% gesenkt werden. Der Strombezug und die Netzgebühren steigen dabei um 3,2%.

Wird zusätzlich Sekundäre Regelleistung angeboten (SRL+DA+ID) verringern sich die Kosten um 18,5%. Der Strombezug erhöht sich dabei um 24,1%. Da beim Bezug von negativer Regelleistung verringerte Netzgebühren anfallen, verringern sich in diesem Use-Case auch die Netzgebühren um 3,5%.

Beim Angebot von Tertiärer Regelleistung (TRL+DA+ID) verringern sich die Kosten bei einem Mehrverbrauch von 24,6% um nur 7,1%, also kaum mehr als bei einer reinen DA-Optimierung. Auch die Netzkosten erhöhen sich im Gegensatz zur SRl+DA+ID Optimierung, und zwar um 3,3%. Der Grund ist die niedrige Abrufwahrscheinlichkeit, welche den Bezug von negativer RL zum Heizen des Boilers stark verringert. Dieser Use-Case bietet

daher im Vergleich zum Angebot am Sekundär-RL-Markt ein geringeres Potential zur Kostenreduktion.

4.3.2 Zeitraum 2

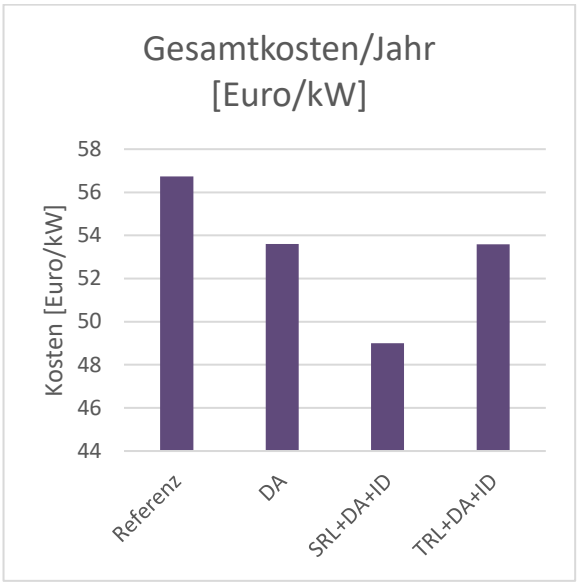


Abbildung 63 Kostenvergleich ZR2

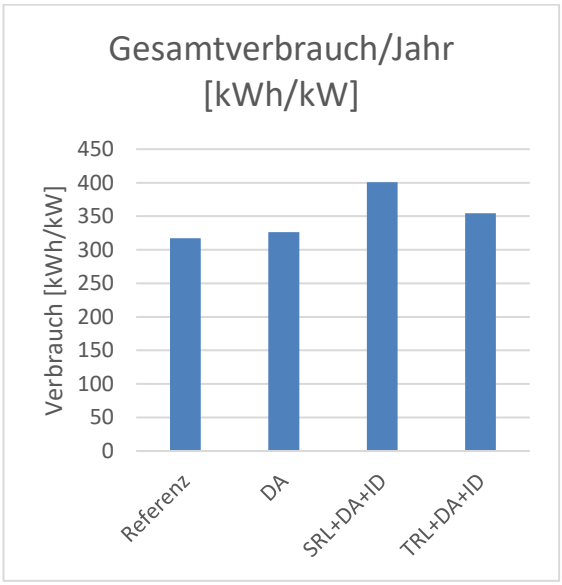


Abbildung 64 Verbrauchsvergleich ZR2

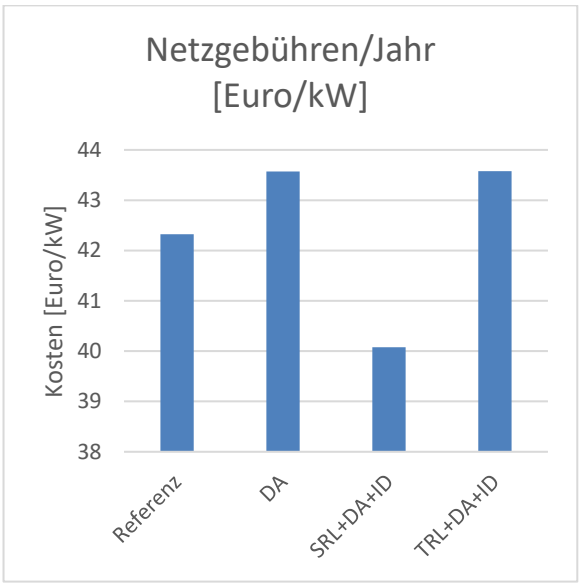


Abbildung 65 Netzgebührenvergleich ZR2

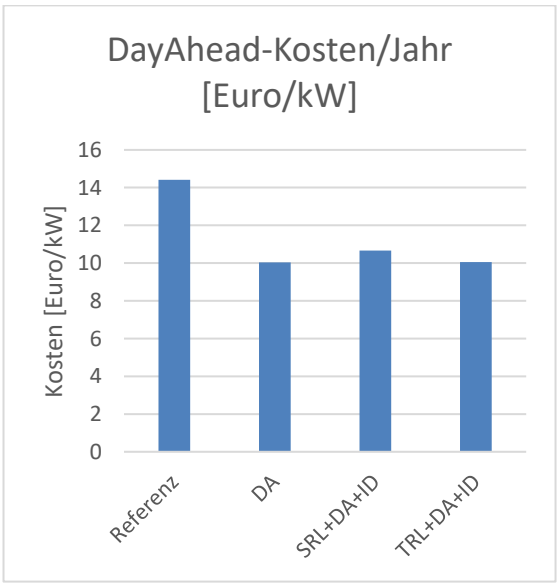


Abbildung 66 DA-Mengen-Vergleich ZR2

Die DA-Optimierung kann im Zeitraum 2 eine Kostenreduktion von 5,5% erwirtschaften. Hier steigen der Gesamtverbrauch und die Netzkosten um 2,9%.

Das zusätzliche Angebot am Sekundär-RL-Markt führt zu einer Kostenreduktion von 13,6%, bei einem Mehrverbrauch von 26,4% und einer Netzkostenreduktion von 5,3%.

Der TRL+DA+ID Use-Case bleibt wiederum hinter den andern zurück. Bei einer Kostenreduktion von 5,5% (wiederum nur geringfügig mehr als bei reiner Preisoptimierung) steigen die Strombezüge um 11,8% und die Netzgebühren um 2,9%.

Die Ergebnisse aus Zeitraum 2 wurden bei der Auswertung auf ein Jahr hochgerechnet.

4.3.3 Zeitraum 3

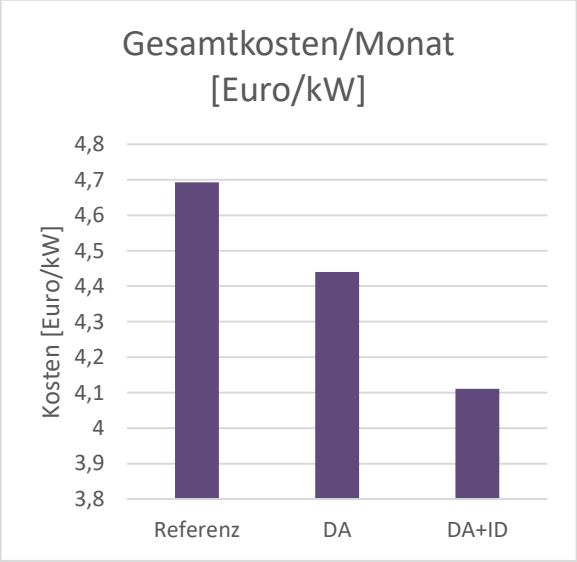


Abbildung 67 Kostenvergleich ZR3

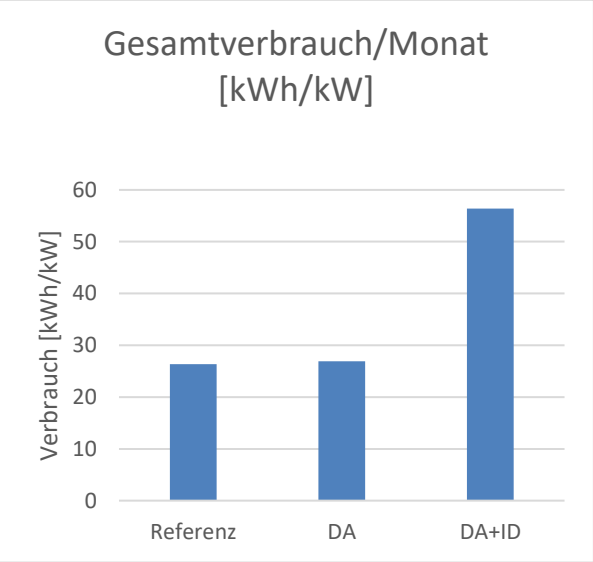


Abbildung 68 Verbrauchsvergleich ZR3

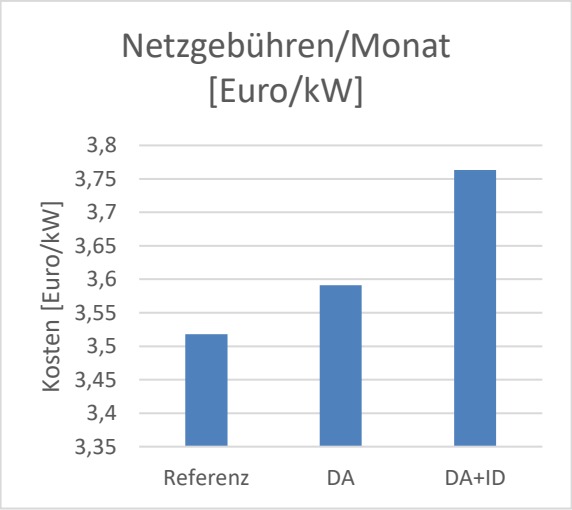


Abbildung 69 Netzgebührenvergleich ZR3

Beim stündlichen Trading am Intra-Day Markt können die Kosten um 12,4% gesenkt werden. Da hier keine Energie vorgehalten werden muss, ist dieser Use-Case im Vergleich zum SRL und TRL Use-Case einfacher zu implementieren.

4.4 Parametervariation

4.4.1 Haushaltsgröße

Für eine Bewertung des Potentials des Flex+ Konzepts ist es interessant zu betrachten, wie sich die Energiekosten und der Stromverbrauch für unterschiedliche Haushaltsgrößen verändern. Es zeigt sich, dass die prozentuellen Ersparnisse bei ca. 13% und Mehrverbräuche bei ca. 26% einpendeln (Abb. 65 und 66), das heißt das Potential zur Kostensenkung skaliert linear mit der Bewohnerzahl und damit mit dem Warmwasserverbrauch.

Bei der Betrachtung der Haushaltsgröße wurden Verbrauch und Boiler-Dimensionierung der Bewohnerzahl angepasst.

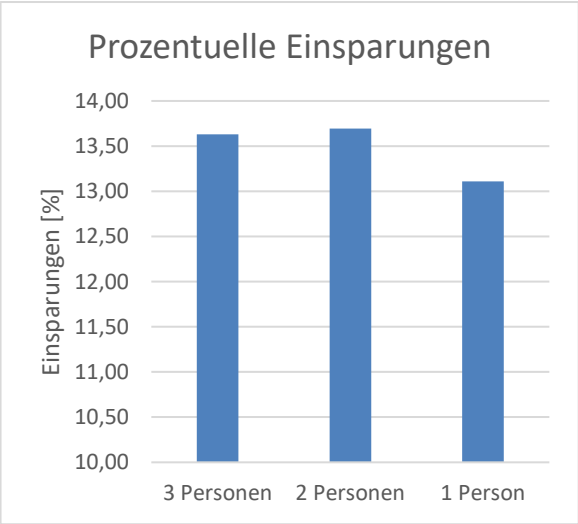


Abbildung 70 Einsparung nach Personen

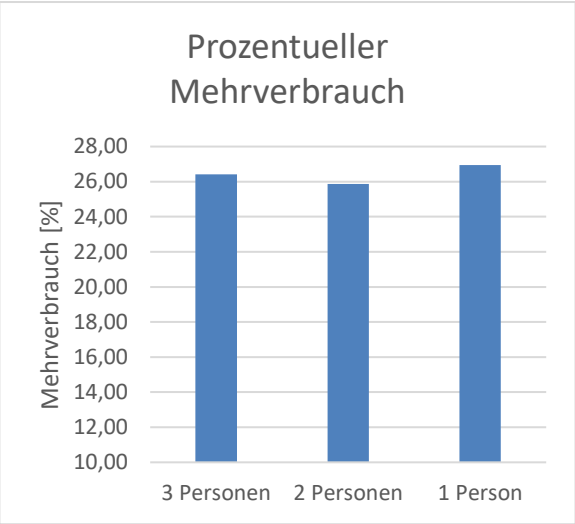


Abbildung 71 Mehrverbrauch nach Personen

4.4.2 Poolgröße

Bei einer Variation der Poolgröße zeigt sich (ab einer Teilnehmerzahl von ca. 10) ebenfalls ein linearer Anstieg der Einsparungen und Mehrverbräuche. Auch hier pendeln sich die Einsparungen und der Mehrverbrauch bei 13% und 26% ein (Abb. 67 und 68).

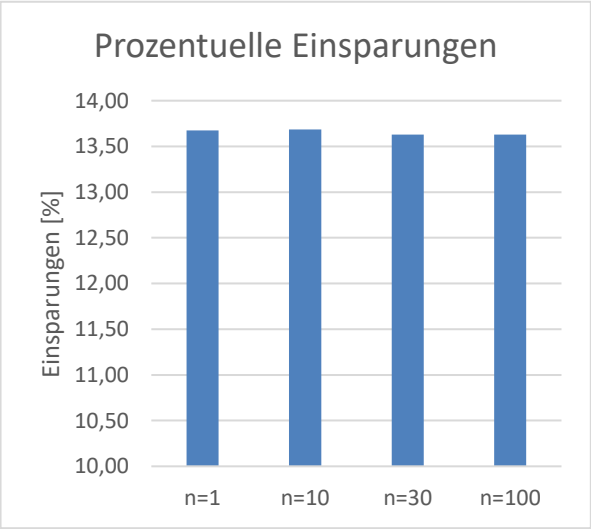


Abbildung 72 Einsparungen je Poolgröße

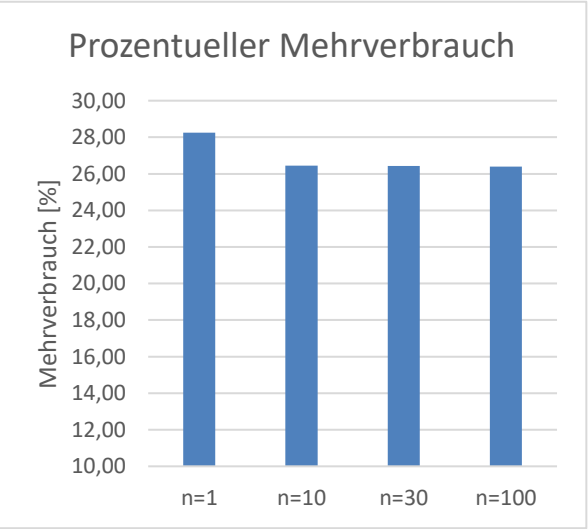


Abbildung 73 Mehrverbrauch je Poolgröße

4.4.3 CO-2 Vergleich

Zusätzlich zur Minimierung der Kosten ist auch eine Minimierung der CO_2 Emissionen ein interessanter Anwendungsfall. Hier wird möglichst emissionsarm Strom eingekauft (Abb.69).

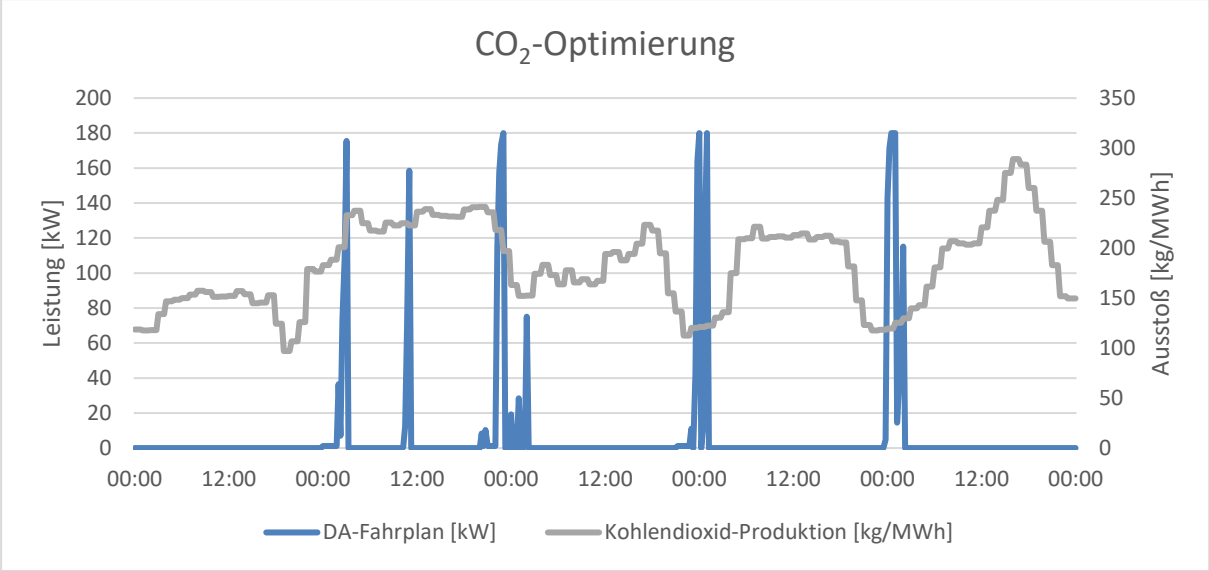


Abbildung 74 Einkauf von emissionsarmen Bio-Strom

Es zeigt sich hier, dass eine Reduktion der CO_2-Emissionen zu einem höheren Strombezug und dadurch auch zu höheren Netzkosten führt. Bei der Optimierung wurden die CO_2-Emissionswerte aus dem Raum Österreich herangezogen.

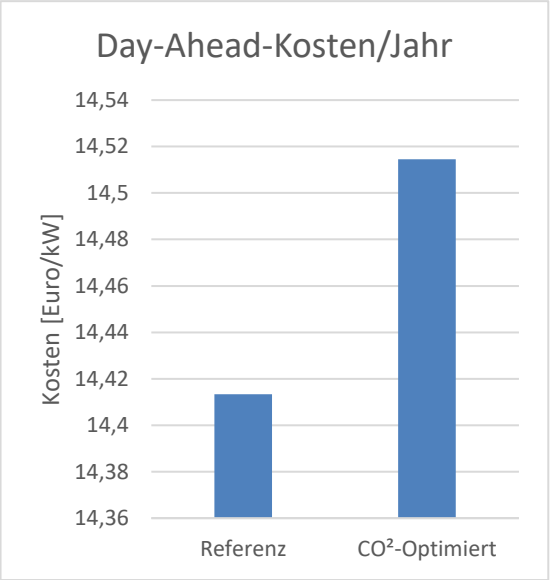


Abbildung 75 DA-Kostenvergleich CO²

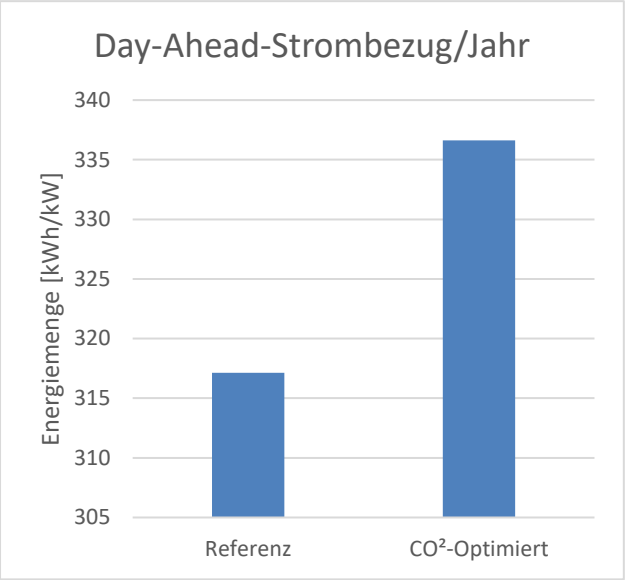


Abbildung 76 DA-Verbrauch CO²

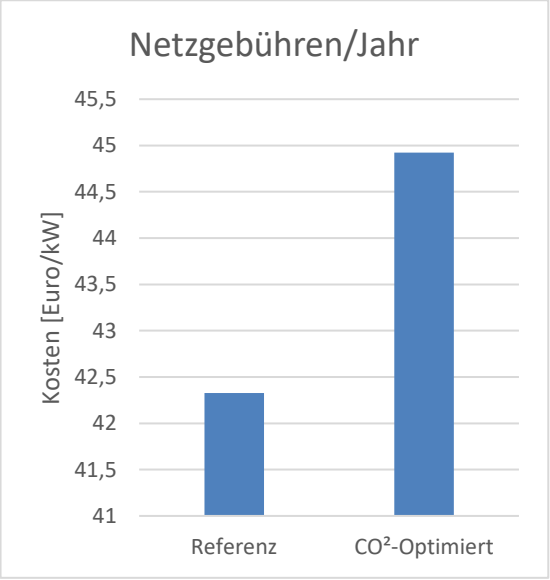


Abbildung 77 Netzgebühren CO²

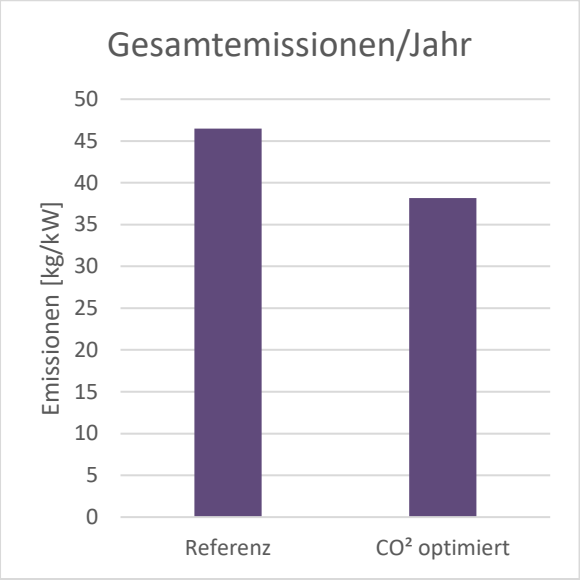


Abbildung 78 Gesamtemissionen CO²

In der Simulation konnte mit einem Standspeicher (300l und 6kW Heizleistung) bis zu ca. 49,7kg CO_2 oder ca. 8,2kg CO_2/kW und Jahr im Vergleich zu einer nicht-optimierten Boiler-Einheit eingespart werden.

Bei einem Pool aus 30 Boiler-Komponenten entspricht das ca. 1,5t/Jahr.

4.4.4 Vergleich von stündlichen und ¼-stündlichen Marktpreisen

Die Modellierung der Use-Cases wurde mit stündlichen Day-Ahead-Marktpreise durchgeführt, da die Preise der 12 Uhr Auktion der EPEX Spot angenommen wurden. Für die Optimierung wurden diese auf jeweils auf 15Min. aufgeteilt, da sich die Menge alle 15 Minuten ändern darf. Der Marktpreis ändert sich in den einzelnen Stunden nicht.

Nachdem Day-Ahead-Preise auch in 15 Min.-Auflösung getradet werden können, wird hier als Sensitivitätsanalyse die mögliche Kosteneinsparung der 15 Min.-Preise im Vergleich zu den stündlichen Preisen im Zeitraum von 1.11.2018-1.7.2019 analysiert.

Es zeigt sich, dass die Verwendung der 15 Min.-Day-Ahead-Preise in der Simulation bis zu 150% mehr Erlöse erzielt, als die Optimierung mit stündlichen Preisen. Der Energiebezug ändert sich dadurch nicht. Ob diese zusätzliche Kostenreduktion auch im Livebetrieb erzielt werden kann, wird im Zuge der Demos evaluiert werden.

5 E-Mobility-Pool Optimierung

Zur Modellierung und Optimierung des E-Mobility-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 79 gezeigt, besteht der E-Mobility-Pool aus 32 Ladesäulen, die sich an unterschiedlichen Bürogebäuden befinden.

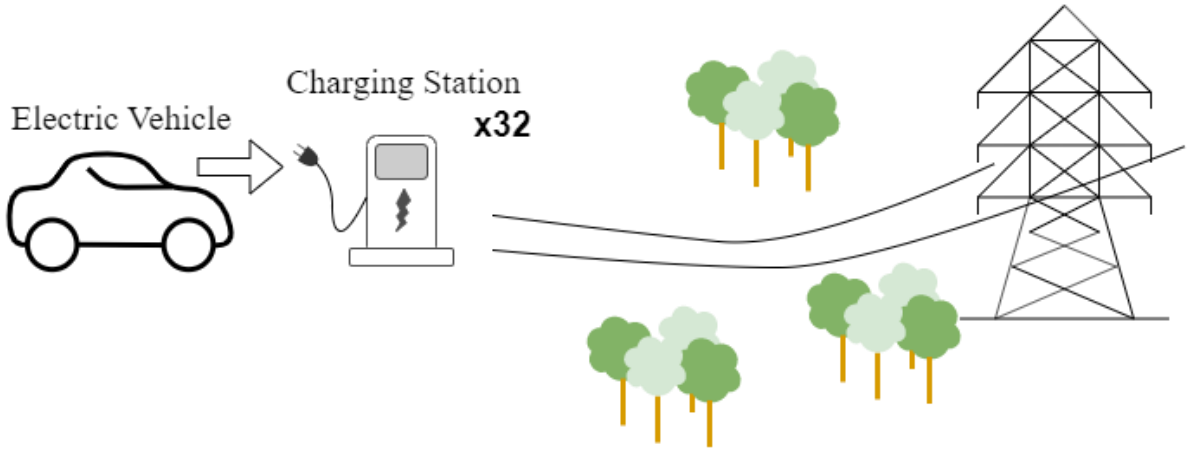


Abbildung 79: Graphische Darstellung des E-Mobility-Pools.

Die Ladesäulen erlauben unterschiedliche Ladeleistungen, die in Tabelle 19 erfasst sind.

Tabelle 19: 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-Mobility-Pools entwickelt, um gesteuerte Ladevorgänge von Elektroautos in einem einzelnen linearen Optimierungsalgorithmus effizient zu koordinieren.

5.1 Methode

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.

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

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

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

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

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

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}). In Abbildung 80 ist ein Marktoptimierter Ladevorgang eines Elektrofahrzeugs gezeigt.

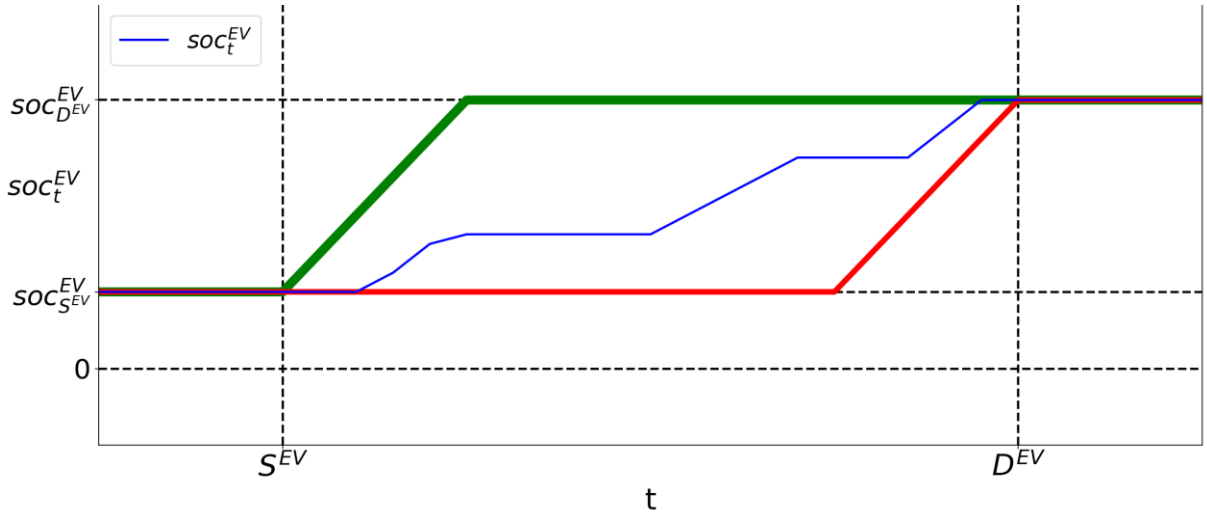


Abbildung 80: Marktoptimierter Ladevorgang eines Elektrofahrzeugs.

Diese mathematische Formulierung stellt einen Ladevorgang dar. Eine Ladesäule kann beliebig viele Ladevorgänge durchführen mit der einzigen Bedingung, dass die Ladevorgänge sich zeitlich nicht überschneiden. In Abbildung 80 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,

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.

Die Use Cases, die in diesem Kapitel berechnet und ausgewertet werden, wurden bereits in Kapitel 2 Use Cases und Annahmen beschrieben.

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.

5.2 Ergebnisse (Flexibilität und Erlöse)

In folgende Abbildungen werden die Ergebnisse der Simulationen des E-Mobility-Pools gezeigt. Die Vergütungen für positive Regelenergie und die aktivierte positive Regelenergiemenge werden gelb angezeigt, während in hell blau die Vergütungen für negative Regelenergie und die aktivierte negative Regelenergiemenge gezeigt sind. Die Day-Ahead Markt Käufe (blau) bzw. Day-Ahead Markt Verkäufe (rot) stellen die Kosten der Energie und die Energiemenge dar. Die Intraday-Markt Käufe in orange und die Intraday-Markt Verkäufe in dunkel rot, stellen die Energiemenge und deren Kosten dar, die am Intraday-Markt nachgekauft werden. Die Netzkosten und Abgaben werden in violett dargestellt. Die Gesamtkosten bzw. der Gesamtverbrauch werden schwarz angezeigt, während die Differenzen im Vergleich zum Referenzszenario der Gesamtkosten und des Gesamtverbrauchs grün angezeigt werden

5.2.1 Referenz Szenario

Das „Referenzszenario" wird mit einem konstanten Stromtarif modelliert. Die physikalischen Parameter der Komponenten müssen hier, wie auch in den anderen Szenarien eingehalten werden (z.B. die maximale Lade-Leistung einer Ladesäule etc.). Es werden also keine Marktsignale bei der Optimierung des Betriebs der einzelnen Komponenten betrachtet. Es ergibt sich so ein technisch optimaler Fahrplan mit den minimalen Energieverlusten und somit mit dem geringsten Energieverbrauch. Nachdem die Leistungsflüsse der einzelnen E-Autos vom Optimierungsalgorithmus bestimmt worden sind, wird der Fahrplan mit den echten Spotpreisen der europäischen Strommarktbörse (European Power Exchange, EPEX) - zu den jeweiligen Zeitpunkten bewertet.

5.2.2 DA-Szenario

Im Day-Ahead-Szenario wird die vom Netz bezogene und die ins Netz eingespeiste Energie ausschließlich in Abhängigkeit von den EPEX- Day-Ahead-Markt Spotpreisen optimiert. Die Energie wird daher bezogen, wenn die Day-Ahead-Markt Preise möglichst gering sind. Beim E-Mobility-Pool findet keine Einspeisung statt, da der Vehicle-to-Grid-Betrieb im Rahmen des Flex+ Projektes nicht betrachtet wird. In den folgenden Abbildungen (Abbildung 81, Abbildung 82, und Abbildung 87) sind die Ergebnisse des Day-Ahead-Szenarios in den beiden unterschiedlichen Zeiträumen gezeigt.

Zeitraum 1

In Abbildung 81 sind die Ergebnisse des Day-Ahead-Szenarios in Zeitraum 1 (01.10.2017 – 30.09.2018) gezeigt. Die Gesamtkosten reduzieren sich um 1,81 % während der Gesamtverbrauch um 1,58 % steigt. Wenn die Parametervariation durchgeführt wird, in der die Ladeleistungen der 32 Ladesäulen auf 22 kW erhöht werden, dann reduzieren sich die Gesamtkosten um 2,4 % während der Gesamtverbrauch um 1,7 % steigt. Die detaillierten Ergebnisse sind in Tabelle 23 und Tabelle 24 zusammengefasst.

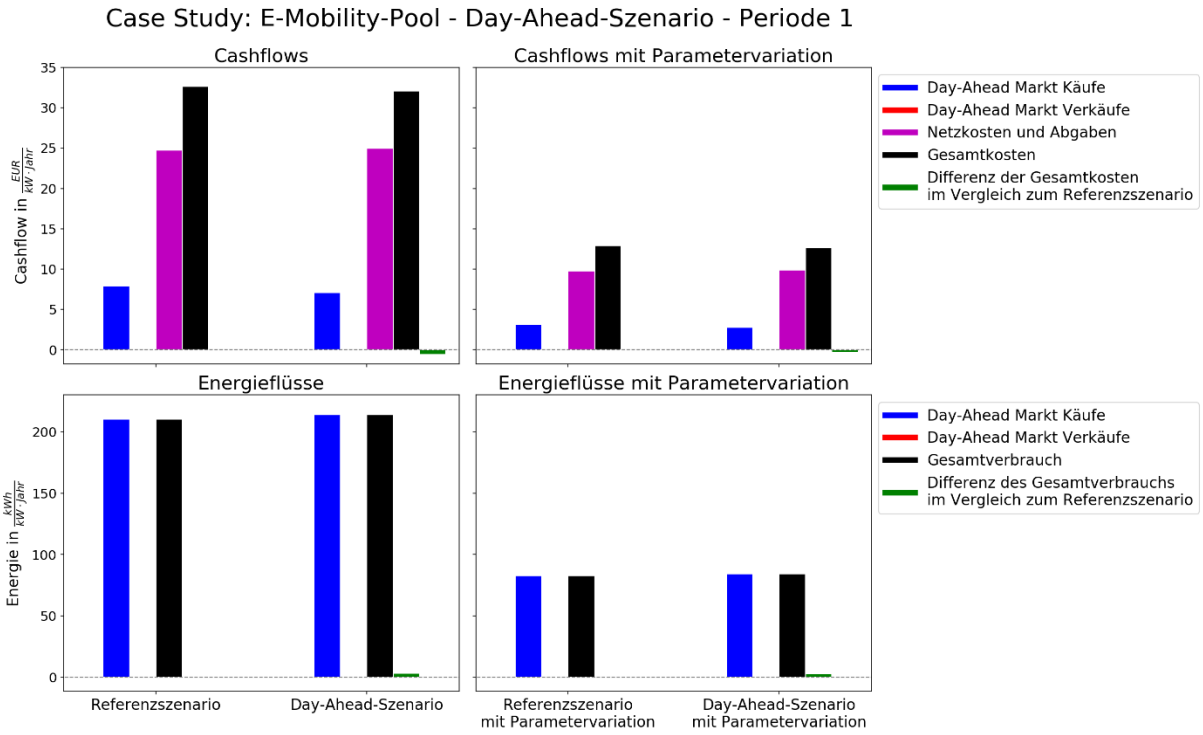


Abbildung 81: Case Study E-Mobility-Pool - Day-Ahead-Zeitraum 1

Zeitraum 2

Die Ergebnisse des zweiten Zeitraumes (01.11.2018 – 30.06.2019) wurden auf ein Jahr hochskaliert (Abbildung 82). Die Gesamtkosten reduzieren sich in diesem Fall um 2,08 % während der Gesamtverbrauch um 1,87 % steigt. Wenn die Parametervariation durchgeführt wird, in der die Ladeleistungen der 32 Ladesäulen auf 22 kW erhöht werden, dann reduzieren sich die Gesamtkosten um 2,59 % während der Gesamtverbrauch um 2,29 % steigt. Die detaillierten Ergebnisse sind in Szenario 2

Tabelle 25 und Tabelle 26 zusammengefasst.

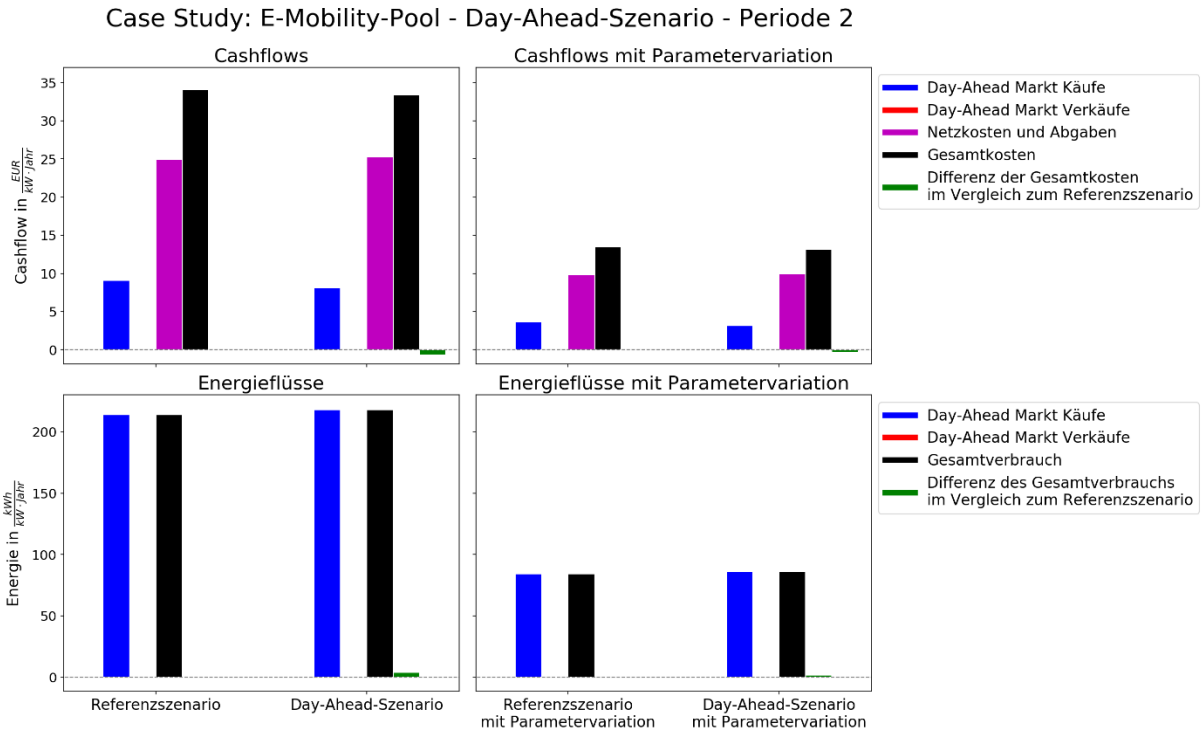


Abbildung 82: Case Study E-Mobility-Pool - Day-Ahead-Szenario Zeitraum 2

5.2.3 SRL + DA + ID

Im nächsten Use Case wird die vom Netz bezogene und die ins Netz eingespeiste Energie in Abhängigkeit von den EPEX- Day-Ahead-Markt Spotpreisen optimiert. Zusätzlich wird die flexible Energiemenge des gesamten Pools am Sekundär-Regelenergiemarkt in Form von 4h -Produkten angeboten. Jeder Abruf erfolgt mit einer gewissen Wahrscheinlichkeit und damit die Leistungs- Energievorhaltung möglich ist, werden auch Nachkäufe am Intraday-Markt betrachtet. Somit wird es ermöglicht, den Fahrplan einhalten zu können. In den folgenden Abbildungen (Abbildung 83 und Abbildung 84) sind die Ergebnisse des Use Case 2 in den Zeiträumen vor und nach der Markttrennung gezeigt.

Zeitraum 1

In Abbildung 83 sind die Ergebnisse des Use Case 2 in Zeitraum 1 (01.10.2017 – 30.09.2018) gezeigt. Die Gesamtkosten reduzieren sich um 20,18 % während der Gesamtverbrauch um 4,99 % steigt. Wenn die Parametervariation durchgeführt wird, in der die Ladeleistungen der 32 Ladesäulen auf 22 kW erhöht werden, dann reduzieren sich die Gesamtkosten um 21,02 % während der Gesamtverbrauch um 5,23 % steigt. Die detaillierten Ergebnisse sind in Tabelle 29 und Tabelle 30 zusammengefasst.

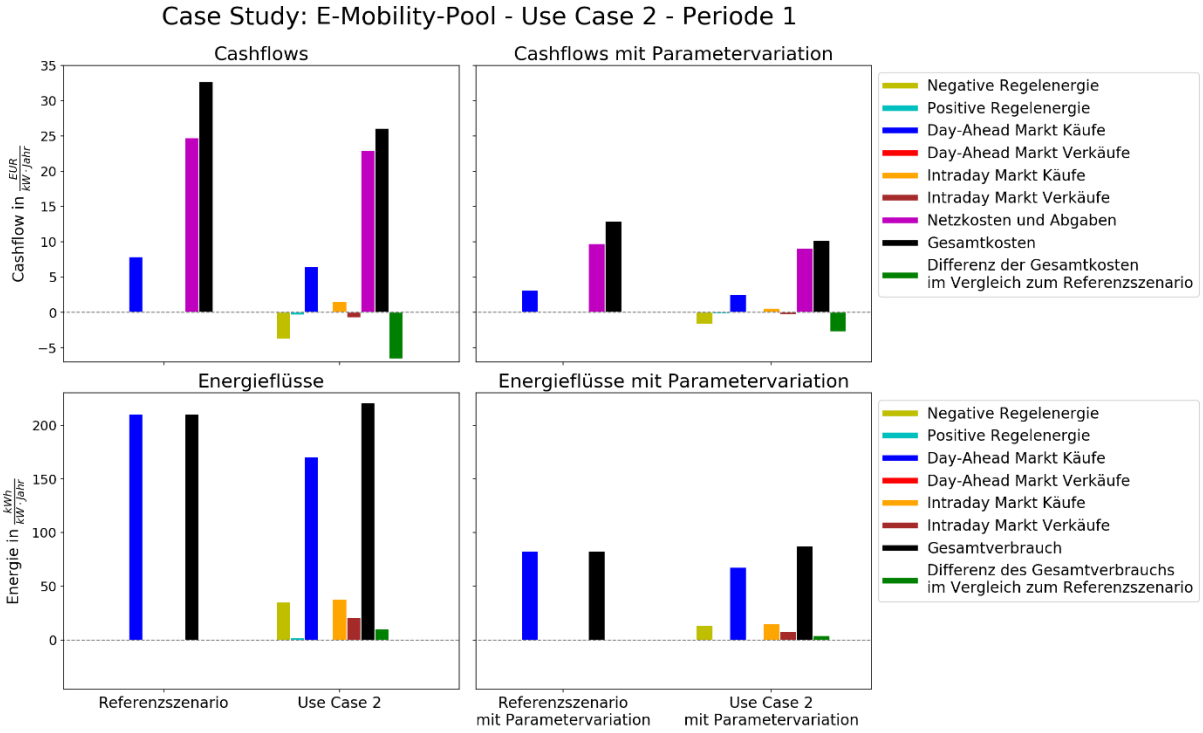


Abbildung 83: Case Study E-Mobility-Pool – Use Case 2 – Zeitraum 1

Zeitraum 2

Die Ergebnisse des zweiten Zeitraums (01.11.2018 – 30.06.2019) wurden auf ein Jahr hochskaliert (Abbildung 84). Die Gesamtkosten reduzieren sich in diesem Fall um 12,82 % während der Gesamtverbrauch um 4,39 % steigt. Wenn die Parametervariation durchgeführt wird, in der die Ladeleistungen der 32 Ladesäulen auf 22 kW erhöht werden, dann reduzieren sich die Gesamtkosten um 13,42 % während der Gesamtverbrauch um 4,06 % steigt. Die detaillierten Ergebnisse sind in Tabelle 31 und Tabelle 32 zusammengefasst.

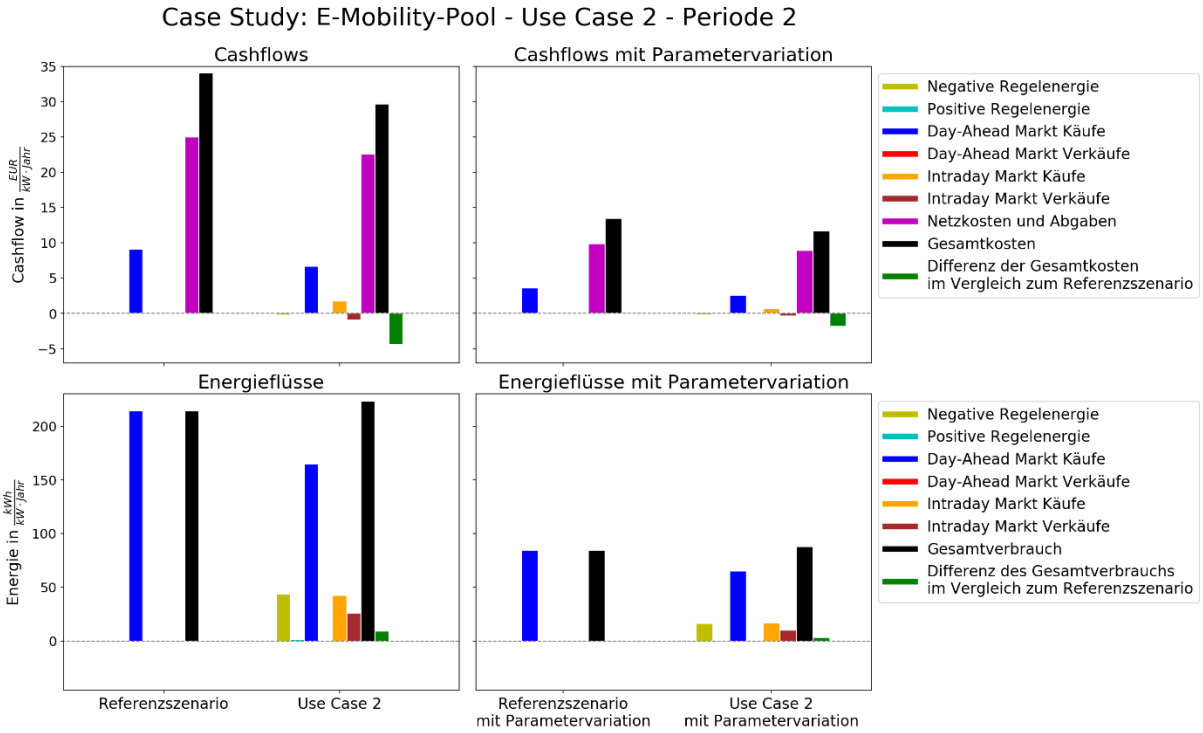


Abbildung 84: Case Study E-Mobility-Pool – Use Case 2 – Zeitraum 2

5.2.4 TRL + DA + ID

Im Use Case 3 wird die vom Netz bezogene und die ins Netz eingespeiste Energie in Abhängigkeit von den EPEX- Day-Ahead-Markt Spotpreisen optimiert. Zusätzlich wird die flexible Energiemenge des gesamten Pools am Tertiärregel-Regelenergiemarkt in Form von 4h -Produkten angeboten. Jeder Abruf erfolgt mit einer gewissen Wahrscheinlichkeit und damit die Leistungs- Energievorhaltung möglich ist, werden auch Nachkäufe am Intraday-Markt betrachtet. Somit wird es ermöglicht, den Fahrplan einhalten zu können. In den folgenden Abbildungen (Abbildung 85 und Abbildung 86) sind die Ergebnisse des Use Case 3 in den Zeiträumen vor und nach der Markttrennung gezeigt.

Zeitraum 1

In Abbildung 85 sind die Ergebnisse des TRL+ DA+ID Use Cases im ersten Zeitraum (01.10.2017 – 30.09.2018) gezeigt. Die Gesamtkosten reduzieren sich um 1,84 % während der Gesamtverbrauch um 1,62 % steigt. Wenn die Parametervariation durchgeführt

wird, in der die Ladeleistungen der 32 Ladesäulen auf 22 kW erhöht werden, dann reduzieren sich die Gesamtkosten um 2,47 % während der Gesamtverbrauch um 1,77 % steigt. Die detaillierten Ergebnisse sind in Tabelle 33 und Tabelle 34 zusammengefasst.

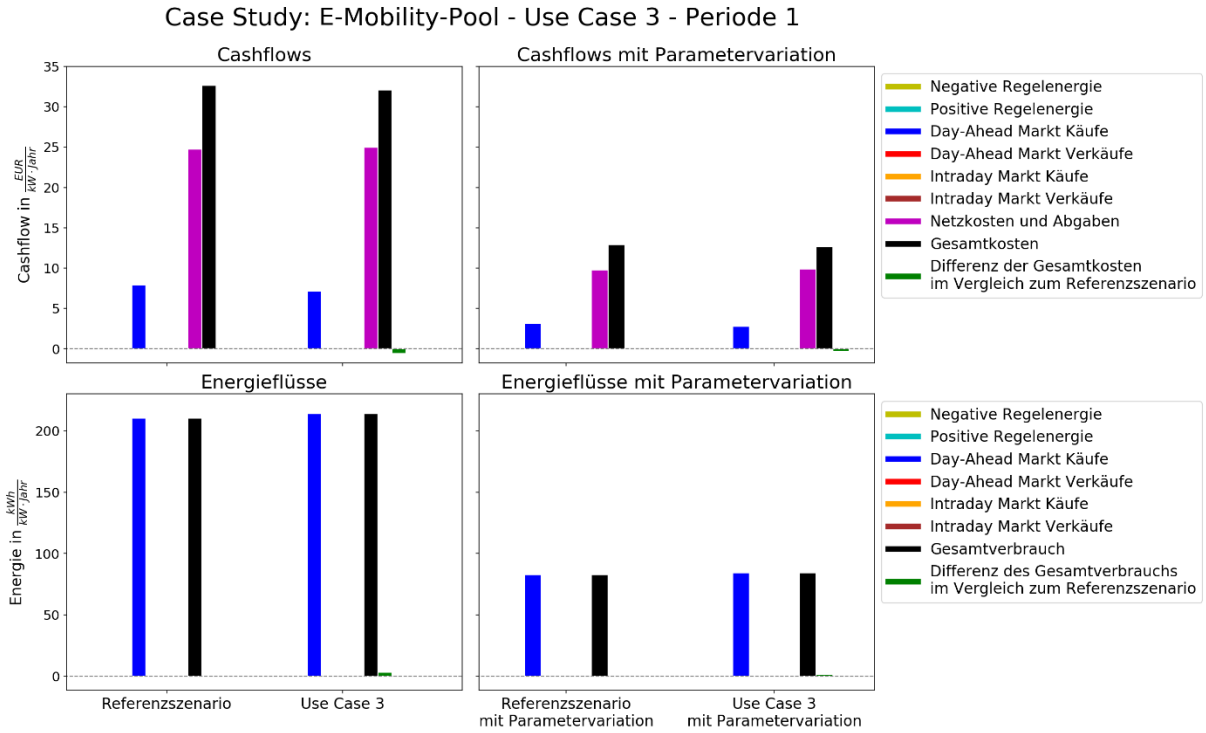


Abbildung 85: Case Study E-Mobility-Pool – Use Case 3 – Zeitraum 1

Zeitraum 2

Die Ergebnisse von Zeitraum 2 (01.11.2018 – 30.06.2019) wurden auf einem Jahr hochskaliert (Abbildung 86). Die Gesamtkosten reduzieren sich in diesem Fall um 2,08 % während der Gesamtverbrauch um 1,88 % steigt. Wenn die Parametervariation durchgeführt wird, in der die Ladeleistungen der 32 Ladesäulen auf 22 kW erhöht werden, dann reduzieren sich die Gesamtkosten um 2,59 % während der Gesamtverbrauch um 2,3 % steigt. Die detaillierten Ergebnisse sind in Tabelle 35 und Tabelle 36 zusammengefasst.

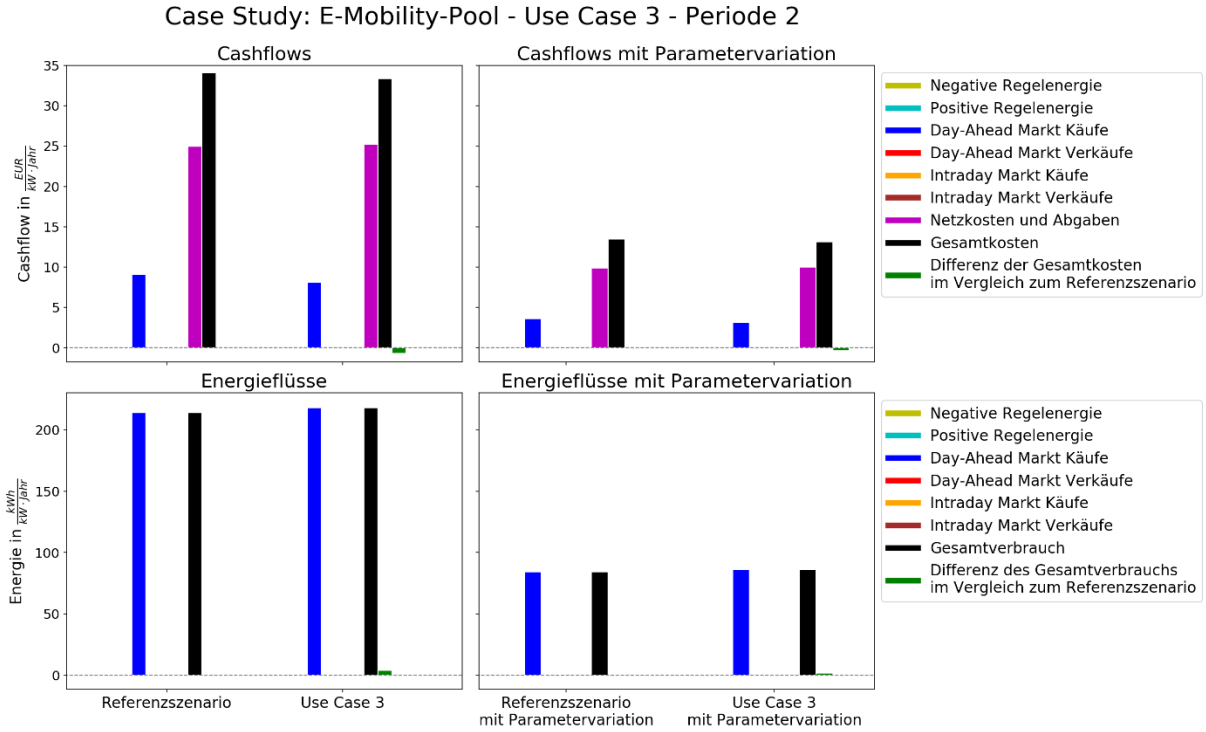


Abbildung 86: Case Study E-Mobility-Pool – Use Case 3 – Zeitraum 2

5.2.5 DA + ID

Im Gegensatz zu den Use Cases 2 und 3 wird im DA+ID Use Case auch am Intraday-Markt optimiert. Die Optimierung erfolgt stündlich für die nächsten 24 Stunden. Die upgedateten Intraday-Markt Preise werden stündlich für die nächsten 3 Stunden mit viertelstündlicher Auflösung in die Optimierung als Input eingegeben. Dies ermöglicht es, kurzfristige Preisschwankungen am Intraday-Markt zu nutzen. Es werden also am Intraday-Markt die Trades für die nächsten 3 Stunden getätigt. In Abbildung 88 sind die Ergebnisse des Use Case 4 im dritten Zeitraum (06.01.2020 – 19.01.2020) gezeigt.

DA als Referenzszenario

Die Ergebnisse des Zeitraums 3 (06.01.2020 – 19.01.2020) wurden nicht auf einem Jahr hochskaliert, da die optimierte Zeitspanne nur zwei Wochen beträgt und daher eine Hochskalierung nicht repräsentativ wäre. Die Gesamtkosten reduzieren sich in diesem Fall um 0,47 % während der Gesamtverbrauch um 1,09 % steigt. Wenn die Parametervariation

durchgeführt wird, in der die Ladeleistungen der 32 Ladesäulen auf 22 kW erhöht werden, dann reduzieren sich die Gesamtkosten um 0,93 % während der Gesamtverbrauch um 1,06 % steigt. Die detaillierten Ergebnisse sind in Tabelle 37 und Tabelle 38 und zusammengefasst.

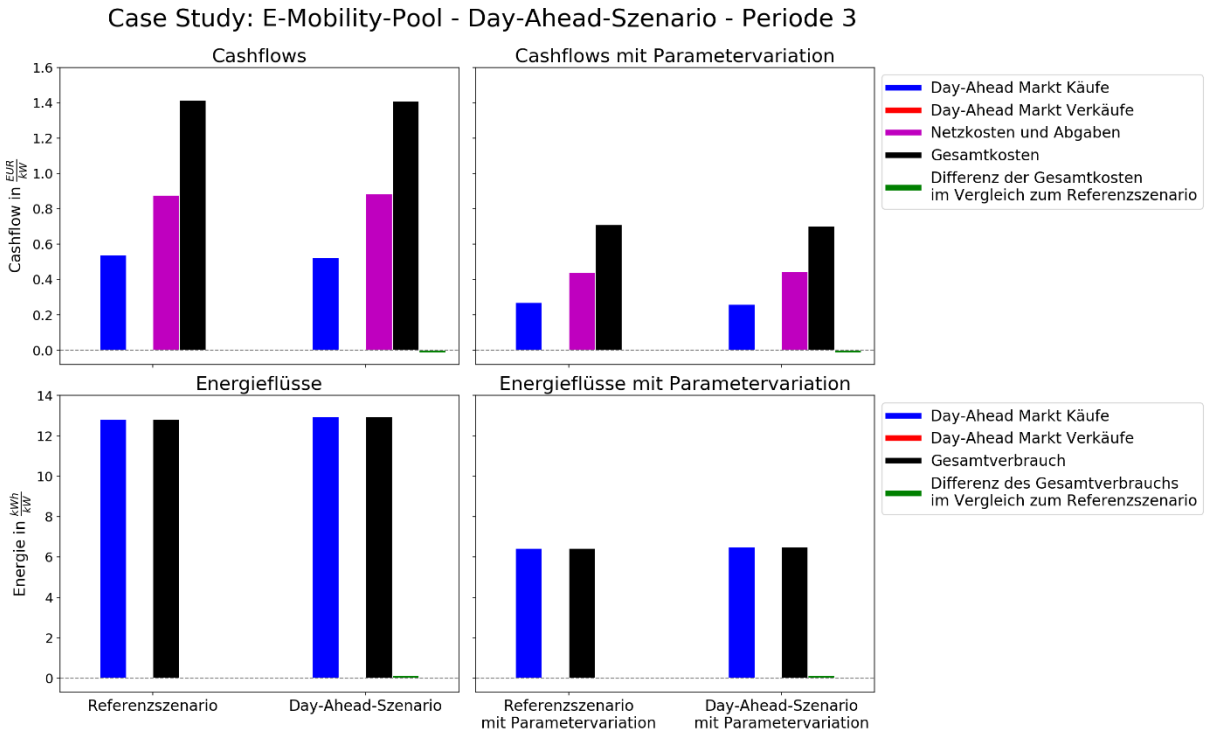


Abbildung 87: Case Study E-Mobility-Pool - Day-Ahead-Szenario– Zeitraum 3

DA+ID Optimierung

Die Ergebnisse des DA+ID Use Cases in Zeitraum 3 (06.01.2020 – 19.01.2020) wurden nicht auf einem Jahr hochskaliert, da die optimierte Zeitspanne nur zwei Wochen beträgt und daher eine Hochskalierung nicht repräsentativ wäre. Die Gesamtkosten reduzieren sich in diesem Fall um 0,84 % während der Gesamtverbrauch um 1,18 % steigt. Wenn die Parametervariation durchgeführt wird, in der die Ladeleistungen der 32 Ladesäulen auf 22 kW erhöht werden, dann reduzieren sich die Gesamtkosten um 1,18 % während der Gesamtverbrauch um 1,13 % steigt. Die detaillierten Ergebnisse sind in Tabelle 39 und Tabelle 40 zusammengefasst.

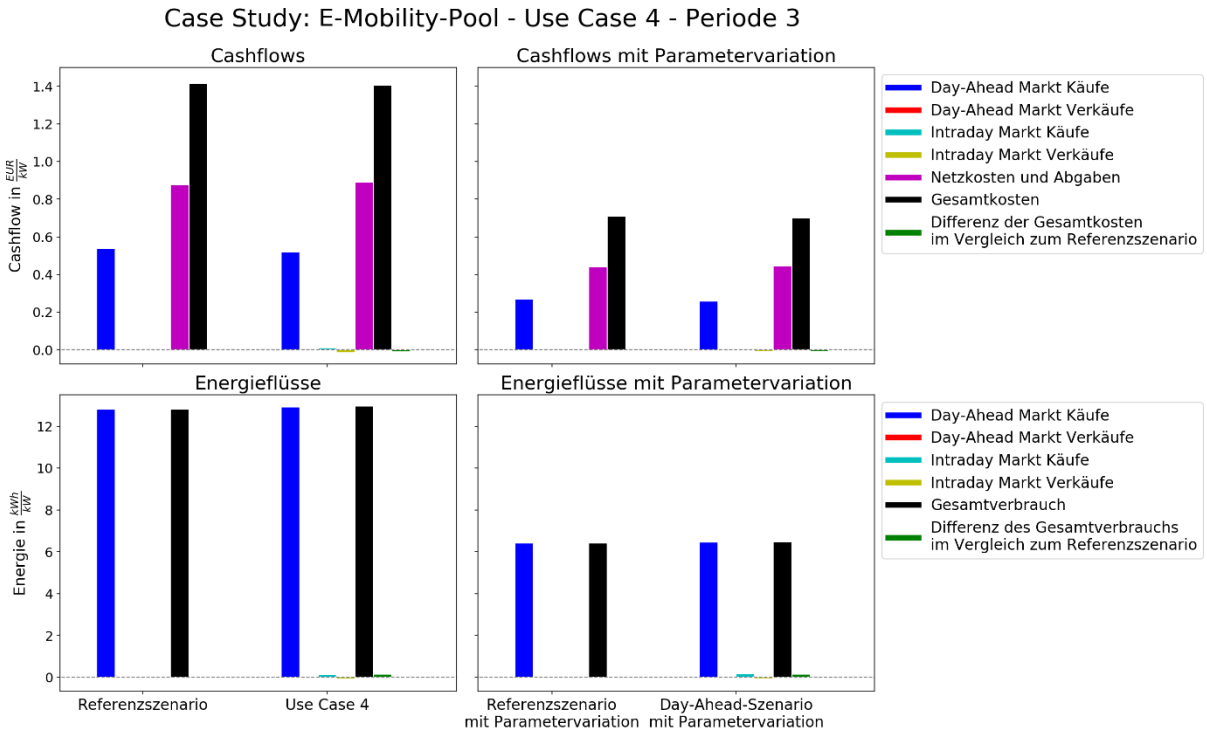


Abbildung 88: Case Study E-Mobility-Pool – Use Case 4 – Zeitraum 3

5.3 Parametervariation

Im „Minimal CO_2 – Szenario" wird in Abhängigkeit von den Emissionen die vom Netz bezogene und die ins Netz eingespeiste Energie am EPEX- Day-Ahead-Markt optimiert. Die Energie wird daher bezogen, wenn die Day-Ahead-Markt Preise möglichst gering sind. Beim E-Mobility-Pool findet keine Einspeisung statt, denn der Vehicle-to-Grid-Betrieb im Rahmen des Flex+ Projekt nicht betrachtet wird. In Abbildung 89 sind die Ergebnisse des CO_2 – Reduktions- Szenarios in Zeitraum 2 gezeigt.

5.3.1 Zeitraum 2

Die Gesamtkosten steigen in diesem Fall um 4,43 % während der Gesamtverbrauch um 4,65 % steigt. Die CO_2 – Emissionen sinken aber um 6,25 %. Wenn die Parametervariation durchgeführt wird, in der die Ladeleistungen der 32 Ladesäulen auf 22 kW erhöht werden, dann erhöhen sich die Gesamtkosten um 4,45 % während der Gesamtverbrauch um 4,59 % steigt. Die Emissionen sinken um 7,11 %. Die detaillierten Ergebnisse sind in Tabelle 27 und Tabelle 28 zusammengefasst.

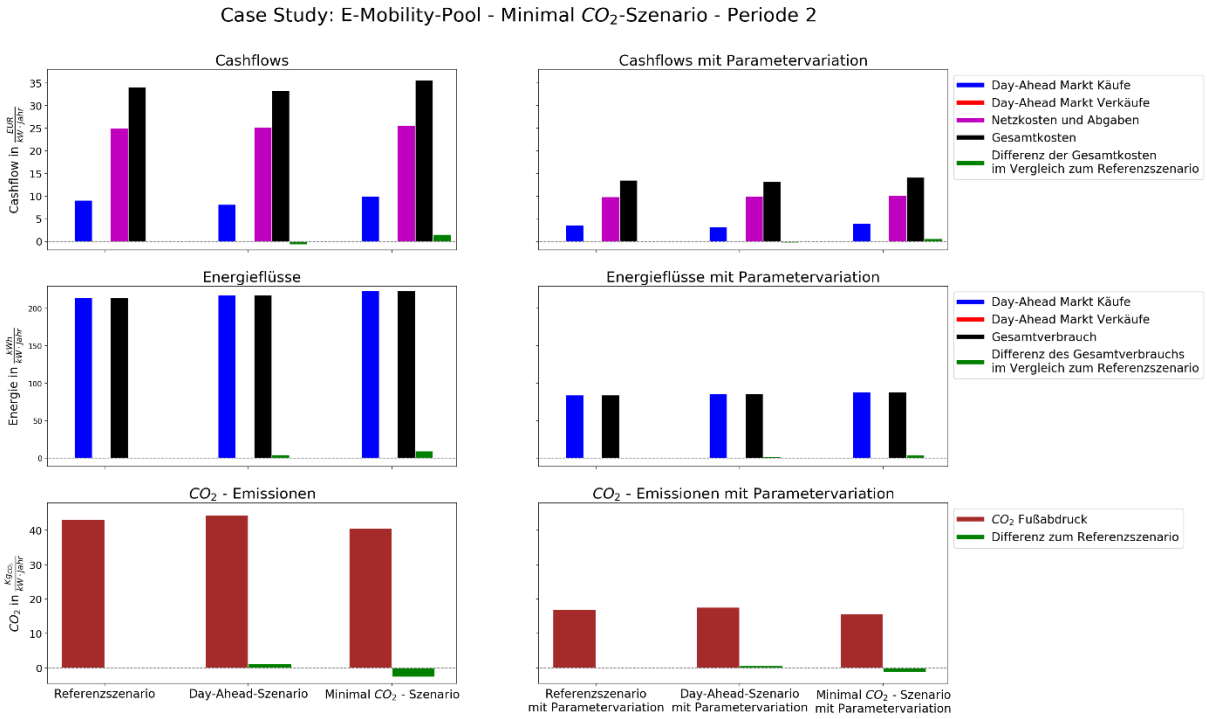


Abbildung 89: Case Study E-Mobility-Pool - Minimal CO2 - Szenario – Zeitraum 2

5.4 Zusammenfassung

Abbildung 90 und Abbildung 91 fassen die Kostenreduktion und den Mehrverbrauch für die Use Cases 2 und Use Cases 3 mit und ohne Parametervariationen im ersten und zweiten Zeitraum zusammen. Die Kostenreduktion und der Mehrverbrauch werden in dieser Grafik als Prozentsatz angegeben und stellen die prozentuale Differenz zwischen den Anwendungsfällen und dem jeweiligen Referenzszenario dar. In folgende Abbildungen sind die Use Cases in absteigender Reihenfolge der prozentualen Kostenreduktion von oben nach unten sortiert.

Abbildung 90 und Abbildung 91 fassen die Kostenreduktion und den Mehrverbrauch für die Use Cases 2 und Use Cases 3 mit und ohne Parametervariationen im ersten und zweiten Zeitraum zusammen. Die Kostenreduktion und der Mehrverbrauch werden in dieser Grafik als Prozentsatz angegeben und stellen die prozentuale Differenz zwischen den Anwendungsfällen und dem jeweiligen Referenzszenario dar. In folgende Abbildungen sind die Use Cases in absteigender Reihenfolge der prozentualen Kostenreduktion von oben nach unten sortiert.

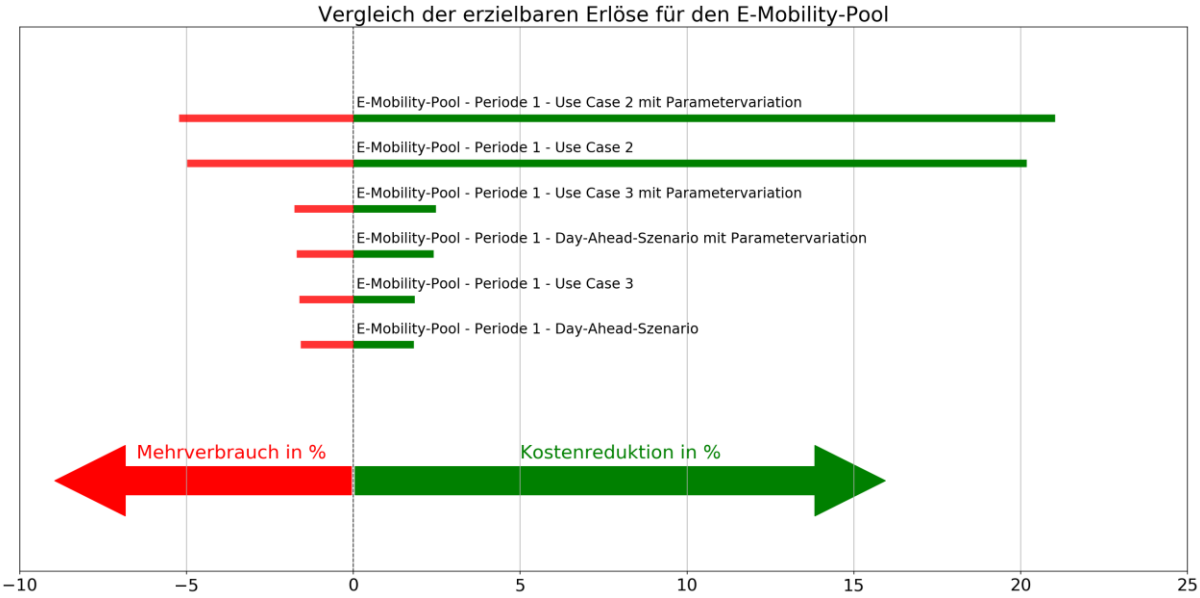


Abbildung 90: Vergleich der erzielbaren Erlöse für den E-Mobility-Pool in Zeitraum 1

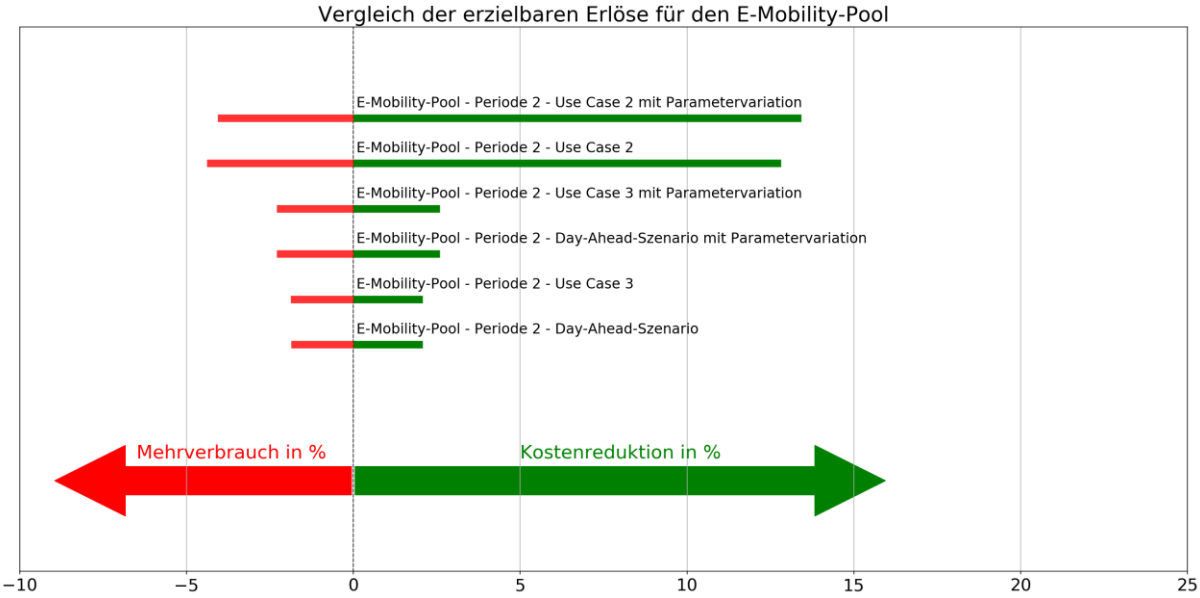


Abbildung 91: Vergleich der erzielbaren Erlöse für den E-Mobility-Pool im Zeitraum 2

Es ist ersichtlich, dass die höheren prozentualen Kostenreduktionen in beiden Zeiträumen in Use Case 2 „Sekundärregel-, Day-Ahead-und Intraday-Markt" erzielt werden. Dies ist teilweise auf die reduzierten Netzkosten beim Bezug von negativer Regelleistung zurückzuführen. Es besteht eine gute Möglichkeit am SRL, Einnahmen für den noch benötigten Energieverbrauch zu erwirtschaften. Es ist ersichtlich, dass in Zeitraum 1 die Kostenreduktionen im allgemein größer sind als in der Zeitraum 2. Dies ist darauf zurückzuführen, dass in Zeitraum 2 der österreichische und der deutsche Markt getrennt wurden. Die Trennung hat für die österreichischen Energiemärkte zu einer Senkung der Volatilität der Preise geführt.

6 Wärmepumpen-Pool Optimierung

6.1 Methode

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. Einige der Ergebnisse dieses Kapitels wurden im Paper *"Marktteilnahme von EndkundInnenflexibilität durch Pooling"* am *16. Symposium Energieinnovation 2020* in Graz veröffentlicht.

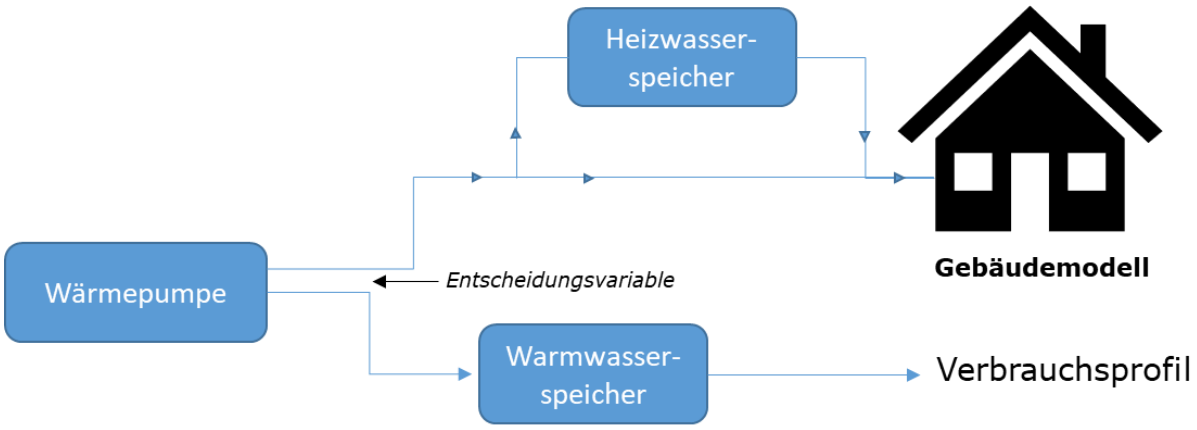


Abbildung 92 Interaktion der Komponenten im Modell

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 92).

6.1.1 Wärmepumpenmodell

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 (Abbildung 93). 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 ausgeschalten ist*

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

Für die Jahressimulation wurden die Binärvariablen aufgrund der sonst zu langen Laufzeiten weggelassen, indem die Gerade durch den Nullpunkt gelegt wurde und eine kontinuierliche Leistungsaufnahme angenommen wurde.

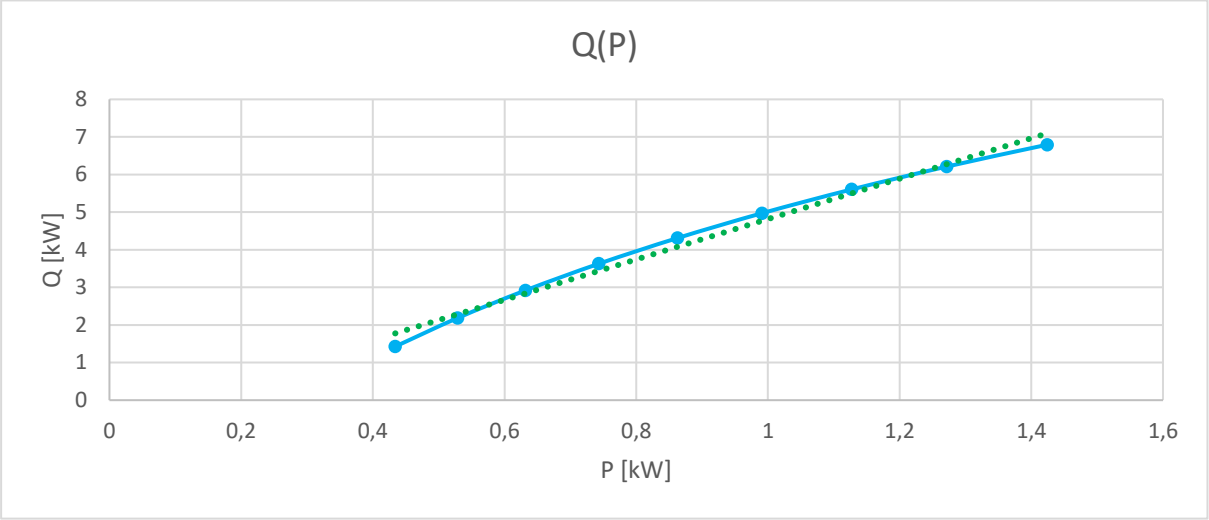


Abbildung 93 Abhängigkeit der thermischen Leistung von der aufgenommenen elektrischen Leistung der Wärmepumpe

Im Pool befinden sich sowohl modulierende Wärmepumpen als auch On-Off-Pumpen. 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 Umdrehungsanzahl berechnet, welche folglich ebenfalls von den gegebenen Temperaturen in den jeweiligen Zeitschritten abhängt. In der Simulation kann man zwischen drei verschiedenen Wärmepumpen wählen, welche optional mit einem Heizwasser- und einem Warmwasserspeicher kombiniert werden können. Die Kennlinie für Q(P) ist zur Erwärmung des Warmwassers etwas anders als im Heizmodus. Um zwischen den Betriebsarten umschalten 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.

6.1.2 Gebäudemodell

Eine besonders wichtige Komponente für das Modell und insbesondere für den geplanten Feldtest, stellt das zugrundeliegende Gebäudemodell dar:

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.

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

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.

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

Abbildung 94 zeigt exemplarisch das Ergebnis einer Kalibrierung für 2 Tage. Das Modell berücksichtig 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.

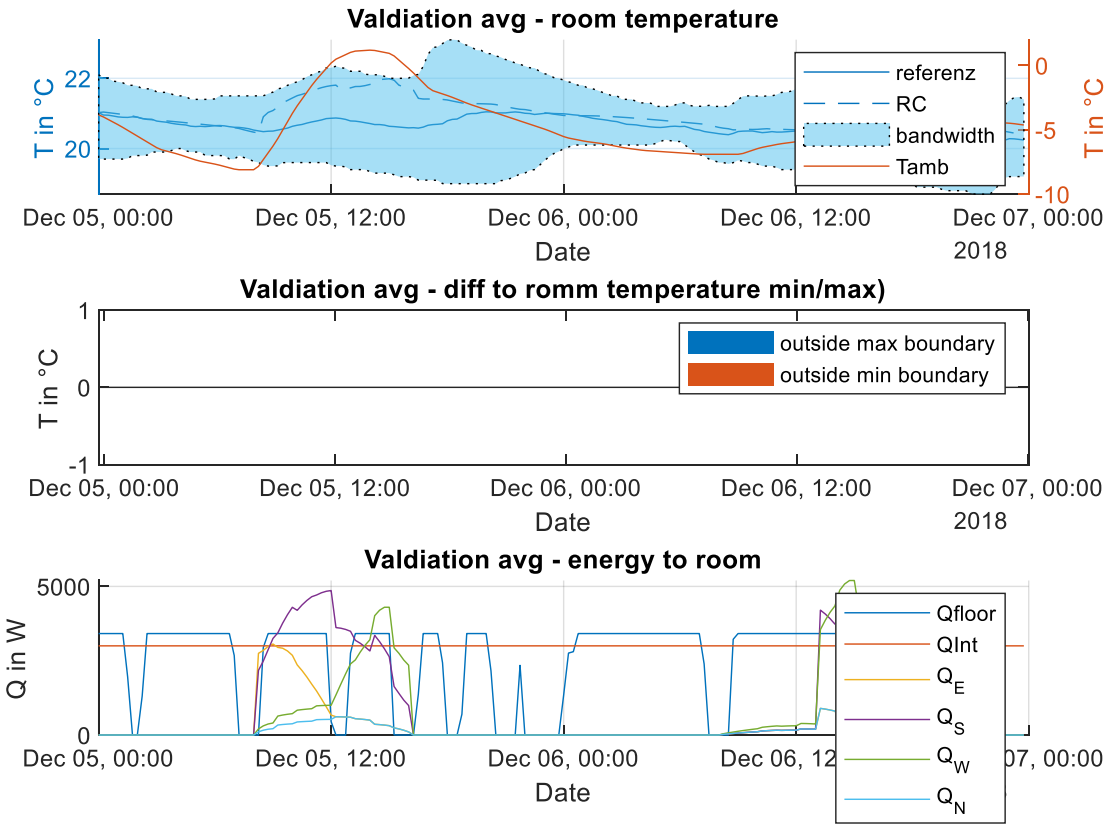


Abbildung 94: Beispielhaftes Kalibrierergebnis für den Zeitraum von 2 Tagen (resultierende Gebäudetemperatur Plot1 und angelegt Eingangsgrößen Plot3)

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. Genauere Daten, wie z.B. die reale zugeführte Wärmemenge, welche mittels eines Wärmemengenzählers gemessen werden könnte, als auch die am Standort gemessenen Einstrahlungsdaten, sowie etwaige Parameter über das Nutzerverhalten könnten ebenfalls zu einem genaueren Ergebnis führen. Allerdings standen für diese zusätzlichen Parameter keine Referenzdaten zur Verfügung. Daher wurde versucht den Kalibrierungszeitraum auf 12 Wochen zu erhöhen, um die zuvor beschriebenen Vorteile auf das Verhalten des Gebäudemodells auszuschöpfen.

Realer Feldtest: Für den realen Feldtest, wird ein kürzerer Kalibrierungszeitraum von 2 Tagen gewählt, da auf reale Messdaten zurückgegriffen werden kann, wodurch das Gebäudeverhalten gut vorausberechnet werden kann. Dahingehend ist eine „rollierende" Optimierung basierend auf den letzten beiden Tagen angedacht, mit denen das Gebäudetemperaturverhalten für die nächsten zwei Tage vorausberechnet wird.

Die entwickelte Kalibrierungsmethode wurde als „Standalone Applikation" bzw. als integrierte Python Version für die weitere Verwendung zur Verfügung gestellt. Über eine dazugehöriges Konfigurationsdatei, lassen sich das zu betrachtende Gebäudemodell, die notwendigen Inputdaten, sowie alle Optionen des Kalibrieralgorithmus inklusive Validierungsoptionen komfortabel verwalten.

6.1.3 Andere Speicher

Die durch die Wärmepumpe erzeugte Wärmemenge $Q_{th}(t)$ teilt sich wie folgt in die dem Warmwasserspeicher zugeführten Wärmemenge $Q_{WW}(t)$ und die dem Heizwasserspeicher zugeführten Wärmemenge $Q_{HW}(t)$ auf:

$$Q_{th}(t) = Q_{WW}(t) + Q_{HW}(t)$$

Der Warm- und Heizwasserspeicher wurden auf herkömmliche Weise durch ein Kapazitätsmodell abgebildet. Die enthaltene Energie setzt sich aus der enthaltenen Energiemenge des vorhergehenden Zeitschrittes, der zugeführten Wärmemenge, der abgeführten Wärmemenge und den Verlusten zusammen. Die Verlustfaktoren wurden dabei jeweils aus dem Energieausweis herangezogen. Die in den nachfolgenden Gleichungen grün markierten Variablen können vom Optimierungstool verändert werden, die in schwarz gehaltenen Variablen stellen unveränderliche Parameter dar.

$$T_{HW}(t) = T_{HW}(t-1) + \frac{Q_{HW}(t) - Q_{floor}(t) - Q_{HW,loss}(t)}{m_{HW} \cdot c_p}$$

$$T_{WW}(t) = T_{WW}(t-1) + \frac{Q_{WW}(t) - Q_{Zapf}(t) - Q_{WW,loss}(t)}{m_{WW} \cdot c_p}$$

$$T_{HW}(t) — T_{WW}(t) \dots Temperatur\ des\ \frac{Heizwasser}{Warmwasserspeichers}$$

$$\frac{Q_{HW}(t)}{Q_{WW}(t)} \dots zugeführte\ \frac{Heiz}{Wärmemenge}$$

$$Q_{floor}(t) \dots Wärmemenge, die\ in\ den\ Fußboden\ geht$$

$$Q_{Zapf}(t) \dots Für\ Warmwasserbereitstellung\ abgezapfte\ Wärmemenge$$

$$\frac{Q_{HW,loss}(t)}{Q_{WW,loss}(t)} \dots Wärmeverluste$$

$$\frac{m_{WW}}{} m_{HW} \dots Wasserinhalt\ der\ Speicher\ in\ [kg]$$

$$c_p \dots spezifische\ Wärmekapazität$$

6.2 Ergebnisse (Flexibilität und Erlöse)

Die in Kapitel 2 beschriebenen Use-Cases wurden für verschiedene Zeiträume simuliert. Für den Wärmepumpenpool wurden für jede Jahreszeit eine Woche simuliert, und auf ein Jahr hochskaliert, da die Rechenzeit für einen Pool von 30 Wärmepumpen und ein ganzes Jahr zu zeitintensiv gewesen wäre.

6.2.1 Referenzszenario

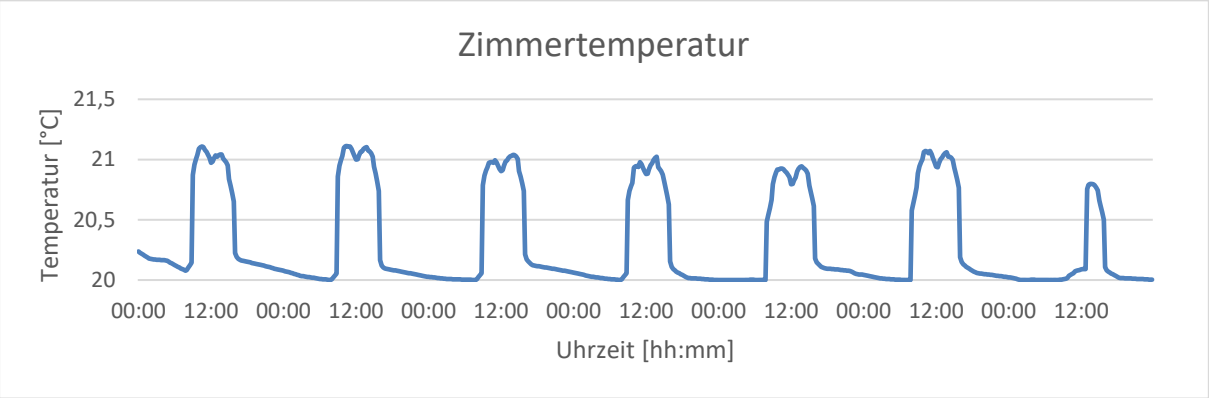


Abbildung 95 Zimmertemperatur des Gebäudes für eine Winterwoche

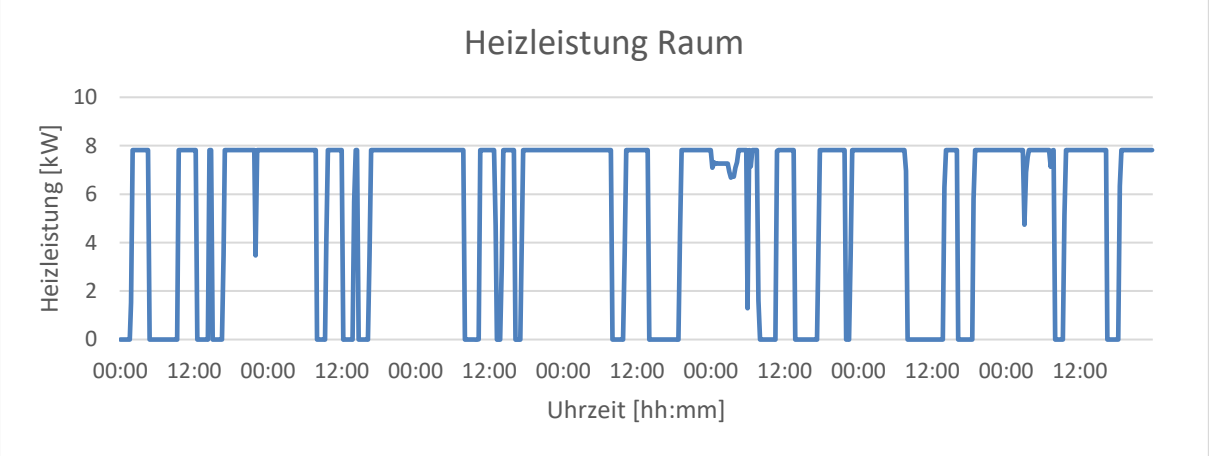


Abbildung 96 thermische Leistung der Wärmepumpe im Heizmodus in einer Winterwoche

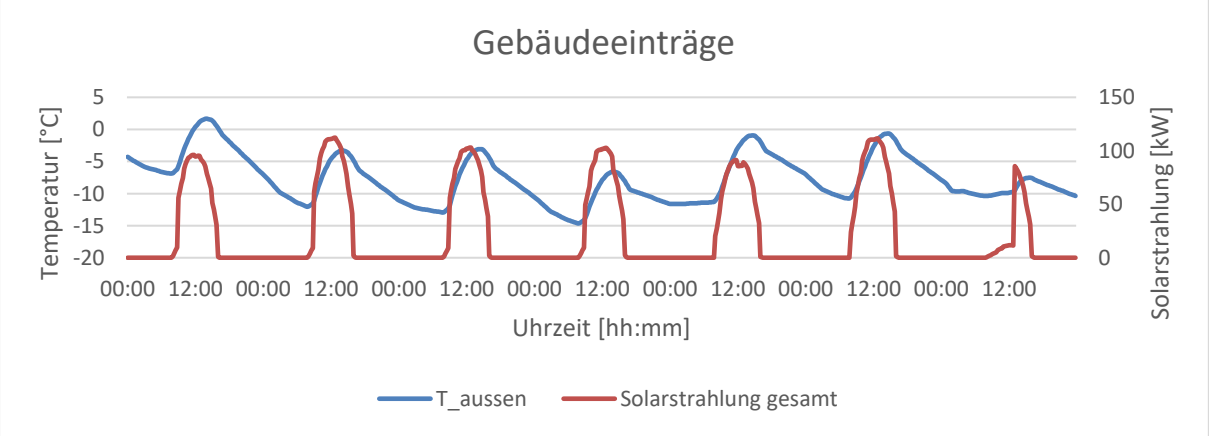


Abbildung 97 äußere Einflüsse auf das Gebäude in einer Winterwoche

Abbildung 95 zeigt das Gebäudeverhalten einer Winterwoche unter der in Abbildung 97 gegebenen Solarstrahlung und Außentemperatur. Außerdem ist in Abbildung 96 die zugeführte Heizleistung durch die Wärmepumpe abgebildet. Die Solareinträge tragen bei diesem Gebäude einen großen Anteil zur Erwärmung bei.

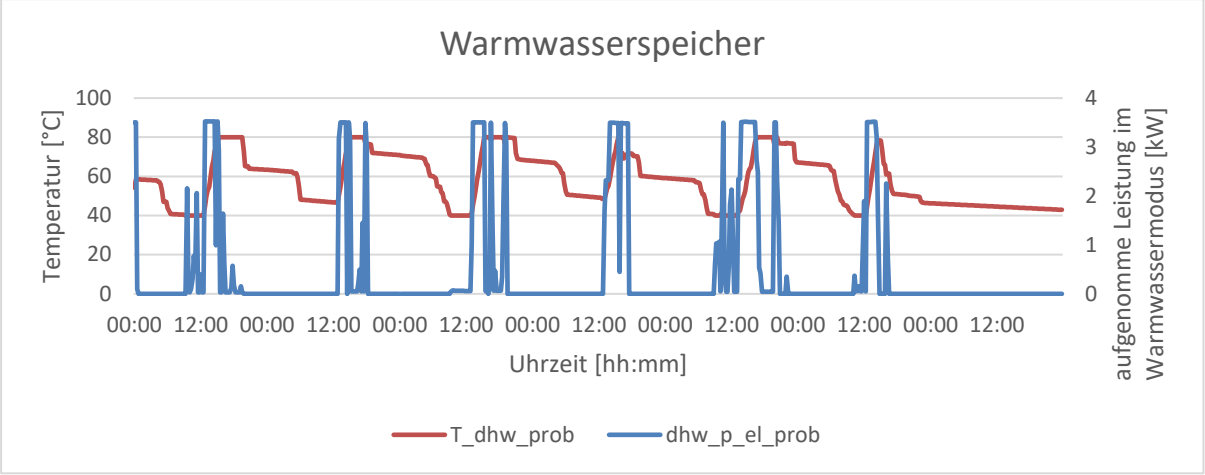


Abbildung 98 Temperatur Warmwasserspeicher und für das Heizen verwendete elektrische Leistung

Abbildung 98 zeigt das Verhalten des Warmwasserspeichers im Verhältnis zur aufgenommenen elektrischen Leistung der Wärmepumpe im Warmwassermodus. Der Temperaturabfall entsteht durch die abgezapften Warmwassermengen, am letzten Tag dieser Woche wird kein Warmwasser entnommen.

6.2.2 DA

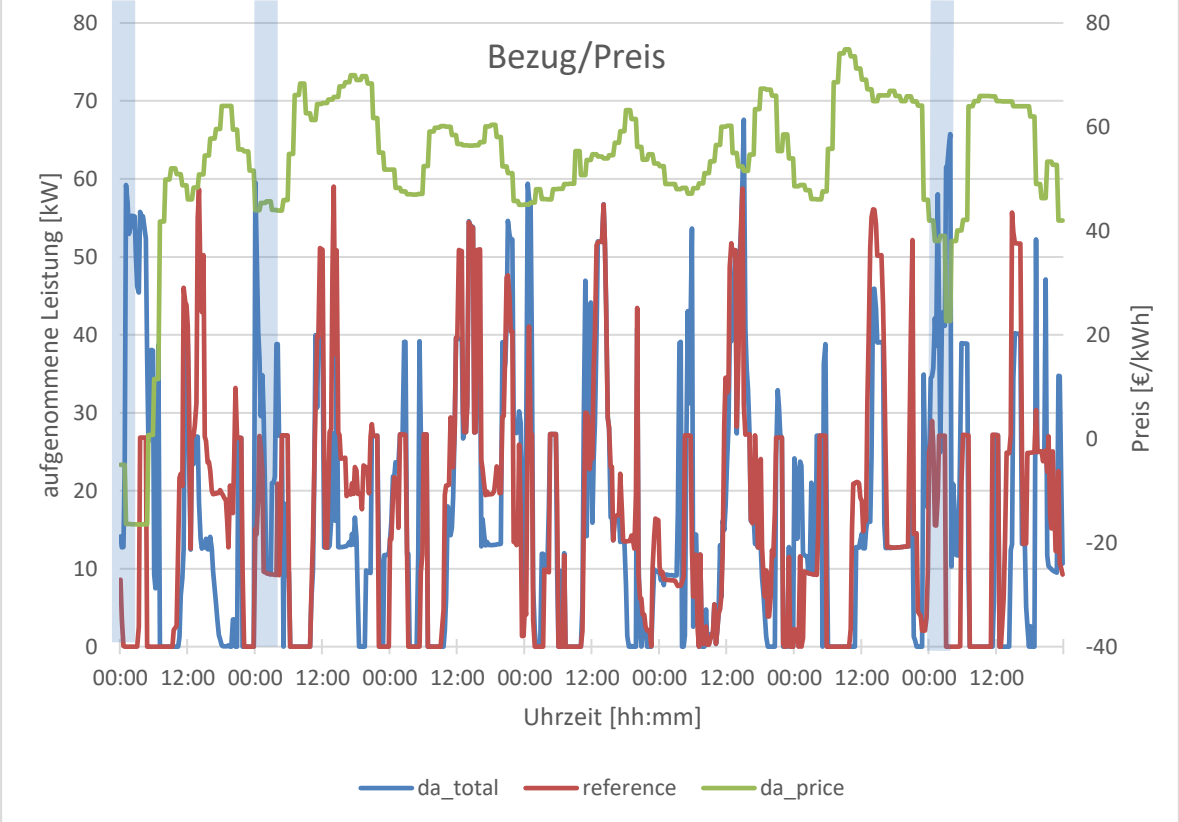


Abbildung 99 aufgenommene Leistung der Wärmepumpe und zugehörige Day-Ahead-Preise

Im Szenario Day-Ahead wird nach Bezug zu Zeiten mit niedrigen Preisen optimiert. Dies ist in Abbildung 99 an den markierten Stellen ersichtlich. Zu diesen Zeitpunkten wird im

Referenzszenario (rot) wenig bezogen, im Day-Ahead-Szenario (blau) aufgrund der günstigen Preise der Bezug zu diesen Zeiten erhöht bzw. von anderen Zeitpunkten dorthin verschoben.

6.2.3 SRL+DA+ID

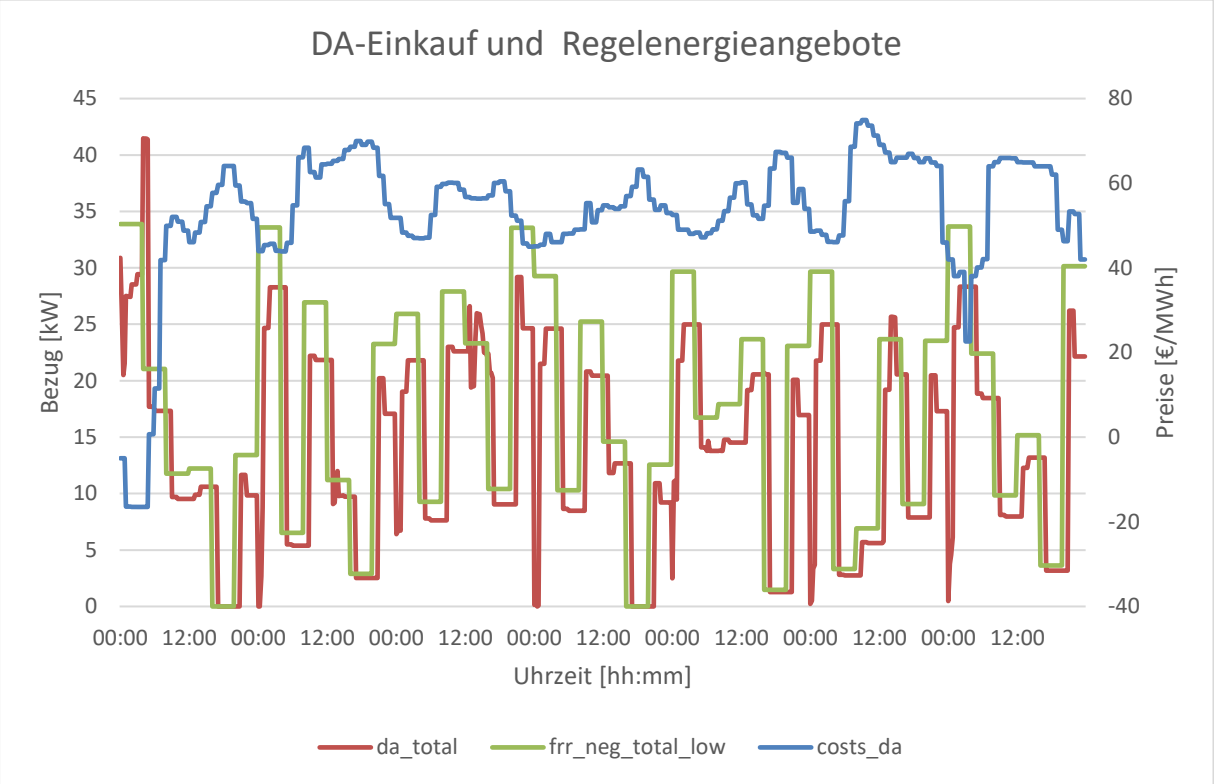


Abbildung 100 Day-Ahead-Einkaufsmengen und Regelenergieangebote mit Day-Ahead-Preisen

In Abbildung 100 sind der Day-Ahead-Einkauf und die dazugehörigen Regelenergieangebote dargestellt. Zu Zeiten mit negativem Regelenergieangebot muss zur nächsten Stunde immer die Differenz zum maximalen Abruf am Day-Ahead-Markt eingekauft werden, damit diese Menge im Bedarfsfall wieder verkauft werden kann, um auf die ursprünglich gewünschte Temperatur zurückzukehren. Außerdem korrelieren die Day-Ahead-Preise ebenfalls mit den am Day-Ahead-Markt eingekauften Mengen. Es wird fast ausschließlich negative Regelenergie angeboten, was an den Einsparungen durch die reduzierten Netzkosten liegt.

6.2.4 TRL+DA+ID

Am TRL-Markt bestehen ähnliche Verhältnisse wie im SRL-Szenario. Da die Abrufwahrscheinlichkeiten allerdings als Null angenommen wurden, wird quasi keine Regelenergie angeboten. Daher wird angenommen, dass nichts abgerufen wird, und das Anbieten auf diesem Markt lohnt sich nur bedingt.

6.2.5 DA+ID

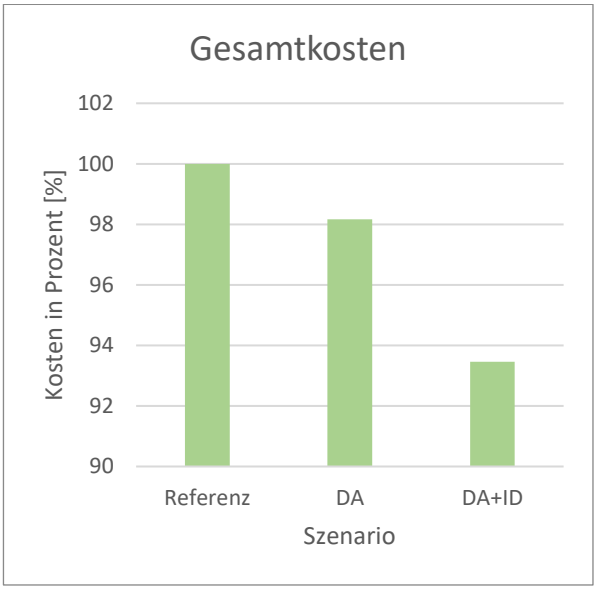


Abbildung 101 Gesamtkosten in Prozent für Simulationszeitraum von zwei Januarwochen 2020

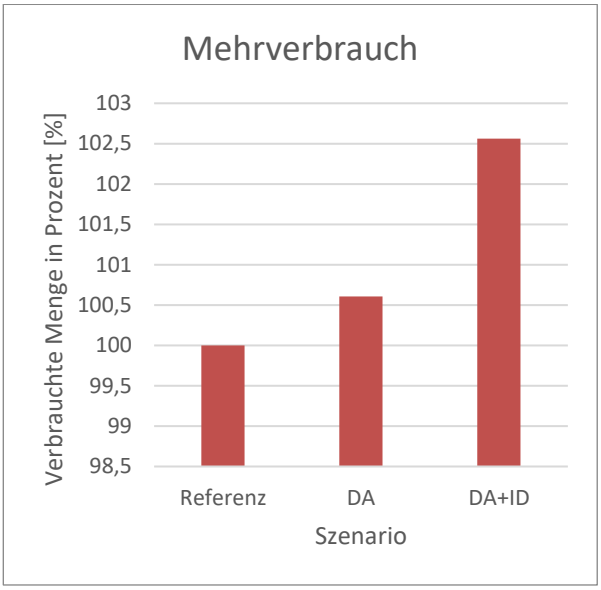


Abbildung 102 Gesamtmenge in Prozent für Simulationszeitraum von zwei Januarwochen 2020

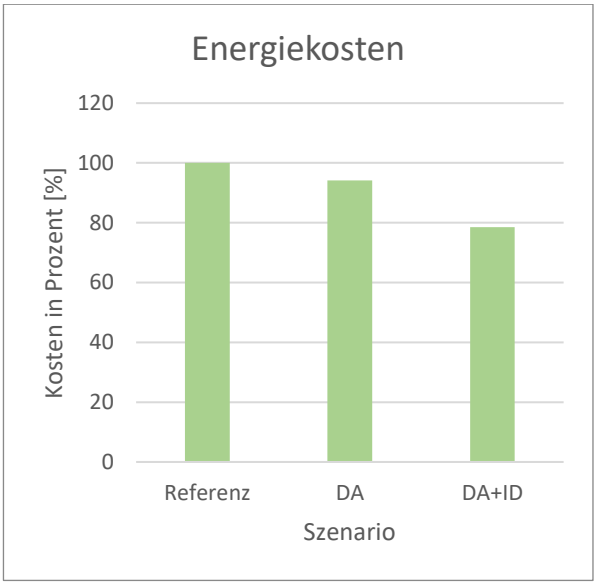


Abbildung 103 Day-Ahead-Kosten in Prozent für Simulationszeitraum von zwei Januarwochen 2020

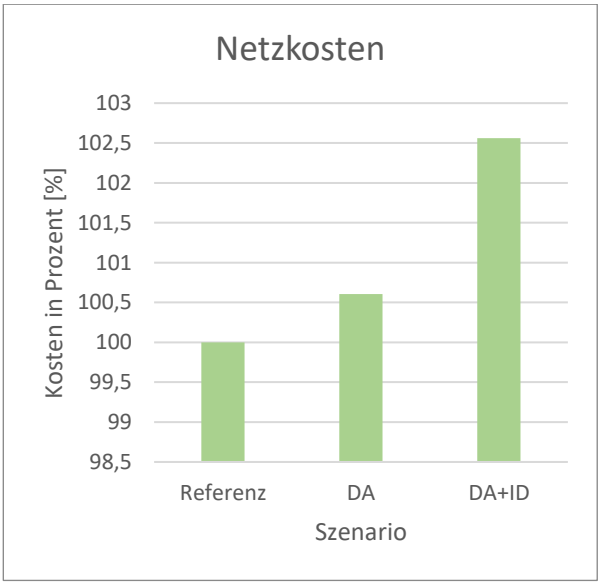


Abbildung 104 Netzkosten in Prozent für Simulationszeitraum von zwei Januarwochen 2020

Der DA+ID-Use-Case wurde über einen Zeitraum von zwei Wochen für drei Haushalte simuliert. Dabei wurde im Vorhinein der Day-Ahead-Fahrplan, ebenso wie ein Referenzfahrplan, durch tägliche Optimierung erstellt. Im Anschluss, wird mit den wechselnden Intradaypreisen sich stündlich wiederholend optimiert, um kurzfristige Preisschwankungen auszunutzen. In diesen beiden Wochen konnten durch DA-Optimierung nur circa 2% an Einsparungen erreicht werden, mit nachträglicher ID-Optimierung konnten diese Einsparungen um circa weitere 5% erhöht werden. Durch den entstehenden Mehrbezug steigen die Netzkosten um 2.6%, die reinen Energiekostenkosten, welche sich aus DA-Einkäufen und den nachträglichen ID-Käufen und Verkäufen zusammensetzen, können sogar um bis zu 21% gesenkt werden.

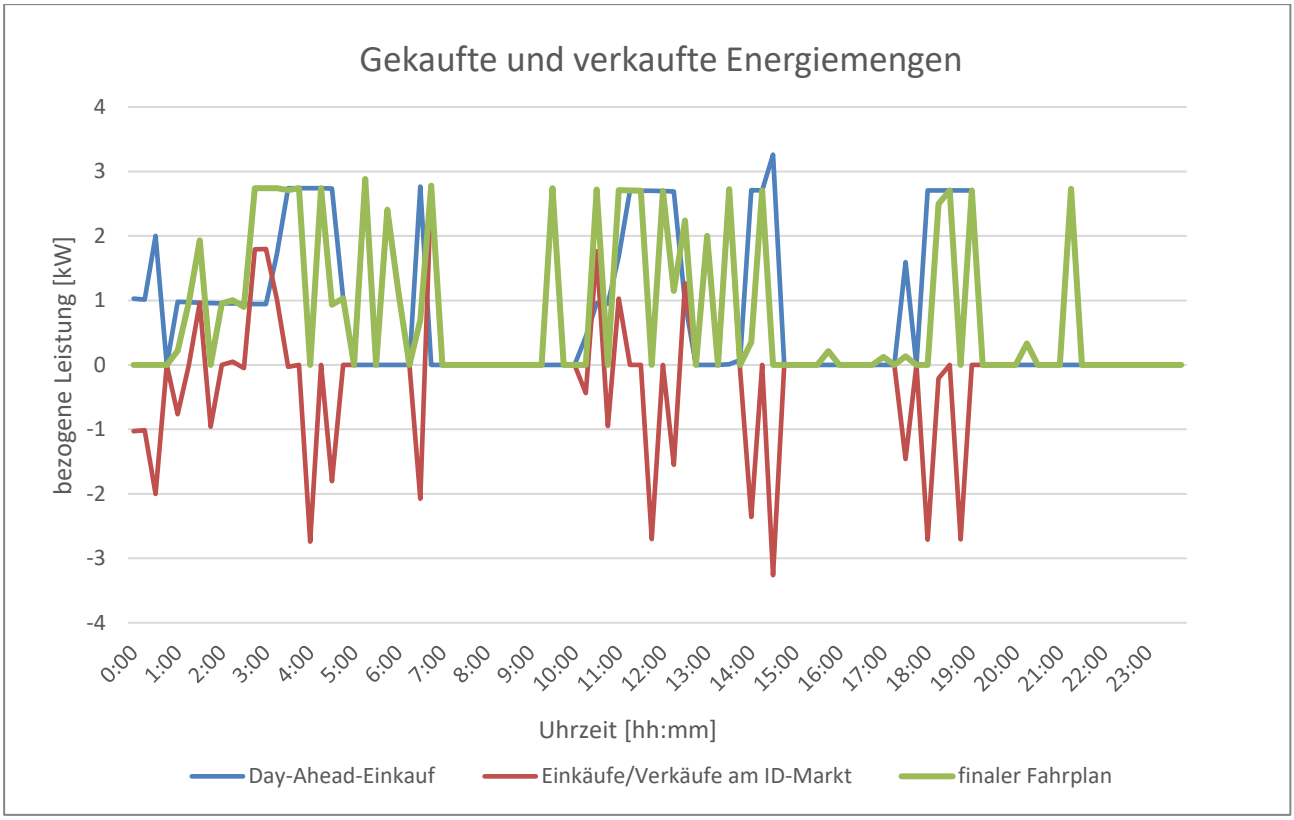


Abbildung 105 An einem Tag im Simulationszeitraum bezogene Day-Ahead-Menge, nachgekaufte ID-Mengen und der sich daraus ergebende finale Fahrplan

In Abbildung 105 sind der ursprünglich vorgesehene Day-Ahead-Fahrplan in blau, die Summe aller nachträglichen Einkäufe und Verkäufe am Intradaymarkt für jeden Zeitschritt in rot, und der sich daraus ergebende neue Fahrplan in grün aufgetragen. Die gehandelten Mengen jeweils in positive und negative Richtung entsprechen dabei ungefähr der bereits bezogenen Menge am Day-Ahead-Markt, der Intraday-Markt wird also intensiv genutzt. Am Ende entsteht durch den Handel ein Mehrverbrauch von 2%.

6.3 Parametervariation

6.3.1 CO_2

Im Szenario der CO_2-Minimierung wird mit dem Ziel optimiert, die CO_2 Erzeugungsmengen zu minimieren, indem zu Zeitpunkten eingekauft wird, an denen der österreichische Erzeugungsmix gerade einen hohen Anteil an Erneuerbaren beinhaltet. In Abbildung 106 erkennt man, dass die Day-Ahead-Preise mit der CO_2 Produktion korrelieren. Dies liegt daran, dass die Energiemengen der erneuerbaren Einspeisung zu diesen Zeitpunkten auch verbraucht werden müssen und daher am Markt günstige Preise entstehen.

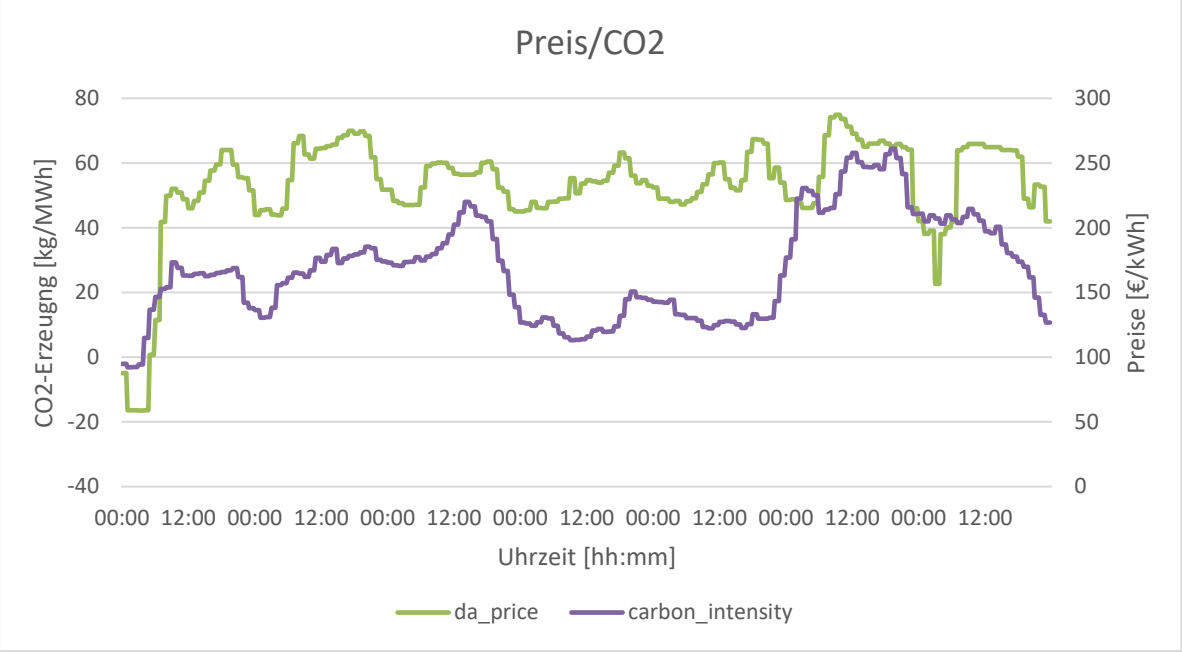


Abbildung 106 Strompreise und CO_2-Mengen

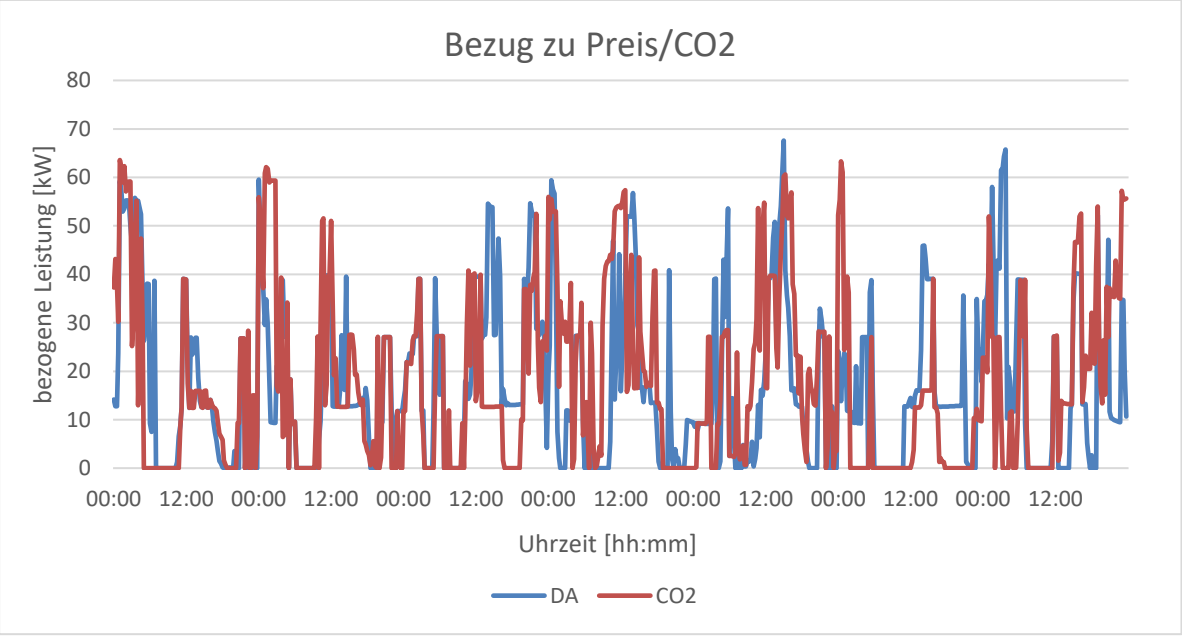


Abbildung 107 Bezogene Strommenge für das Day-Ahead- und das Szenario

Abbildung 107 zeigt die Bezugsleistung aller Haushalte zu jedem Zeitpunkt. Die Bezugszeitpunkte sind etwas anders, als im DA-Szenario, da die Preise nicht exakt mit den CO_2-

Mengen korrelieren. Mit den vier Wochen, welche beim Wärmepumpenszenario zur Simulation verwendet wurden, lässt sich sowohl durch die Optimierung nach CO_2 Mengen, als auch nach Kosten im Vergleich zum Referenzszenario eine Einsparung an Kosten und CO_2 erzielen (Abbildung 108). In den anderen Komponentenpools, welche im Gegensatz zum Wärmepumpenpool, der für exemplarische Wochen der verschiedenen Jahreszeiten simuliert wurde, über den gesamten Zeitraum betrachtet wurden, wurden geringfügig höhere Kosten erreicht. Bei der Optimierung nach CO_2-Produktionsmengen lässt sich im Vergleich zum DA-Szenario um 9,34 Prozent mehr CO_2 einsparen, bei der Optimierung nach Preisen lassen sich 2,04 Prozent mehr an Kosten im Vergleich zum CO_2-Szenario einsparen.

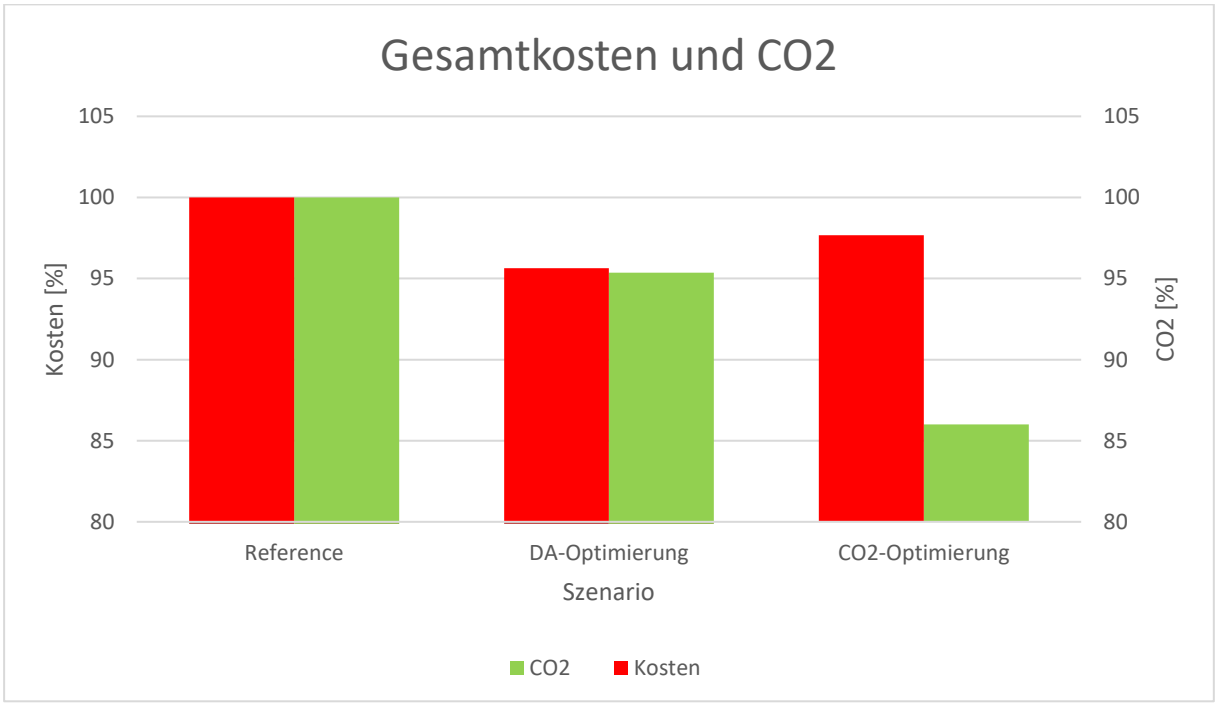


Abbildung 108 Kosten und CO2 von den drei verschiedenen Szenarien Reference, DA, CO2

6.4 Zusammenfassung

6.4.1 Zeitraum 2

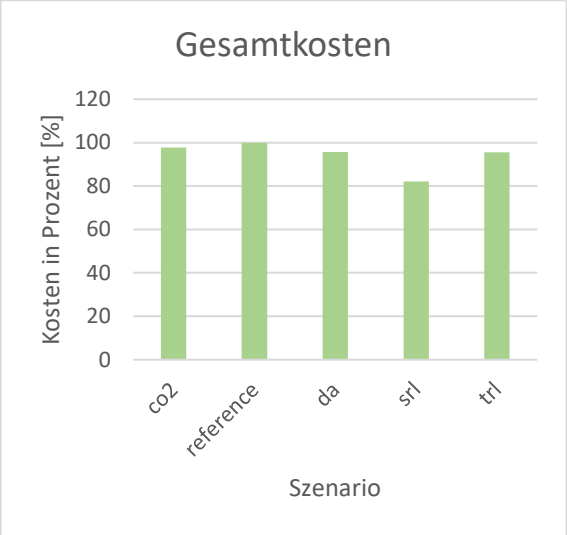


Abbildung 109 Gesamtkosten Zeitraum 2

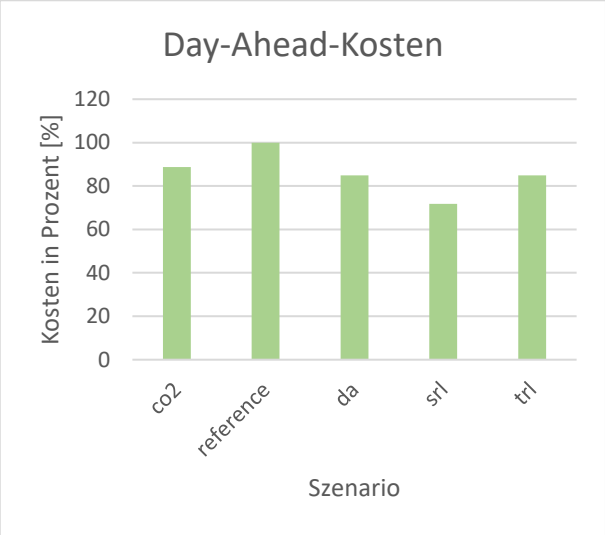


Abbildung 110 Day-Ahead-Kosten Zeitraum 2

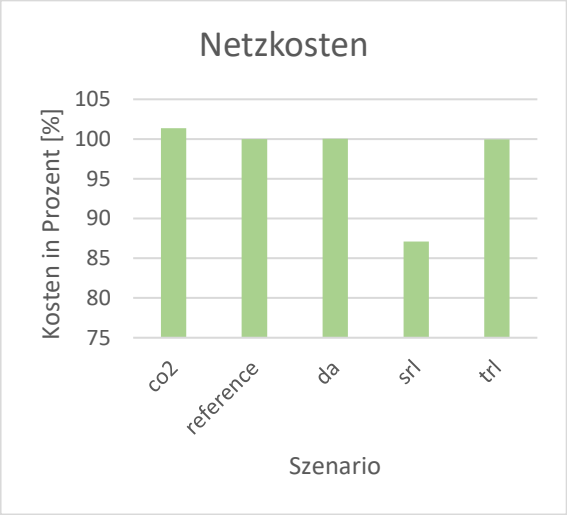


Abbildung 111 Netzkosten Zeitraum 2

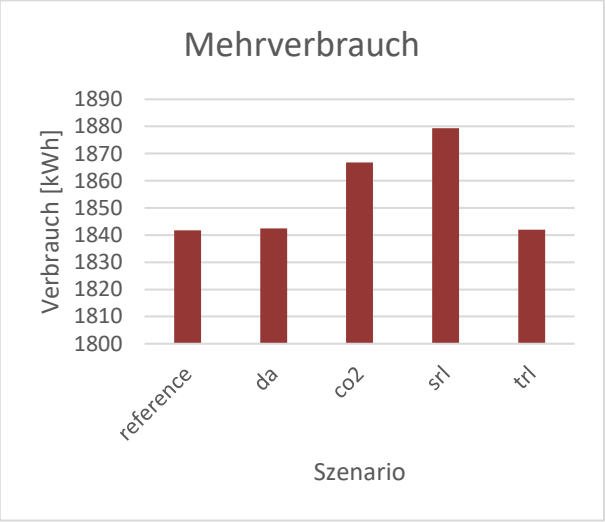


Abbildung 112 Mehrverbrauch Zeitraum 2

Die Gesamtkosten lassen sich durch die Teilnahme am Day-Ahead-Markt um circa 6 Prozent reduzieren, am SRL-Markt um 18 Prozent und am TRL-Markt lassen sich circa dieselbe Reduktion erzielen wie am DA-Markt. Besonders sticht hervor, dass die Netzkosten bei Teilnahme am SRL-Markt stark reduziert werden können, der Profit entsteht hauptsächlich durch die reduzierten Netzkosten, aber auch durch den verringerten Einkauf am Day-Ahead-Markt, bei dem die fehlende Menge durch negative Regelenergieabrufe bezogen werden. Insgesamt entsteht ein Mehrverbrauch von bis zu 2,5% bei allen Szenarien.

6.4.2 Zeitraum 1

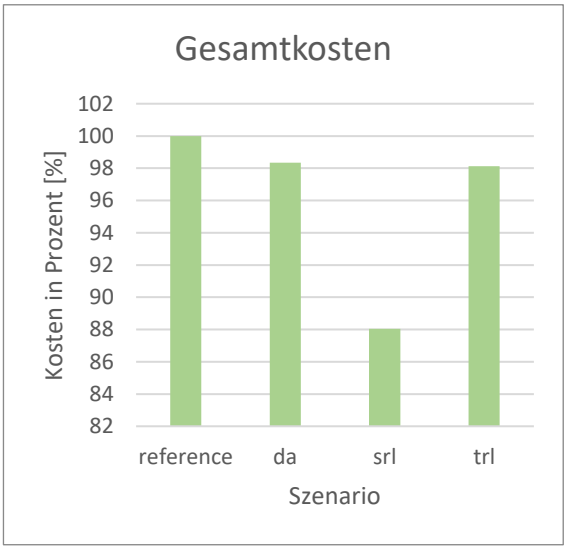


Abbildung 113 Gesamtkosten Zeitraum 1

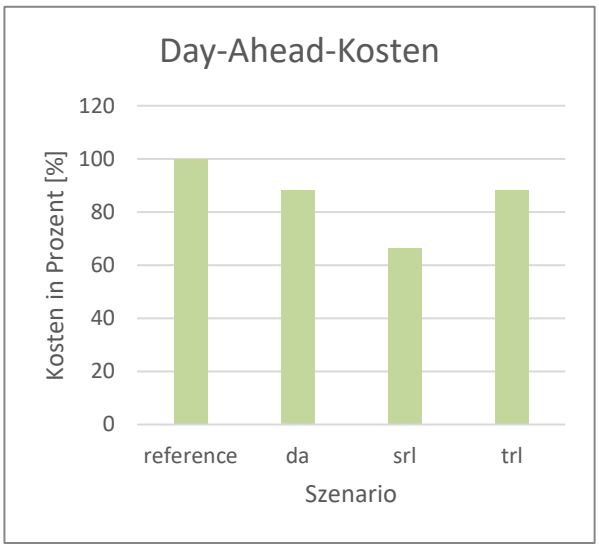


Abbildung 114 Day-Ahead-Kosten Zeitraum 1

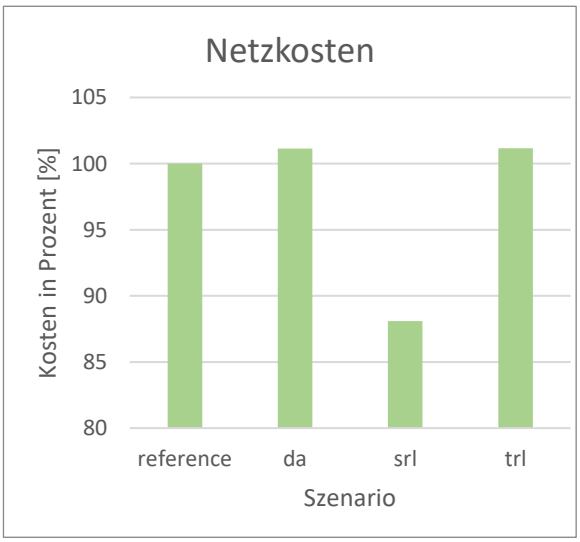


Abbildung 115 Netzkosten Zeitraum 1

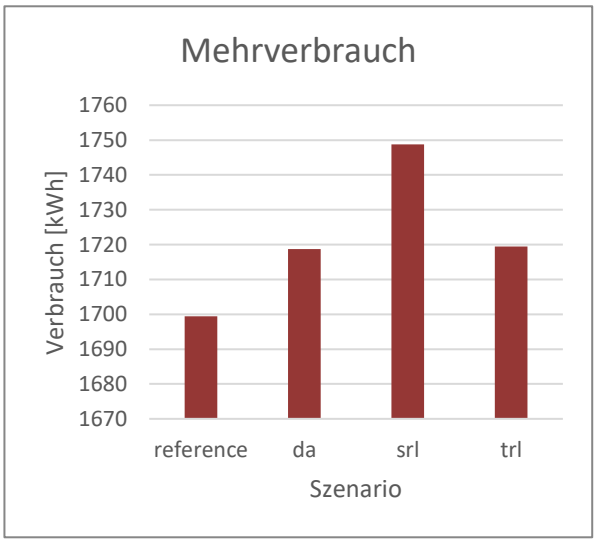


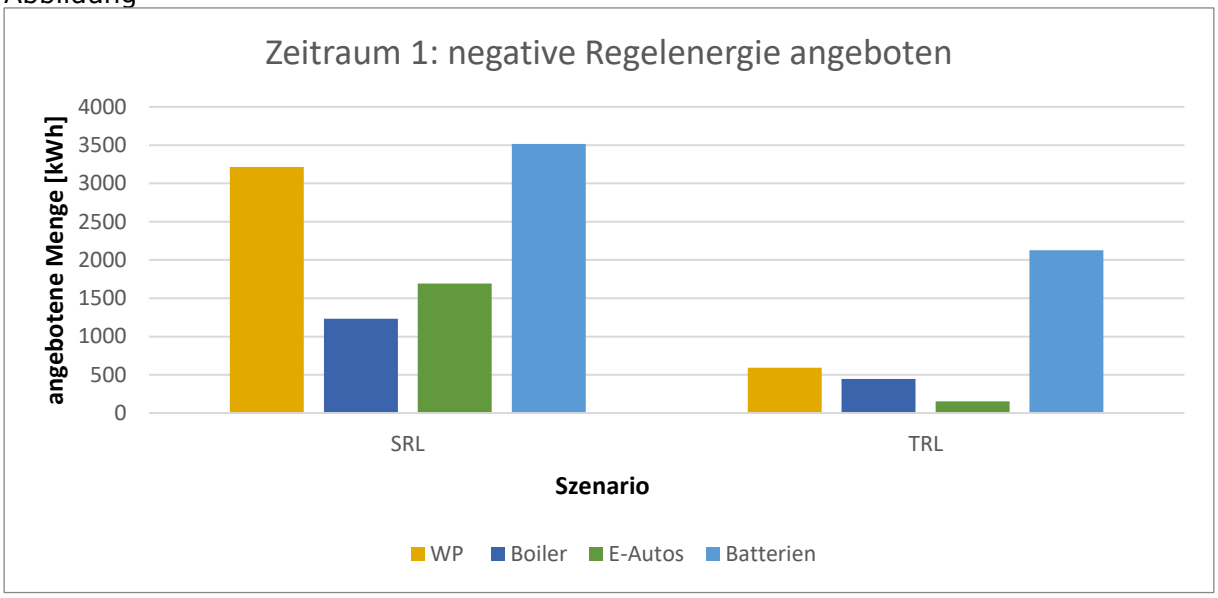
Abbildung 116 Mehrverbrauch Zeitraum 1

Zeitraum 1 weist ähnliche Einsparungen auf wie Zeitraum 2. Die Gesamtkosten können mit der Teilnahme von Sekundärregelenergie um bis zu 12 % reduziert werden. Dabei entsteht ein Mehrverbrauch von bis zu 3 %. Die meisten Einsparungen entstehen im Zeitraum SRL durch die Reduktion der Netzkosten, von bis zu 12 %.

7 Vergleich der Einnahmen und Flexibilitäten aller Pools

Bei allen Pools können die größten Einsparungen durch die Teilnahme am Sekundärregelenergie-Markt erzielt werden. Dies liegt unter anderem an den reduzierten Netzkosten beim Bezug von negativer Regelleistung. Außerdem bringt es eine gute Möglichkeit mit sich, für den ohnehin notwenigen Energiebezug, Einnahmen zu erwirtschaften. Die Teilnahme am Tertiärregelenergiemarkt lohnt sich in den durchgeführten Simulationen nur für die Batteriespeicher.

Abbildung



117 bis Abbildung 120 zeigen die angebotenen Regelenergiemengen am Sekundär- und Tertiärregelenergiemarkt für die verschiedenen Komponenten, skaliert auf die Durchschnittsgröße einer Komponente im Pool und aufgespalten in positive und negative Regelenergieangebote. Meistens 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 Mengen sind pro Jahr aufgetragen. Positive Regelenergie wird viel weniger angeboten, ebenso wie Produkte am Tertiärregelenergiemarkt. Hier bildet der Batteriespeicher ebenso die einzige Ausnahme.

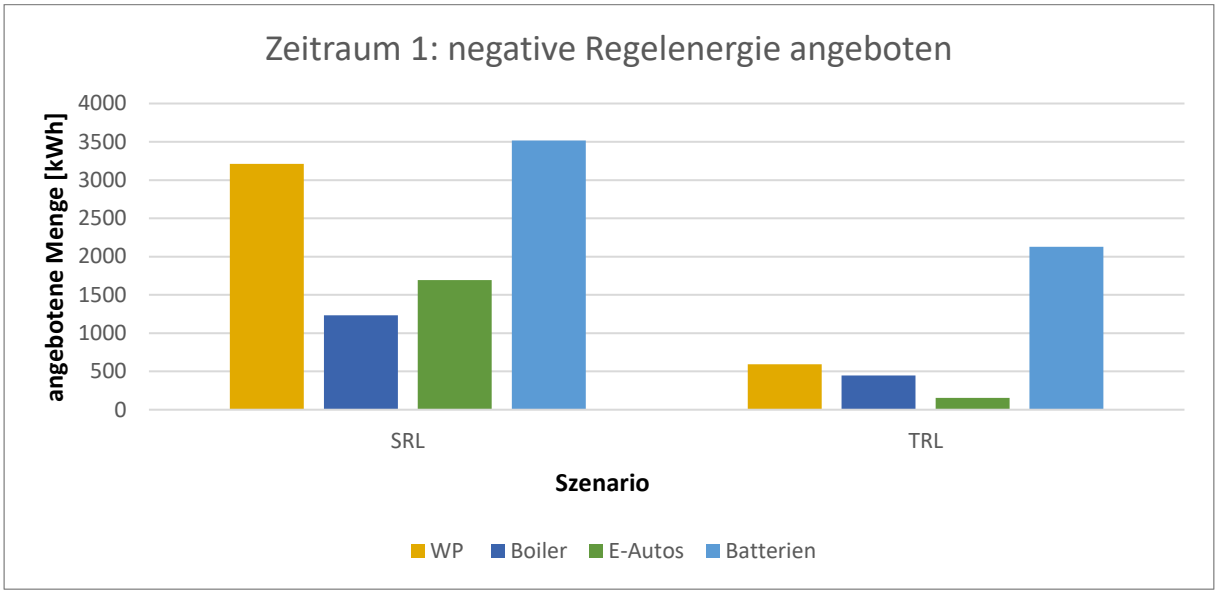


Abbildung 117 Angebotene negative Regelenergiemenge in einem Jahr pro Durchschnittskomponente im Zeitraum 1 vor der Markttrennung

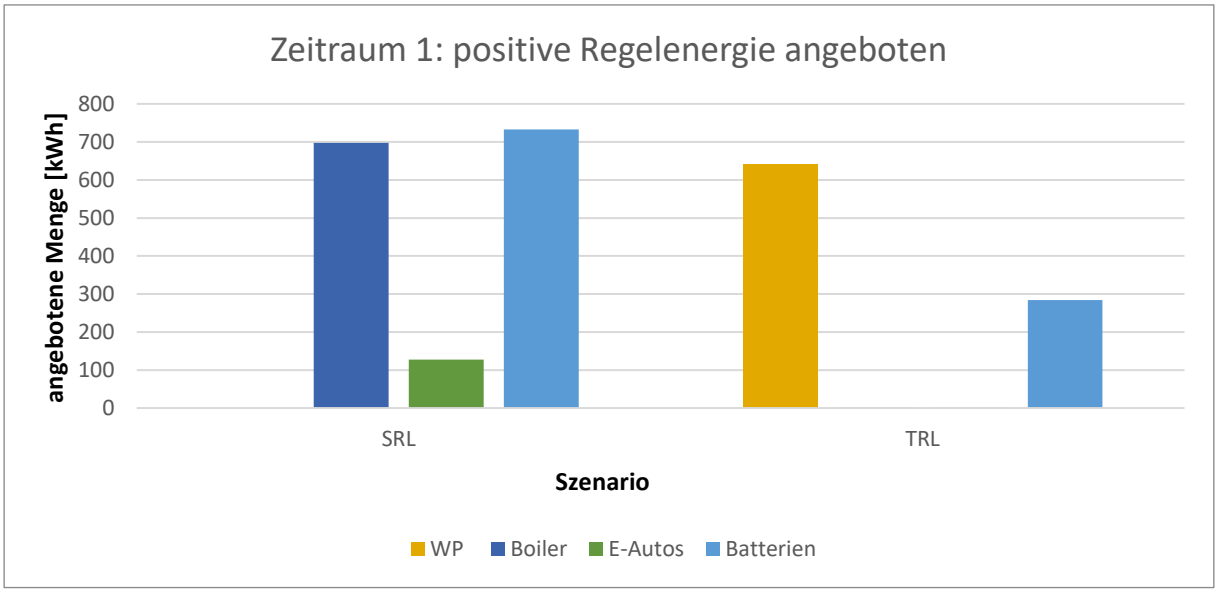


Abbildung 118 Angebotene positive Regelenergiemenge pro Komponente pro Jahr im Zeitraum 1 vor Markttrennung

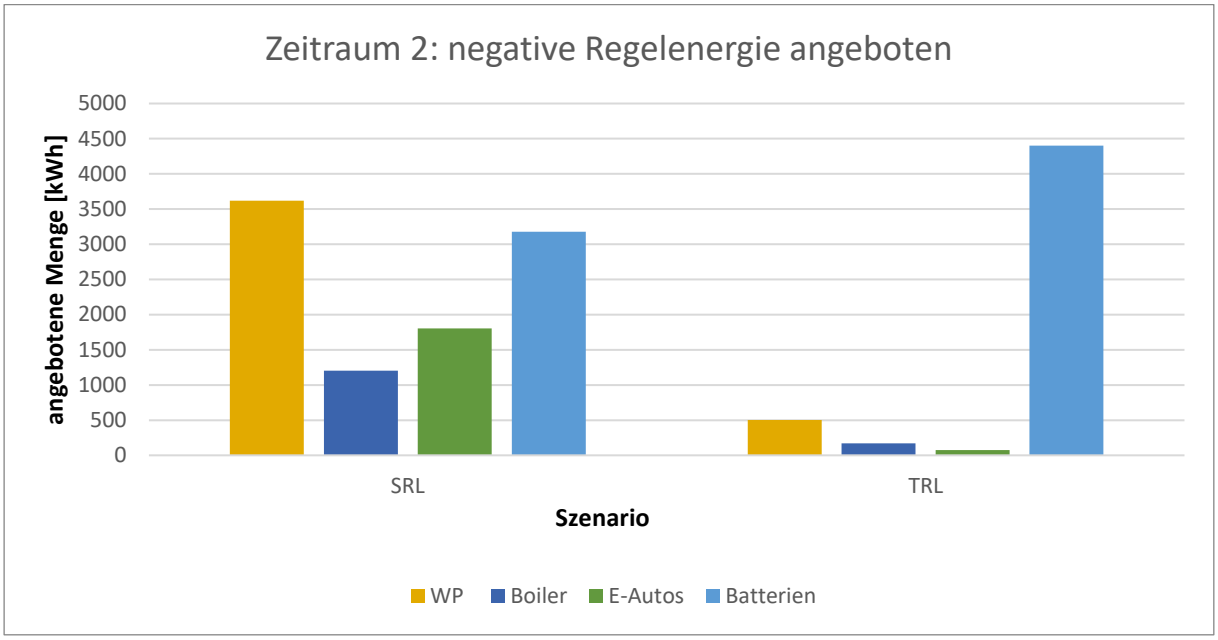


Abbildung 119 Angebotene negative Regelenergiemenge pro Komponente pro Jahr im Zeitraum 2 nach der Markttrennung

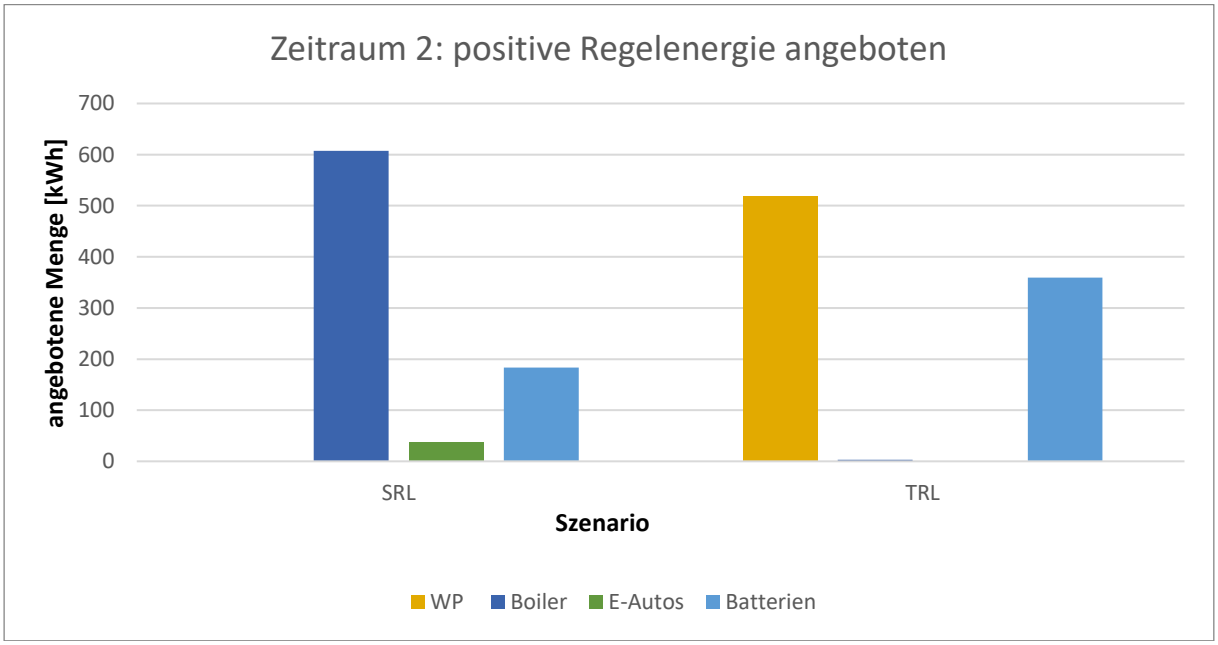


Abbildung 120 Angebotene positive Regelenergiemenge pro Komponente pro Jahr im Zeitraum 2 nach der Markttrennung

Die prozentuellen Ersparnisse, sowie die absoluten Ersparnisse aller Komponenten werden im Zeitraum 2, nach der Markttrennung, kleiner. 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 vorbehaltslos verglichen werden. Es ist davon auszugehen, dass das Erlöspotential grundsätzlich in Zeitraum 2 geringer ausfällt als in Zeitraum 1.

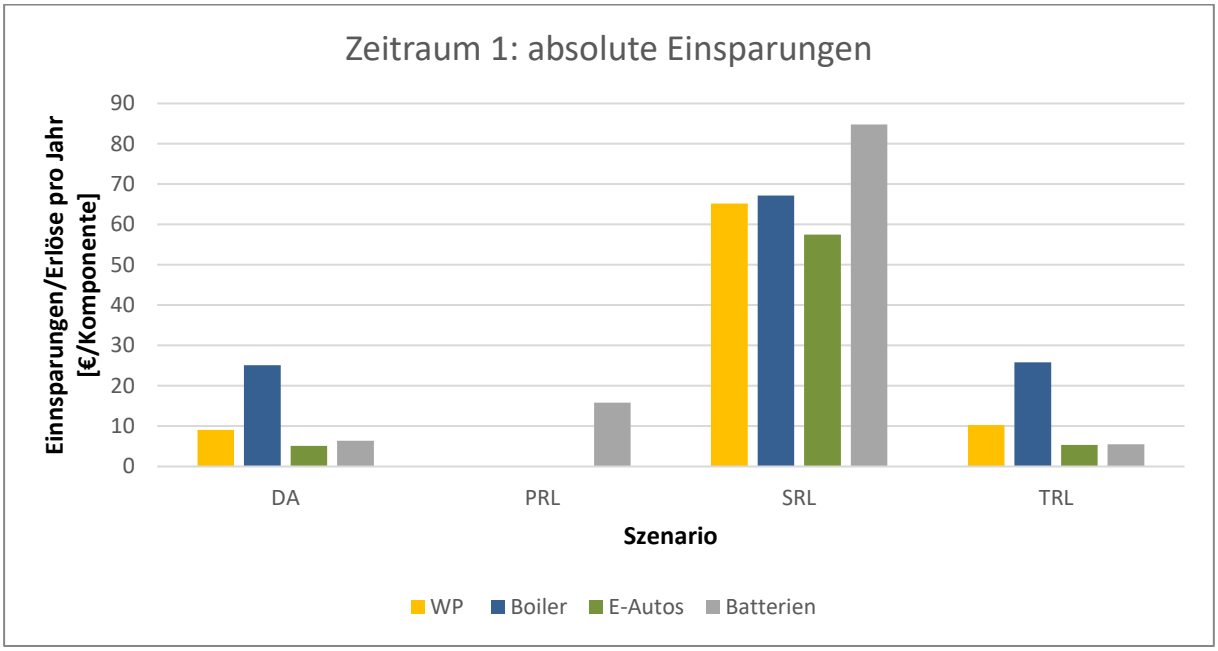


Abbildung 121 Absolute Einsparungen pro Komponente pro Jahr in Euro bei Teilnahme an verschiedenen Strommärkten für Zeitraum 1

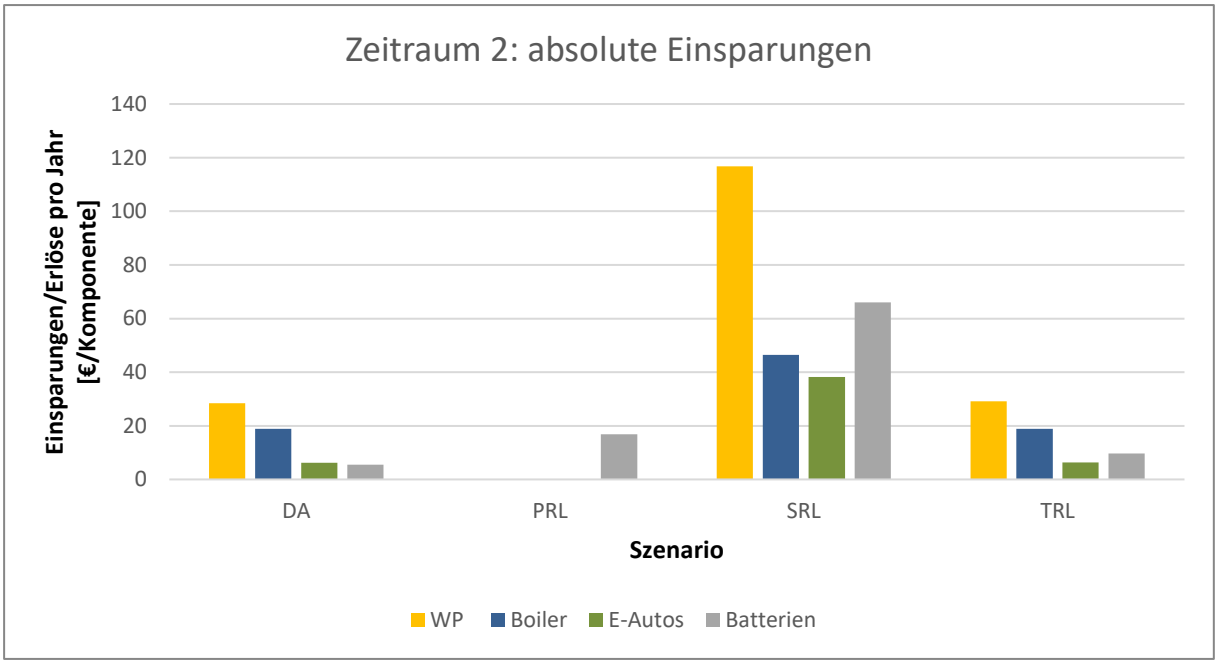


Abbildung 122 Absolute Einsparungen pro Komponente pro Jahr in Euro bei Teilnahme an verschiedenen Strommärkten für Zeitraum 2

Im Sekundärregelenergie-Markt und mit den Batteriespeichern lässt sich zwischen 65 und 85 Euro pro Jahr. 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.

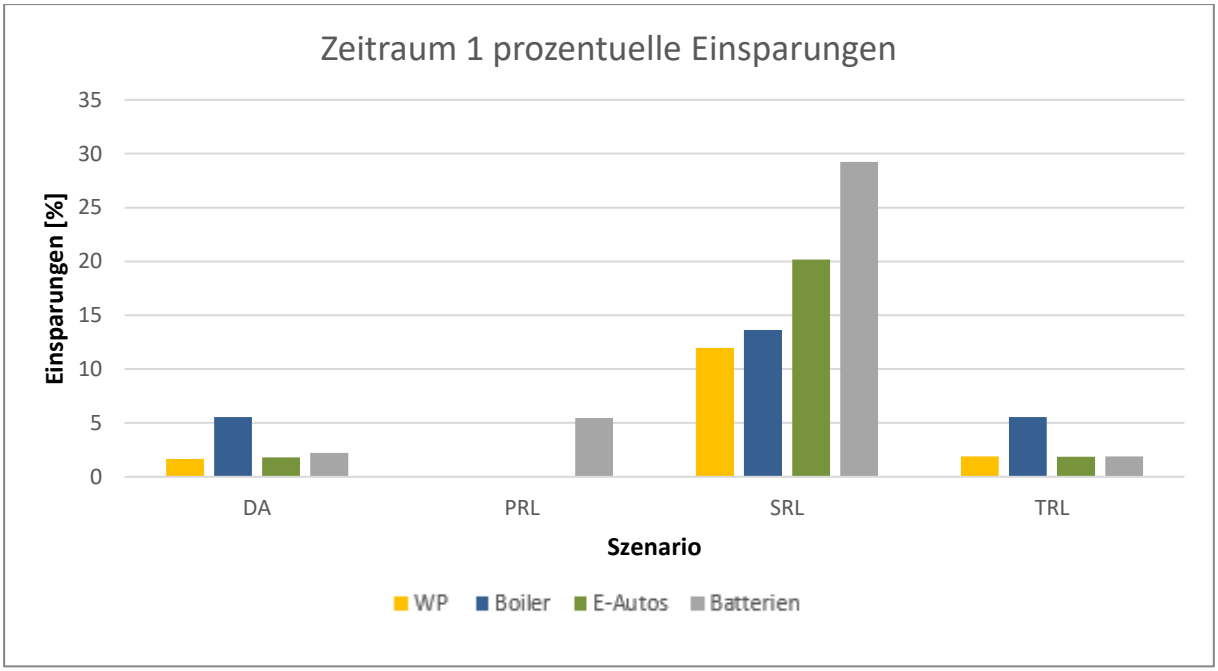


Abbildung 123 Prozentuelle Einsparungen pro Komponente pro Jahr in Euro bei Teilnahme an verschiedenen Strommärkten für Zeitraum 1

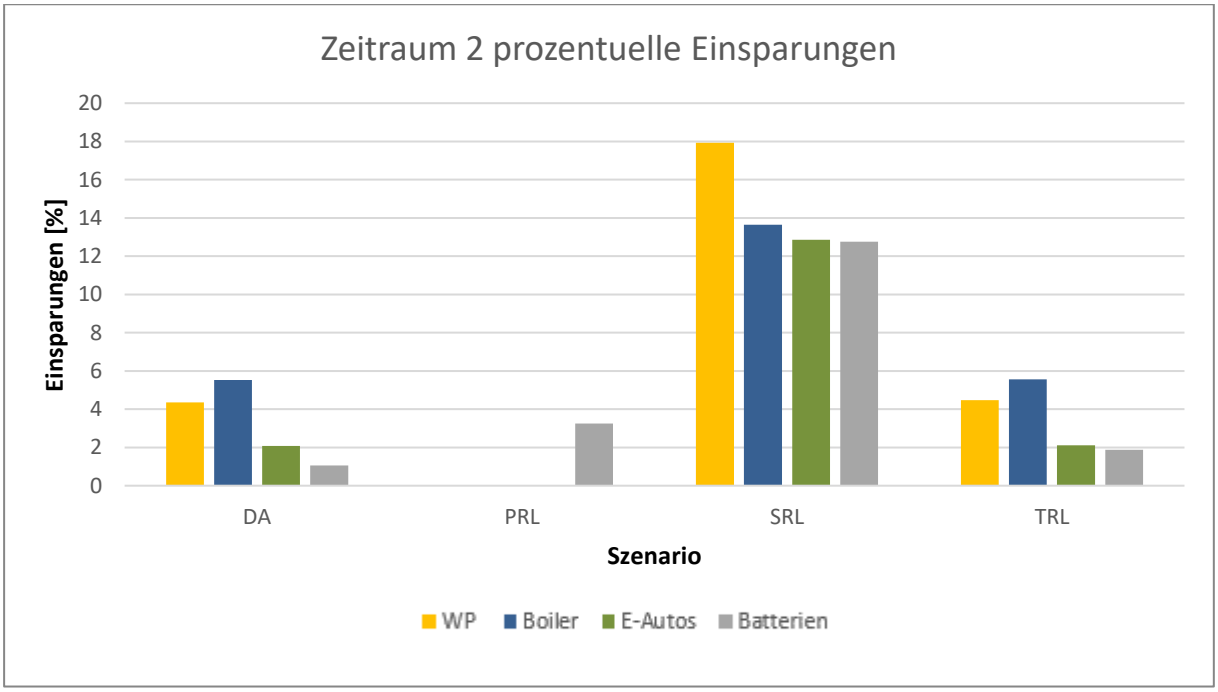


Abbildung 124 Prozentuelle Einsparungen pro Komponente pro Jahr in Euro bei Teilnahme an verschiedenen Strommärkten für Zeitraum 2

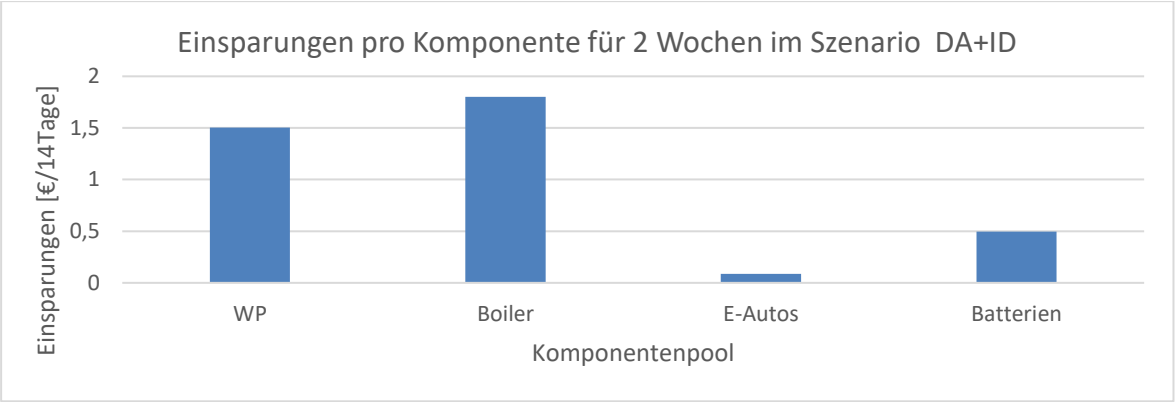


Abbildung 125 Einsparungen in Zeitraum 3 pro Komponente für zwei Wochen durch DA+ID Optimierung

Der Use-Case DA+ID, 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 gehandelte Energie ist ziemlich groß, 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 125 ist somit nicht für das gesamte Jahr aussagekräftig, sondern kann nur der Orientierung dienen.

8 Aktivierung

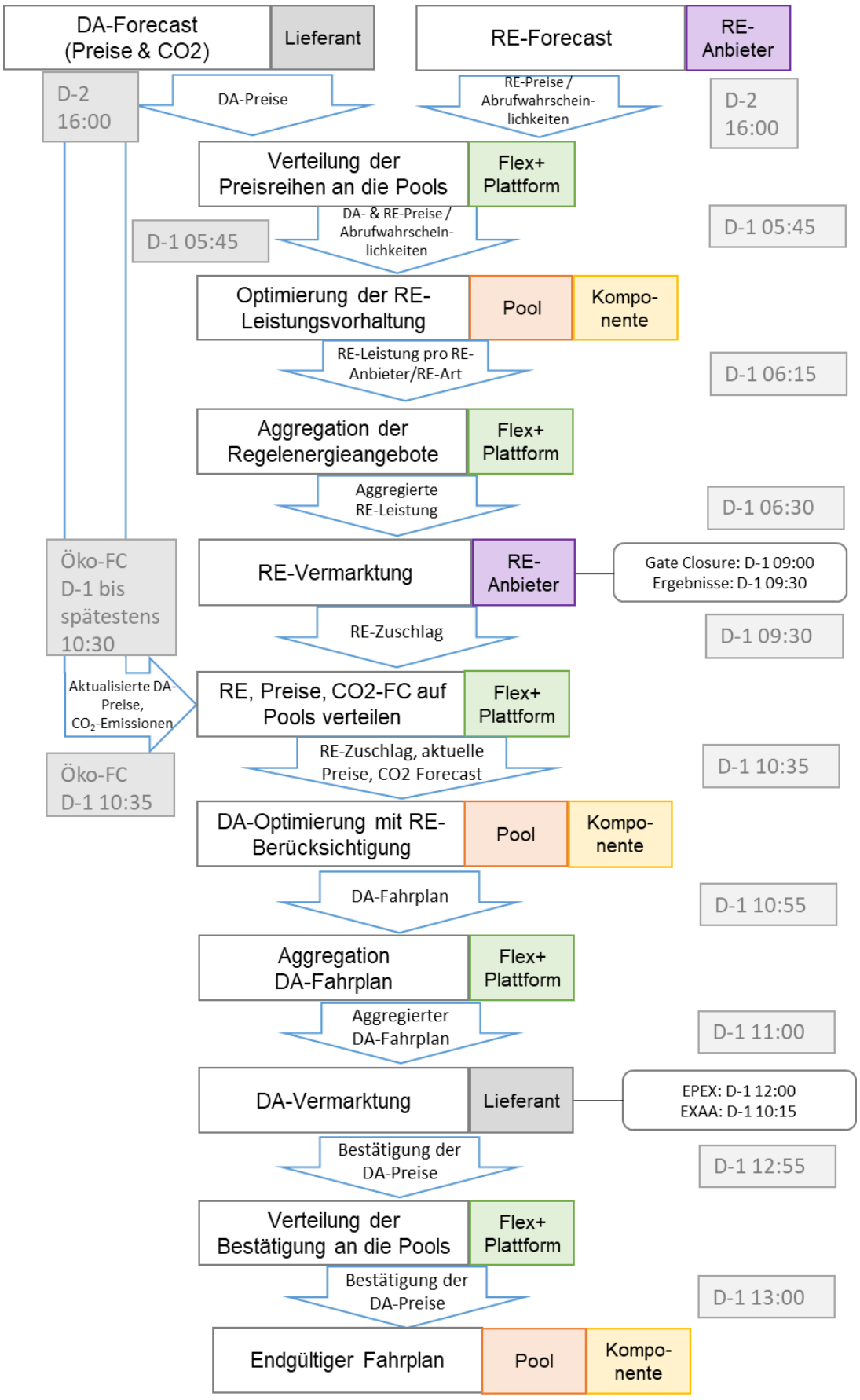
Die folgenden Ablaufdiagramme zeigen, in welcher Abfolge die verschiedenen Prozesse im Realbetrieb stattfinden und zu welchem Zeitpunkt die Daten spätestens für den nächsten Empfänger bereitstehen müssen. Genauer beschrieben werden die Einzelprozesse im Deliverable D10.

8.1 Ablaufdiagramm Vortag (SRL+DA+ID)

Das nachfolgende Ablaufdiagramm zeigt die Interaktion zwischen den verschiedenen Stakeholdern im Flex+ Projekt für den Tag vor der tatsächlichen Energielieferung und dem Use-Case „Sekundärregelenergie & Day-Ahead-Handel". „Tertiärregelenergie & Day-Ahead-Handel" besitzt ein analoges Ablaufdiagramm
Zur besseren Übersicht sind jeweils nur ein Lieferant, Regelenergievermarkter und Komponentenpool dargestellt, in der Realität können aber mehrere dieser Stakeholder vorhanden sein. Die Kommunikation zu den Einzelkomponenten und zu den Strommärkten ist ebenfalls zur besseren Übersicht nicht dargestellt.
Der Ablauf wiederholt sich in dieser Form an jedem Kalendertag:

1. Die Lieferanten berechnen Preisvorhersagen für die Day-Ahead Spotpreise für den nächsten Tag. Diese werden in Form einer Zeitreihe (15min- bzw. 1h-Werte) an die Flex+ Plattform übermittelt. Außerdem wird eine Zeitreihe mit den vorhergesagten stündlichen CO_2-Emissionen für den nächsten Tag vom Lieferanten übermittelt.

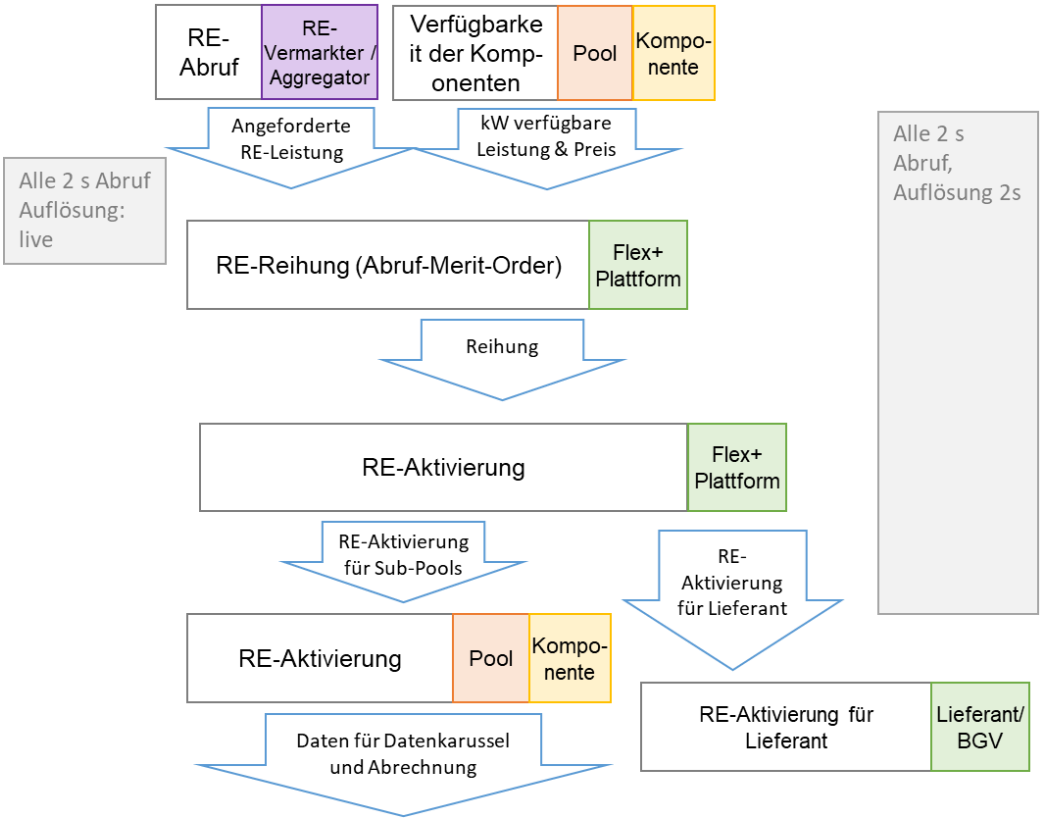
2. Die Regelenergieanbieter schicken ihre Preisangebote und die dazu vorhergesagten Abrufwahrscheinlichkeiten für die verschiedenen 4h-Produktzeitscheiben an die Flex+ Plattform. Dabei sind auch zwei oder mehr Preisangebote möglich (z.B. eines mit hoher und eines mit niedriger Abrufwahrscheinlichkeit).
3. In der Flex+ Plattform werden die Preiszeitreihen für Day-Ahead und Regelenergie, sowie die Emissionszeitreihe an die jeweiligen Komponentenpools verteilt und weitergeleitet, je nachdem, welche der Pools Prosumer welcher Lieferanten bzw. Regelenergieanbieter haben.
4. In den Komponentenpools wird basierend auf den vorhergesagten Preisen und Abrufwahrscheinlichkeiten die optimale Regelenergieteilnahme berechnet. Die Regelenergiemenge muss dabei in ganzen 4h-Produktzeitscheiben angeboten werden und wird zusammen mit den Aktivierungskosten an die Flex+ Plattform übermittelt.
5. Die Flex+ Plattform aggregiert die Regelenergiemengen aller Pools je Regelenergieanbieter und leitet sie an die jeweiligen Regelenergievermarkter weiter.
6. Die Regelenergie wird von den Regelenergieanbietern an die APG vermarktet. Die Gate-Closure Zeit für SRL ist dabei 9:00 Uhr. Um 9:30 Uhr liegen die Ergebnisse der Auktion vor. Für TRL ist Gate-Closure um 10:00 mit den Ergebnissen um 10:30. Die akzeptierten Regelenergiemengen werden an die Flex+ Plattform weitergeleitet.
7. Die Flex+ Plattform teilt die akzeptierten Regelenergiemengen auf die einzelnen Komponentenpools auf und leitet diese weiter.
8. In den Komponentenpools wird der optimale Day-Ahead Fahrplan errechnet, basierend auf der Vorhersage der Day-Ahead Spotpreise und unter Berücksichtigung der akzeptierten, vorzuhaltenden Regelenergiemengen. An dieser Stelle werden außerdem die Eigeninteressen der Prosumer, sowie die prognostizierten CO_2-Emissionen für den nächsten Tag berücksichtigt. Der Day-Ahead Fahrplan (15min- bzw. 1h-Werte) wird an die Flex+ Plattform übermittelt.
9. Die Flex+ Plattform aggregiert die Day-Ahead Fahrpläne aller Pools je Lieferant und leitet sie an die jeweiligen Lieferanten weiter.
10. Die Lieferanten handeln die angeforderten Mengen am Day-Ahead Spotmarkt. Die Gate-Closure Zeit ist dabei 12:00 Uhr (EPEX) bzw. 10:15 Uhr (EXAA).
11. Die Lieferanten schicken eine Bestätigung der tatsächlich resultierend Day-Ahead Spotpreise an die Flex+ Plattform, von wo aus sie weiter an die Komponenten-Pools verteilt wird.


DA-Forecast (Preise & CO2)
Lieferant
RE-Forecast
RE-Anbieter
D-2 16:00
DA-Preise
RE-Preise / Abrufwahrschein-lichkeiten
D-2 16:00
Verteilung der Preisreihen an die Pools
Flex+ Plattform
DA- & RE-Preise / Abrufwahrschein-lichkeiten
D-1 05:45
D-1 05:45
Optimierung der RE-Leistungsvorhaltung
Pool
Kompo-nente
RE-Leistung pro RE-Anbieter/RE-Art
D-1 06:15
Aggregation der Regelenergieangebote
Flex+ Plattform
Aggregierte RE-Leistung
D-1 06:30
Öko-FC D-1 bis spätestens 10:30
RE-Vermarktung
RE-Anbieter
Gate Closure: D-1 09:00
Ergebnisse: D-1 09:30
RE-Zuschlag
D-1 09:30
Aktualisierte DA-Preise, CO_2-Emissionen
RE, Preise, CO2-FC auf Pools verteilen
Flex+ Plattform
Öko-FC D-1 10:35
RE-Zuschlag, aktuelle Preise, CO2 Forecast
D-1 10:35
DA-Optimierung mit RE-Berücksichtigung
Pool
Kompo-nente
DA-Fahrplan
D-1 10:55
Aggregation DA-Fahrplan
Flex+ Plattform
Aggregierter DA-Fahrplan
D-1 11:00
DA-Vermarktung
Lieferant
EPEX: D-1 12:00
EXAA: D-1 10:15
Bestätigung der DA-Preise
D-1 12:55
Verteilung der Bestätigung an die Pools
Flex+ Plattform
Bestätigung der DA-Preise
D-1 13:00
Endgültiger Fahrplan
Pool
Kompo-nente

8.2 Ablaufdiagramm SRL-Regelenergieaktivierung (SRL+DA+ID)

Nachfolgendes Ablaufdiagramm beschreibt den Prozess der Aktivierung der Regelenergie.

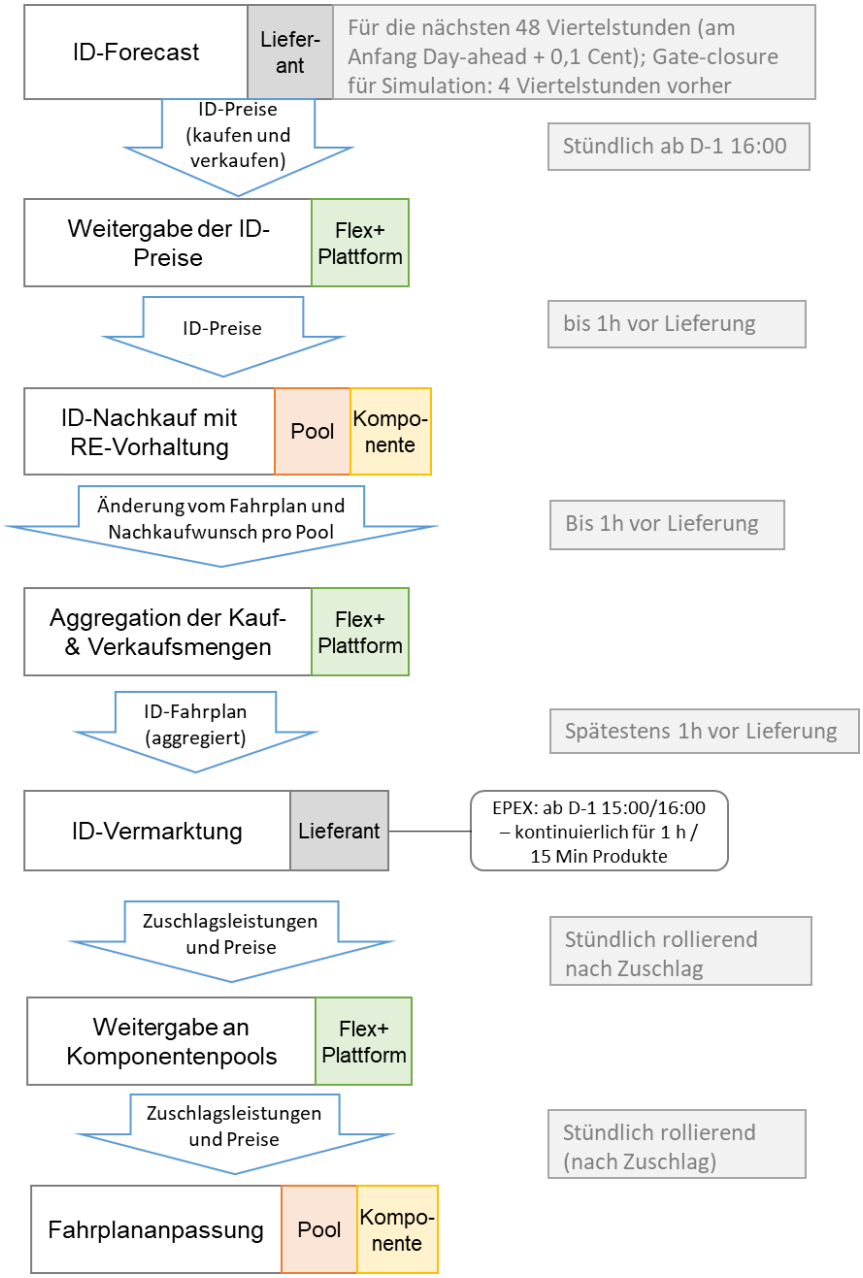
1. Der Regelenergievermarkter erhält den Regelenergieabruf vom Übertragungsnetzbetreiber. Dieser wird im 2s-Takt an die Flex+ - Plattform weitergeleitet. Gleichzeitig geben die Komponentenpools immer den derzeitigen Status der Komponenten bezüglich ihrer Verfügbarkeit weiter.
2. Die verfügbaren Komponenten werden nach ihrer Reihung auf der Merit-Order-Liste sortiert.
3. Die Aktivierung wird für verschiedene Komponenten bestimmt.
4. Anschließend gibt die Flex+-Plattform das Abrufsignal weiter, gleichzeitig wird die Regelenergie-Aktivierung auch an den Lieferanten weitergeleitet.
5. Die einzelnen Komponenten werden aktiviert.
6. Die Daten werden an das Datenkarussell der APG weitergeleitet.



8.3 Intradaynachkauf im Echtzeitbetrieb (SRL+DA+ID)

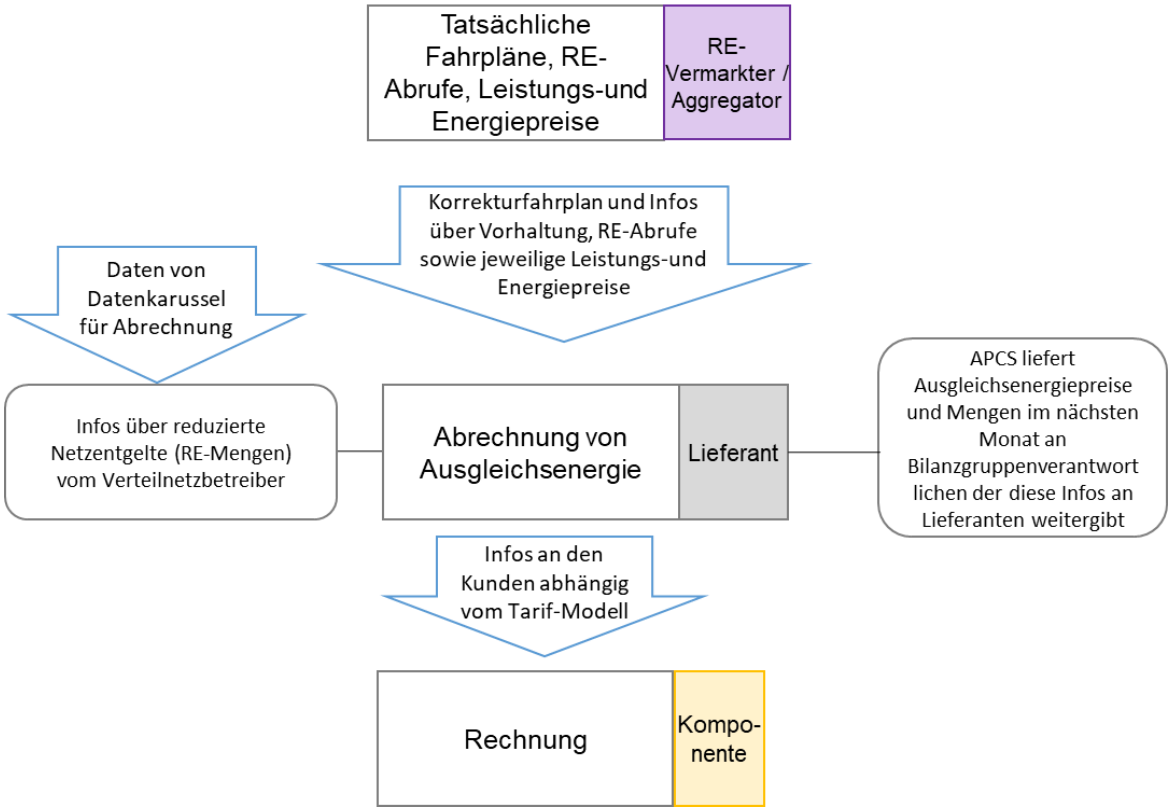
Das nachfolgende Ablaufdiagramm beschreibt den Ablauf des Intradaynachkaufs bei von der Prognose abweichenden Regelenergieabrufen.

1. Intraday Preise werden vom Lieferanten an die Flex+ -Plattform weitergegeben. Die Preise entsprechen realen Preisen, die sich allerdings jederzeit erhöhen können, wenn die um den vorigen Preis angebotene Menge bis zum Entscheidungszeitpunkt bereits verkauft wurde.
2. Die Intraday-Preise werden von der Flex+ - Plattform an die Pools weitergegeben.
3. Die Pools bestimmen aus den abgewichenen Abrufen den Nachkauf. Diese Information wird wieder an die Flex+-Plattform weitergeleitet.
4. Die Flex+- Plattform aggregiert die Nachkaufwünsche aller Pools, und leitet sie gesammelt an den Lieferanten weiter.
5. Der Lieferant vermarktet die Intradaymengen, und gibt die Information über die Zuschläge an die Komponentenpools weiter.
6. Die Pools passen daraufhin ihre Fahrpläne an.



8.4 Nachträgliche Abrechnung (SRL+DA+ID)

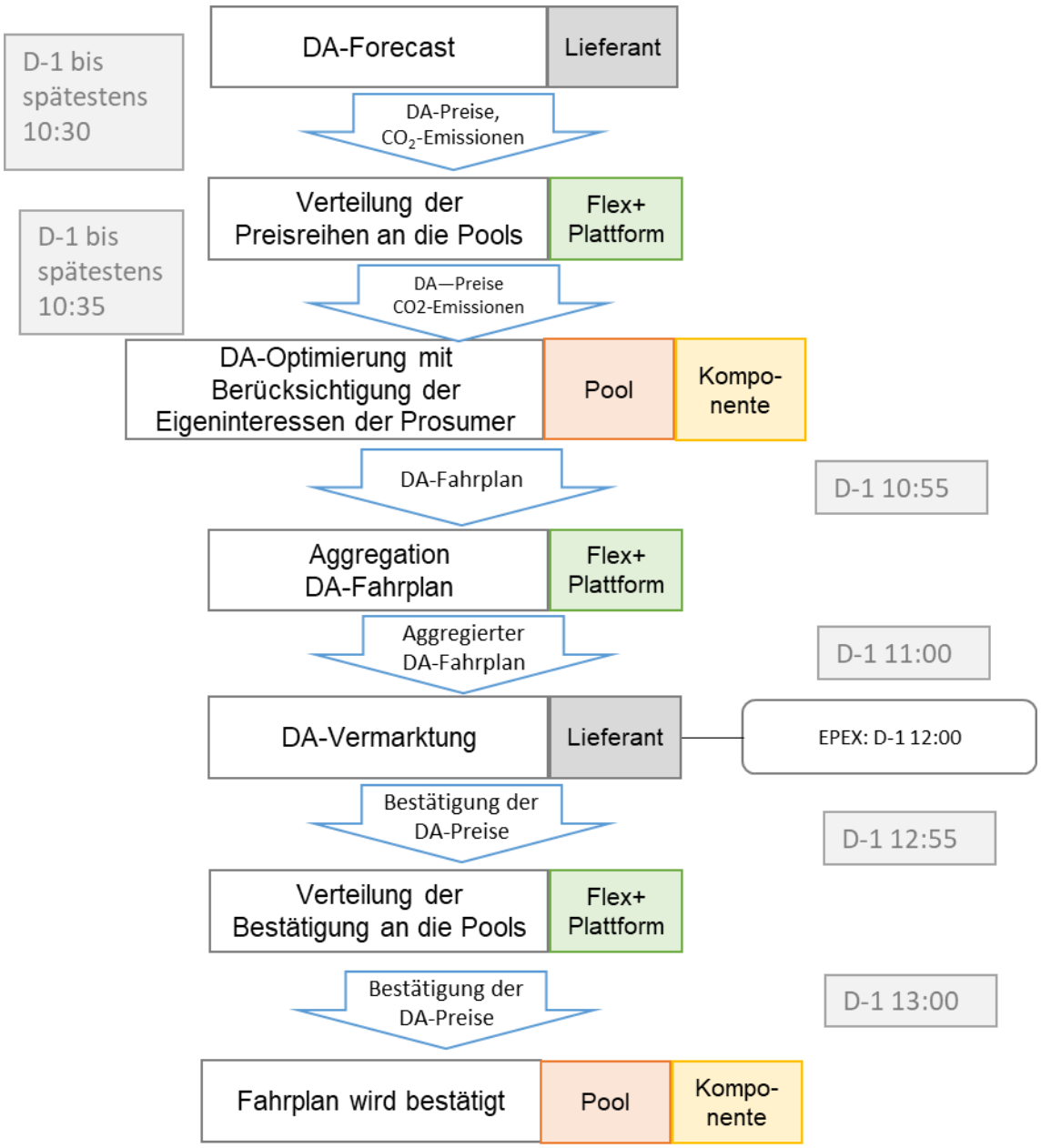
Das nachfolgende Diagramm zeigt, welcher Stakeholder welche Daten jeweils am ersten des Monats, für das letzte Monat nach dem Abruf/Lieferung, an den Lieferanten sendet, damit dieser die Rechnung legen kann und an den Kunden weiterleiten. Die Übertragung der Einsparungen durch die Teilnahme an den verschiedenen Märkten an den Kunden erfolgt über das spezifische Tarifmodell. Auf mögliche Tarifmodelle wird in Deliverable D5 eingegangen.



8.5 Ablaufdiagramm Vortag (DA + ID)

Das nachfolgende Ablaufdiagramm zeigt die Interaktion zwischen den verschiedenen Stakeholdern im Flex+ Projekt für den Tag vor der tatsächlichen Energielieferung für den Use-Case „Intraday-Optimierung".
Zur besseren Übersicht sind jeweils nur ein Lieferant, Regelenergievermarkter und Komponentenpool dargestellt, in der Realität können aber mehrere dieser Stakeholder vorhanden sein. Die Kommunikation zu den Einzelkomponenten und zu den Strommärkten ist ebenfalls zur besseren Übersicht nicht dargestellt.
Der Ablauf wiederholt sich in dieser Form an jedem Kalendertag:

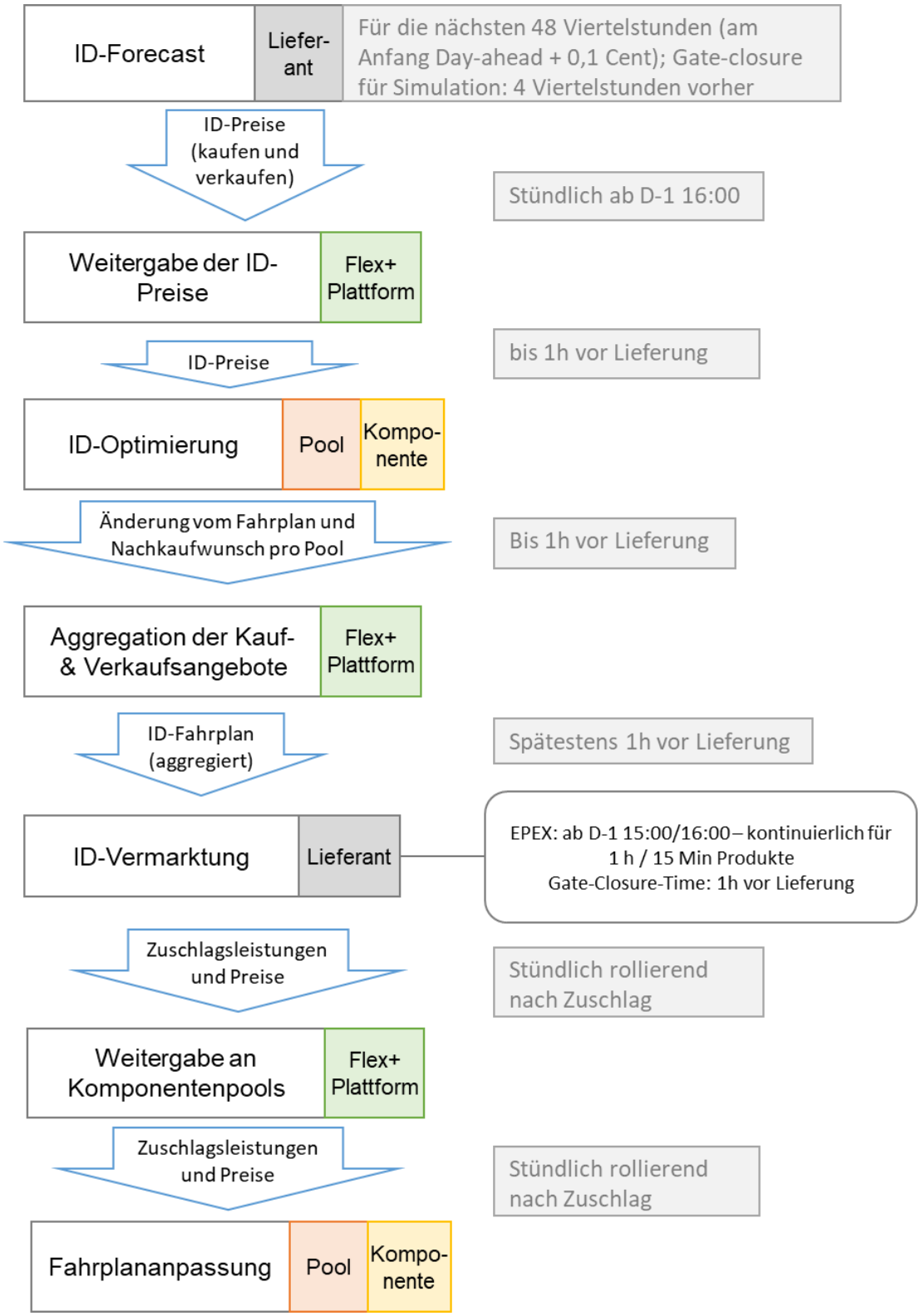
1. Die Lieferanten berechnen Preisvorhersagen für die Day-Ahead Spotpreise für den nächsten Tag. Diese werden in Form einer Zeitreihe (15min- bzw. 1h-Werte) an die Flex+ Plattform übermittelt. Außerdem wird eine Zeitreihe mit den vorhergesagten stündlichen CO2-Emissionen für den nächsten Tag vom Lieferanten übermittelt.
2. In der Flex+ Plattform werden die Preiszeitreihen des Day-Ahead-Marktes, sowie die Emissionszeitreihe an die jeweiligen Komponentenpools verteilt und weitergeleitet, je nachdem, welche der Pools Prosumer welcher Lieferanten haben.
3. In den Komponentenpools wird der optimale Day-Ahead Fahrplan errechnet, basierend auf der Vorhersage der Day-Ahead Spotpreise. An dieser Stelle werden außerdem die Eigeninteressen der Prosumer, sowie die prognostizierten CO2-Emissionen für den nächsten Tag berücksichtigt. Der Day-Ahead Fahrplan (15min- bzw. 1h-Werte) wird an die Flex+ Plattform übermittelt.
4. Die Flex+ Plattform aggregiert die Day-Ahead Fahrpläne aller Pools je Lieferant und leitet sie an die jeweiligen Lieferanten weiter.
5. Die Lieferanten handeln die angeforderten Mengen am Day-Ahead Spotmarkt. Die Gate-Closure Zeit ist dabei 12:00 Uhr (EPEX) bzw. 10:15 Uhr (EXAA).
6. Die Lieferanten schicken eine Bestätigung der tatsächlich resultierenden Day-Ahead Spotpreise an die Flex+ Plattform, von wo aus sie weiter an die Komponenten-Pools verteilt wird.


D-1 bis spätestens 10:30
DA-Forecast
Lieferant
DA-Preise, CO_2-Emissionen
D-1 bis spätestens 10:35
Verteilung der Preisreihen an die Pools
Flex+ Plattform
DA—Preise CO2-Emissionen
DA-Optimierung mit Berücksichtigung der Eigeninteressen der Prosumer
Pool
Kompo-nente
DA-Fahrplan
D-1 10:55
Aggregation DA-Fahrplan
Flex+ Plattform
Aggregierter DA-Fahrplan
D-1 11:00
DA-Vermarktung
Lieferant
EPEX: D-1 12:00
Bestätigung der DA-Preise
D-1 12:55
Verteilung der Bestätigung an die Pools
Flex+ Plattform
Bestätigung der DA-Preise
D-1 13:00
Fahrplan wird bestätigt
Pool
Kompo-nente

8.6 Optimierung Echtzeit (DA + ID)

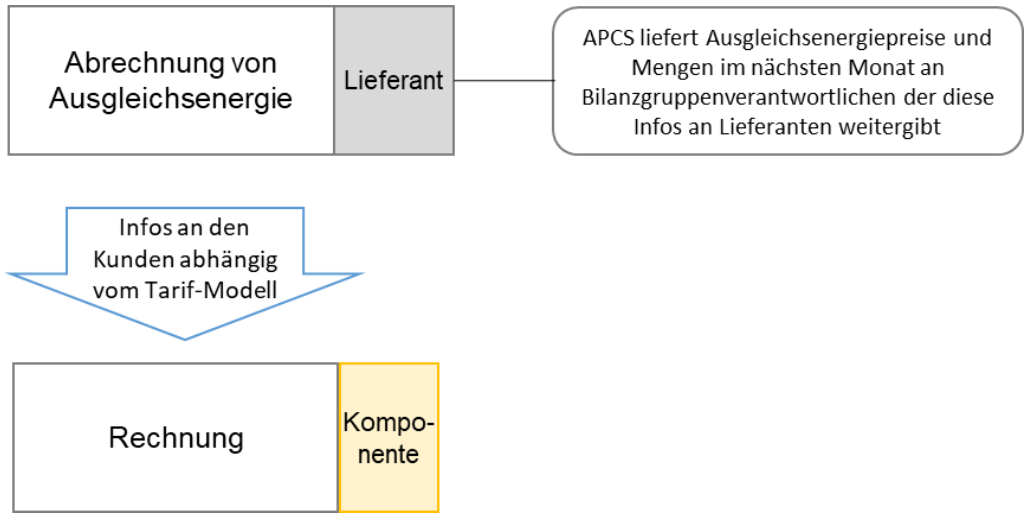
Das nachfolgende Ablaufdiagramm beschreibt die stündlich stattfindende rollierende Intraday-Optimierung.

1. Der Lieferant stellt der Flex+-Plattform aktuelle Intraday-Gebote aus dem Orderbuch in viertelstündlicher Auflösung für die nächsten drei Stunden zur Verfügung.
2. Die Intraday-Preise werden an die Pools weitergegeben.
3. Unter Berücksichtigung der zugeschlagenen Mengen wird für die nächsten 24h optimiert. Für den Zeitraum nach den ersten drei Stunden werden die bereits bekannten Day-Ahead-Preise verwendet.
4. Mithilfe des Optimierungstools wird der Fahrplan erstellt und an die Flex+-Plattform geleitet.
5. Dort werden die Fahrpläne aggregiert und an den Lieferanten weitergeleitet.
6. Dieser vermarktet die Mengen stündlich am Intradaymarkt.
7. Zuschlagsmengen- und Preise werden über die Flex+-Plattform an die Komponentenpools geleitet.
8. Die Komponenten führen die abgeänderten Fahrpläne aus.


ID-Forecast
Liefer-ant
Für die nächsten 48 Viertelstunden (am Anfang Day-ahead + 0,1 Cent); Gate-closure für Simulation: 4 Viertelstunden vorher
ID-Preise (kaufen und verkaufen)
Stündlich ab D-1 16:00
Weitergabe der ID-Preise
Flex+ Plattform
ID-Preise
bis 1h vor Lieferung
ID-Optimierung
Pool
Kompo-nente
Änderung vom Fahrplan und Nachkaufwunsch pro Pool
Bis 1h vor Lieferung
Aggregation der Kauf- & Verkaufsangebote
Flex+ Plattform
ID-Fahrplan (aggregiert)
Spätestens 1h vor Lieferung
ID-Vermarktung
Lieferant
EPEX: ab D-1 15:00/16:00 – kontinuierlich für 1 h / 15 Min Produkte
Gate-Closure-Time: 1h vor Lieferung
Zuschlagsleistungen und Preise
Stündlich rollierend nach Zuschlag
Weitergabe an Komponentenpools
Flex+ Plattform
Zuschlagsleistungen und Preise
Stündlich rollierend nach Zuschlag
Fahrplananpassung
Pool
Kompo-nente

8.7 Nachträgliche Abrechnung (DA + ID)

Das nachfolgende Diagramm zeigt, welcher Stakeholder welche Daten am ersten des auf den Abruf/Lieferung nachfolgenden Monats an den Lieferanten sendet, damit dieser die Rechnung legen kann und an den Kunden weiterleiten. Die Übertragung der Einsparungen durch die Teilnahme an den verschiedenen Märkten an den Kunden erfolgt über das spezifische Tarifmodell. Auf mögliche Tarifmodelle wird in Deliverable D5 eingegangen.

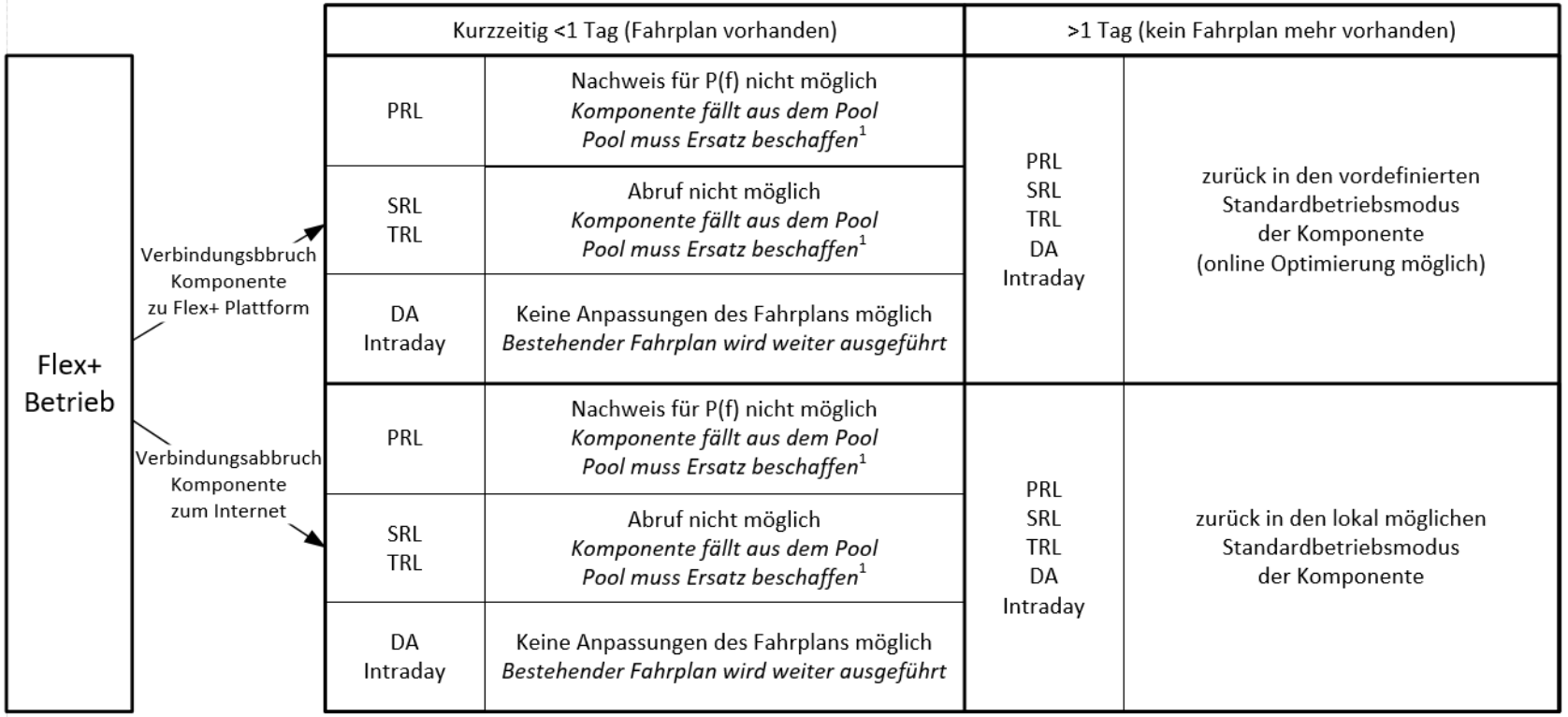


9 Fallback Szenario für Pools

Da die bestehende Verbindung zur Flex+ Plattform nicht zu jedem Zeitpunkt gewährleistet werden kann, werden Backup Lösungen für den Fall einer Unterbrechung benötigt, welche den Betriebsmodus der Einzelkomponenten definieren.

Die Standardbetriebsmodi der einzelnen Komponenten werden ausführlich in Deliverable D8 beschrieben.
Bei der Wärmepumpe liegt beispielsweise der Fahrplan ab 14:00 bzw. 16:00 für die nächsten 24h vor, bei einer Verbindungsunterbrechung wird der Fahrplan weiterhin selbstständig ausgeführt. Bei den Elektroautos wird bis zur Verbindungswiederaufnahme weiterhin Leistung zur Verfügung gestellt, wenn ein Fahrplan durch das Energiemanagement vorliegt, wird dieser befolgt. Generell gilt, dass für alle Komponenten soweit wie möglich der weitere Fahrplan ausgeführt wird. Liegt kein Fahrplan mehr vor, wird jede Komponente im Standardbetriebsmodus frei betrieben. Eine allgemeine Vorgehensweise für alle Komponenten und Use-Cases wird in Abbildung 126 definiert.

Das Projekt Flex+ (864996) wird im Rahmen der 4. Ausschreibung des Energieforschungsprogrammes der Forschungsförderungsgesellschaft (FFG) und dem Klima- und Energiefonds gefördert



		Kurzzeitig <1 Tag (Fahrplan vorhanden)	>1 Tag (kein Fahrplan mehr vorhanden)	
Verbindungsbbruch Komponente zu Flex+ Plattform	PRL	Nachweis für P(f) nicht möglich *Komponente fällt aus dem Pool* *Pool muss Ersatz beschaffen*[1]	PRL SRL TRL DA Intraday	zurück in den vordefinierten Standardbetriebsmodus der Komponente (online Optimierung möglich)
	SRL TRL	Abruf nicht möglich *Komponente fällt aus dem Pool* *Pool muss Ersatz beschaffen*[1]		
	DA Intraday	Keine Anpassungen des Fahrplans möglich *Bestehender Fahrplan wird weiter ausgeführt*		
Verbindungsabbruch Komponente zum Internet	PRL	Nachweis für P(f) nicht möglich *Komponente fällt aus dem Pool* *Pool muss Ersatz beschaffen*[1]	PRL SRL TRL DA Intraday	zurück in den lokal möglichen Standardbetriebsmodus der Komponente
	SRL TRL	Abruf nicht möglich *Komponente fällt aus dem Pool* *Pool muss Ersatz beschaffen*[1]		
	DA Intraday	Keine Anpassungen des Fahrplans möglich *Bestehender Fahrplan wird weiter ausgeführt*		

[1] *Komponente bei der die Verbindung abgebrochen ist muss durch Backup-Komponente im Pool ersetzt werden. Wenn die Verbindung aufrecht ist und die RE durch die Fahrplanvorgabe noch vorgehalten wurde, kann die Komponente als neue Backup Komponente wieder in Pool aufgenommen werden.*

Abbildung 126 Komponentenunabhängige Vorgehensweise bei Verbindungsunterbrechung

Das Projekt Flex+ (864996) wird im Rahmen der 4. Ausschreibung des Energieforschungsprogrammes der Forschungsförderungsgesellschaft (FFG) und dem Klima- und Energiefonds gefördert

10 Baseline

10.1 Einleitung

Bei der Erbringung von Sekundärregelreserve (SRR) bzw. Sekundärregelleistung (SRL) muss ein Nachweis darüber erbracht werden, dass der Anbieter explizit für den Abruf des Übertragungsnetzbetreibers (TSO, *engl. Transmission System Operator*) 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 (RE) bereitstellen, gibt es auch verschiedene Arten die Baseline zu bestimmen. In den folgenden Kapiteln soll die Begriffe Regelenergie und das Konzept einer Baseline im Detail beschrieben werden, sowie auf verschieden Methoden zur Baseline-Erstellung für individuelle Komponenten eingegangen werden.

Durch das Zusammenfassen von kleineren Komponenten zu sogenannten Komponentenpools können Prosumer gemeinsam SRL anbieten. Auch diese Pool-Lösungen werden im Folgenden diskutiert, sowie zusätzliche Erweiterungen zu bestehenden Konzepten für verschiedene Komponenten, wie Batteriespeicher oder Wärmepumpen, beschrieben. Dazu wurde unter anderem die Pool-Lösung als Schieberegister im Detail analysiert und auf seine Umsetzbarkeit und Flexibilität überprüft, sowie zusätzliche Optimierungen angestrebt.

10.1.1 Regelenergie

Da innerhalb des Stromnetzes Energie nicht gespeichert werden kann, muss stets ein Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch bestehen (APG, 2019). Dazu bestehen unterschiedliche Regelmechanismen. einer davon ist die sogenannte Regelenergie. Regelenergie wird, wie in Abbildung 128 dargestellt, je nach Abrufzeit in drei Unterkategorien eingeteilt, Primär-, Sekundär- und Tertiärregelenergie. Positive Regelenergie wird dabei als zusätzliche Erzeugung oder Verringerung des Verbrauchs, negative Regelenergie als zusätzlicher Verbrauch oder als Senkung der Erzeugung definiert (Baetens et al., 2016).

Das Projekt Flex+ (864996) wird im Rahmen der 4. Ausschreibung des Energieforschungsprogrammes der Forschungsförderungsgesellschaft (FFG) und dem Klima- und Energiefonds gefördert

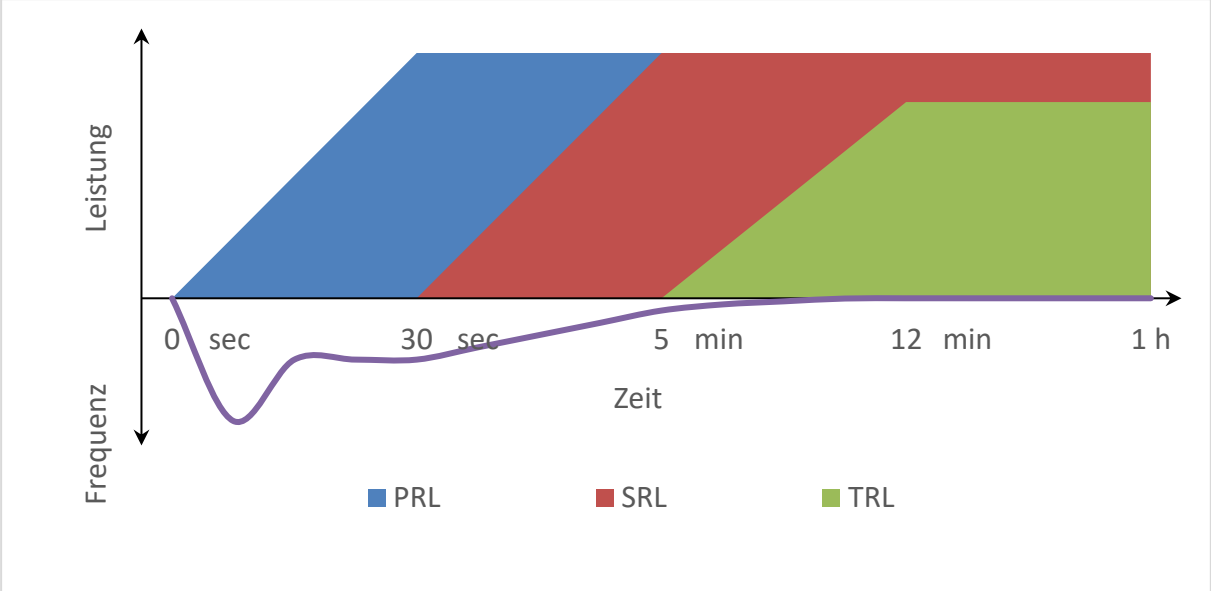


Abbildung 128 - Regelenergiearten

In Österreich ist die Austrian Power Grid (APG) für die Beschaffung der Regelenergie über regelmäßige Ausschreibungsverfahren zuständig (APG, 2019). An diesen Ausschreibungsverfahren kann jeder teilnehmen, der die notwendigen von der APG festgesetzten technischen Bedingungen erfüllt und einen entsprechenden Rahmenvertrag vorweisen kann. Um den entsprechenden Rahmenvertrag zu erhalten muss die Anlage alle 3 Jahre präqualifiziert werden (APG, n.d.).

Am interessantesten für die in diesem Projekt verwendeten Komponenten ist Sekundärregelenergie. Diese muss automatisch innerhalb von 5 Minuten abrufbar sein (next-kraftwerke, n.d.). Die von der APG momentan vorgehaltene Sekundärregelreserve beläuft sich auf +/- 200 MW. Das erste Mindestangebot eines Produkts beträgt 1 MW (APG, n.d.). Für jedes weitere Produkt beläuft sich das Mindestangebot auf 5 MW, darüber hinaus kann Sekundärregelreserve in 1 MW Schritten angeboten werden.

10.1.2 Baseline

Um die sogenannte genannte Präqualifizierung zur Regelenergiebereitstellung zu bestehen muss nachgewiesen werden, dass die angebotene Regelenergie tatsächlich zum gewünschten Zeitpunkt erbracht wurde (Baetens et al., 2016). Dieser Nachweis wird anhand der sogenannten Baseline erbracht. Die Baseline, wie in Abbildung 129 dargestellt, gibt an, wie sich die Anlage verhalten hätte, hätte sie keine Regelenergie erbracht und ist somit der Nachweis der Effektivität der erbrachten Sekundärregelenergie (elia, 2019).

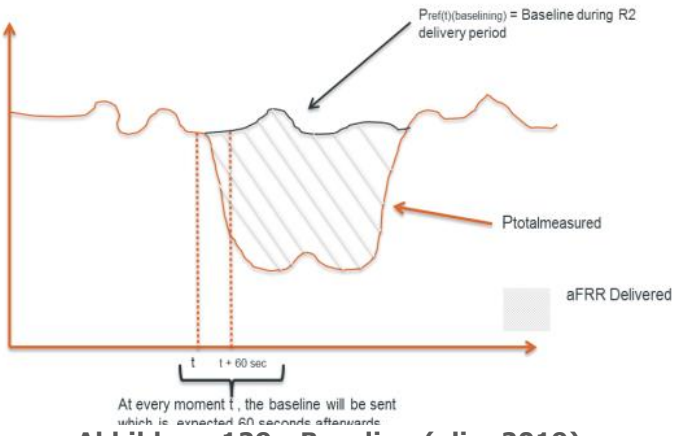


Abbildung 129 - Baseline (elia, 2019)

Die Baseline kann auf Basis von Messungen erstellt werden; dabei muss die vorgegebene Messtoleranz zur Maximalen Messspanne von 1,5 %, der vorgegebene Messintervall und die Messauflösung eingehalten werden (ENTSO-E, 2009). Die gesamte Übertragungsverzögerung darf dabei 5 Sekunden nicht überschreiten. Die Präqualifizierung kann entweder für Einzelanlagen abgeschlossen werden, oder, für den Fall dass mehrere Anlagen zusammengeschlossen werden um Regelenergie zu erbringen, für den gesamten Pool (elia, 2019). Der Übertragungsnetzbetreiber (TSO) behandelt die Poollösung, als wäre es eine einzige Anlage. Die Funktion und Operation der Teilanlagen obliegt alleinig dem Betreiber des Pools (Baetens et al., 2016).

10.2 Baseline Berechnungsmethoden

10.2.1 Allgemein

Es gibt unterschiedliche Methoden, je nach Anlagentyp, die Baseline zu bestimmen. Allgemein dabei zu beachten ist die Einhaltung folgender Regeln (Baetens et al., 2016):

- Die Berechnung muss transparent und nachvollziehbar sein
- Mindestmaß an Genauigkeit, einschließlich mangelnder Vorkenntnisse und angemessenem Umgang mit wetterempfindlichen Ressourcen
- Reproduzierbarkeit
- Beachtung der Charakteristiken von unterschiedlichen Analgentypen
- Einfachheit und geringer Rechenaufwand
- Verhinderung von Spekulation

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).

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.

Das folgende Kapitel beschäftigt sich mit unterschiedlichen Methoden der Baselineerstellung. Zu Beginn werden konventionelle Methoden für konventionelle Anlagen vorgestellt, im Anschluss folgen bestehende Baselinemethoden für volatile Kraftwerke, insbesondere Windkraftwerke.

10.2.2 Konventionelle Erzeugungsanlagen

In dem folgenden Abschnitt werden Methoden beschrieben, die für die Baselineerstellung von Kraftwerken verwendet werden, welche nicht von äußeren Einflüssen abhängig sind. Der Leistungsoutput dieser Kraftwerke ist somit lediglich von der Kraftwerksregelung abhängig. Zu diesen Methoden gehören zum Beispiel Gaskraftwerke, Lauf- und Pumpspeicherkraftwerke, sowie Biomassekraftwerke.

Nachweis nach Fahrplan

Der Fahrplan konventioneller Anlagen wird, um größtmöglichen Gewinn zu erwirtschaften, dem Strommarkt angepasst. 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). Bei der Baselinemethode nach Fahrplan können zwei Methoden differenziert werden. Erstens die Fahrplanerstellung anhand von diskreten Stufen, und zweitens basierend auf dem anlagentypischen Rampenverhalten der Regelstrecke.

Wird der Forecast diskret als Rechtecksignal dargestellt, so kann die Anlage aufgrund des Regelverhaltens diesem Rechtecksignal nicht folgen (Baetens et al., 2016). Da die Anlage zum Abrufzeitpunkt jedoch bereits die volle Regelleistung bereitstellen muss, hat dies zur Folge, dass die Anlage bereits vor dem Abruf der Regelleistung den Arbeitspunkt erhöhen muss. Dieses Verhalten wird in Abbildung 130, auf der linken Seite dargestellt. Wie zu erkennen ist führt diese Methode zu Spitzen in der aktivierten Leistung.
Dieses Fehlverhalten kann unterbunden werden indem, wie in Abbildung 130 auf der rechten Seite dargestellt, der Fahrplan bereits das Regelverhalten der Anlage beinhaltet. Durch Abänderung der diskreten Stufen in Rampen kann zu jedem Zeitpunkt die geforderte Regelleistung erbracht werden.

Abbildung 130 - Strommarktbasierte Erstellung der Baseline mit diskreten Stufen (links) und mit Berücksichtigung des Rampenverhaltens (rechts) (FutureFlow, 2016)

Übermittelung der Baseline mit kurzer Vorlaufzeit

Der TSO kann, um das verfügbare Regelenergiepotential abschätzen zu können, einen Baseline Forecast über eine gewisse Zeitspanne im Voraus verlangen (Baetens et al., 2016). Ist diese Zeitspanne gleich oder länger als die verlangte maximale volle Aktivierungszeit der Regelenergiekategorie, so kann diese Vorhersage als Baseline herangezogen werden. Dabei ist sicherzustellen, dass der Prognosealgorithmus eine ausreichende Genauigkeit aufweist, um den tatsächlichen Arbeitspunkt, und somit das tatsächliche Regelenergiepotential, vorherzusagen. Um Spekulation zu verhindern muss der Forecast mit Messungen belegbar sein. Die Messungen müssen dem TSO kurz vor, oder mit dem nächsten Baseline Forecast übermittelt werden.

Da die Anlage hierzu mit einer Genauigkeit von 97,5 % prognostiziert werden muss, wird diese Methode besonders bei nicht volatilen Anlagen angewendet (Kreutzkamp et al., 2013). Bei einer ausreichenden Vorhersagegenauigkeit kann diese Methode jedoch auch für volatile Kraftwerke genutzt werden.

Beibehalten des Arbeitspunktes zum Regelenergieabruf

Eine weitere Methode der Baselineerstellung von konventionellen, trägen, Kraftwerken ist das beibehalten des momentanen Arbeitspunktes zum Zeitpunkt des Regelenergieabrufs (Baetens et al., 2016). Dabei wird davon ausgegangen, dass der momentane Arbeitspunkt konstant geblieben wäre, wäre keine Regelenergie erbracht worden. Zu Ende der Regelenergiebereitstellung wird der Arbeitspunkt wieder an die Baseline zurückgeführt. Die erbrachte Regelenergie wird ab dem Moment gemessen, ab dem der Arbeitspunkt

verändert wird, somit wird auch das Regelungsverhalten der Anlage berücksichtigt und mitgemessen. Alternativ zu momentan Werten können bei dieser Methode auch Minutenmittelwerte angewendet werden, um geringfügige Schwankungen auszugleichen.

Diese Methode unterscheidet sich vom „Nachweis nach Fahrplan" insoweit, dass die Baseline unabhängig von der Prognose ist. Ist jedoch eine Leistungsänderung in der Prognose vorhergesehen, so kann diese Methode nicht angewendet werden. Aus diesem Grund eignet sich diese Methode besonders für Laufwasserkraftwerke und träge Kraftwerke.

10.2.3 Volatile Erzeugungsanlagen

Für volatile Anlagen müssen je nach Anlagentechnik eigene Baselineberechnungsmethoden angewendet werden. Der jeweilige Nachweis ist insbesondere abhängig davon inwieweit eine Anlage steuerbar ist und wie die genau Prognosegüte ist.

Bei Anlagen mit einer hohen Prognosegüte kann zum Beispiel der Nachweis nach Fahrplan angewendet werden.

Weitere Nachweismethoden sind folgende:

Nachweis nach möglicher Einspeisung

Der Nachweis nach möglicher Einspeisung ist ähnlich dem Nachweis nach Fahrplan, mit dem Unterschied, dass nicht die Prognose der möglichen Erzeugung als Referenz für die Baseline herangezogen wird, sondern die tatsächlich mögliche Einspeisung (Jansen et al., 2014). 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.

Vorteil dieser Methode ist, dass die Anlage, solange sie keine positive Regelenergie vorhält, das vollständige mögliche Erzeugungspotential ausschöpfen kann und die Energieverluste minimiert werden.

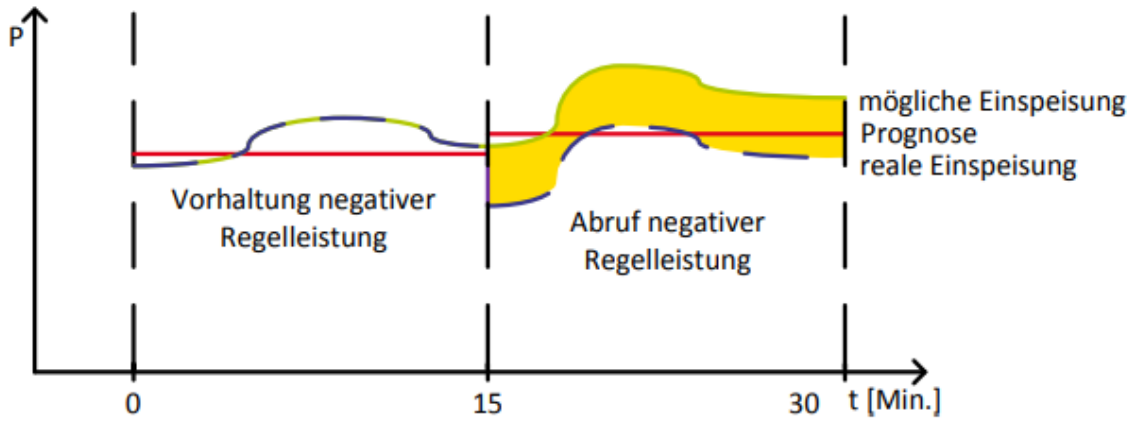


Abbildung 131 - Windkraft Baseline nach möglicher Erzeugung (Jansen et al., 2014)

Physikalisch – Probabilistisches Modell

Eine weitere ist das physikalisch- probabilistische Modell, welches ursprünglich zur Angebotserstellung von Regelenergie entwickelt wurde (Jansen et al., 2014). Dabei wird eine mathematische Beschreibung der physikalischen Erzeugungsparameter erstellt. Mithilfe

dieses Modells kann auf die mögliche Leistung einer, oder mehrerer Anlagen geschlossen werden.

10.3 Baselineberechnung für Wärmepumpen

Zur Erstellung einer Baseline für einen Zusammenschluss von verschiedenen Wärmepumpen wurden von iDM als erstes zwei Konzepte als Lösung für den Pool vorgeschlagen.

Der erste Vorschlag war eine Bestimmung der Baseline durch statistische Methoden aus Archivdaten. Die zweite vorgeschlagene Lösung war die Bestimmung über einen Referenzpool, der nicht für die RE-Bereitstellung verwendet wird.

Anschließend wurde jedoch in Zusammenarbeit von iDM, APG und World-Direct eine Methode für eine Pool-Lösung für Wärmepumpen entwickelt, die nun auch umgesetzt werden soll:

Eine Unterteilung der Geräte soll in zwei Gruppen erfolgen – die OutPool[2]- und die InPool-Geräte. Laufend sollen mittels Schieberegister die WPs aus dem InPool in den OutPool und umgekehrt wechseln. […] Die ursprünglich angedachte Shift-Intervallzeit beträgt 15 Minuten.

Der Arbeitspunkt soll dabei die Leistung der InPool-Geräte sein. Ein Shift erfolgt erst dann, wenn es eine RE-Anforderung gibt. Davor ist dieses Vorgehen nicht nötig.

Durch den Schiebevorgang wird der Arbeitspunkt ständig angepasst. Das erfolgt durch eine Neuberechnung des Schieberegisters durch die Subtraktion der Arbeitspunktleistung der gerade hinausgeschobenen WP [Anm.: Dieser Wert wurde seit dem Hineinschieben konstant gehalten] und der Addition der Leistung der neu hineingeschobenen Pumpe.

Es können auch mehrere Geräte gleichzeitig in oder aus dem Pool genommen werden, solange ihre Anzahl konstant bleibt. (P. Sumerauer (iDM), A. Wieser (iDM), C. Bacher (iDM), T. Ayoub (WD), R. Engelmair (APG), 2019)

Das für dieses Projekt Flex+ gewählte Konzept für Wärmepumpen soll das Beibehalten des Arbeitspunktes zum Regelenergieabruf, auch Einfrieren des Arbeitspunktes genannt, sein.

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. Die Mittelungszeit richtet sich in der Regel nach der technischen Einheit (TE). Ist die Leistung der TE sehr sprunghaft empfiehlt sich eine längere Mittelungszeit als bei konstant bleibender Leistung. Im Prinzip könnte man, bei konstant bleibenden Leistungen (z.B. = 0), die Mittelung auch weglassen.

Zum Zeitpunkt des Abrufes wird der Arbeitspunkt eingefroren und die Anlage fährt auf den Dispatched-Wert (Arbeitspunkt (MW) + Leistungserhöhung/Reduktion APG (MW)). Bei Abrufende dient der eingefrorene Arbeitspunkt als Vorgabewert (Mayer, 2019).

Durch diese, durchaus einfache, Vorgehensweise kann somit der *individuelle* Arbeitspunkt einer einzelnen Wärmepumpe erfasst werden.

In Kapitel 10.7 wird aber zusätzlich ein Pool-Konzept erörtert, das an dieser Methode der Arbeitspunktbestimmung festhält, sie allerdings auf ***N*** beliebige Geräte erweitern lässt

[2] Die Bezeichnung OutPool wurde in diesem Dokument gewählt, obwohl die ursprüngliche Bezeichnung auf OffPool lautet. Da aber OffPool eventuell implizieren könnte, dass eine sich darin befindende WP gänzlich unbeeinflusst arbeiten darf und auch keinem Fahrplan folgt, wurde dieser Begriff geändert, um Verwirrung zu vermeiden und möglichen Konzeptänderungen vorauszugreifen.

um einen Gesamt-Arbeitspunkt des Pools zu jedem beliebigen Zeitpunkt feststellen zu können.

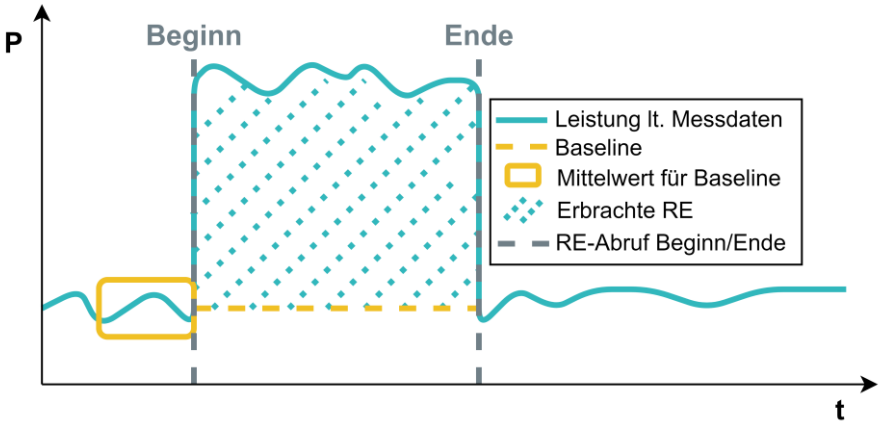


Abbildung 132 – Konzeptionelle Darstellung zum Einfrieren der Baseline.

10.4 Baselineberechnung für PV Anlagen

10.4.1 Nachweis nach Fahrplan

Der Nachweis nach Fahrplan funktioniert ebenso wie sie in Kapitel 10.2 erklärt wurde. Die Vorhersagegenauigkeit von PV Anlagen variiert mit den Wetterverhältnissen. An klaren und stark bewölkten Tagen ist die Vorhersagegenauigkeit größer als an leicht bewölkten Tagen, da die Wolkenbewegung, und somit Verschattung der Anlage, den PV Energieoutput maßgeblich beeinflusst. Die Standardabweichung für einen 24 h Forecast variieren je nach Studie und Berechnungsverfahren zwischen 10,2 % und 36,9 %. Für einen 1 h beziehungsweise 2 h Forecast beträgt die Standardabweichung 13 % (1 h) beziehungsweise 18,7 % (2 h)(Das et al., 2018). Da die angebotene Regelenergie mit einer Sicherheit von 97,5 % geliefert können werden muss, ist maximal eine Standardabweichung von 2,5 % zulässig. Aufgrund der geringen Vorhersagegenauigkeit kann die Nachweismethode nach Fahrplan zurzeit noch nicht angewendet werden. Abbildung 133 zeigt dennoch die theoretische Funktionsweise der Nachweismethode.

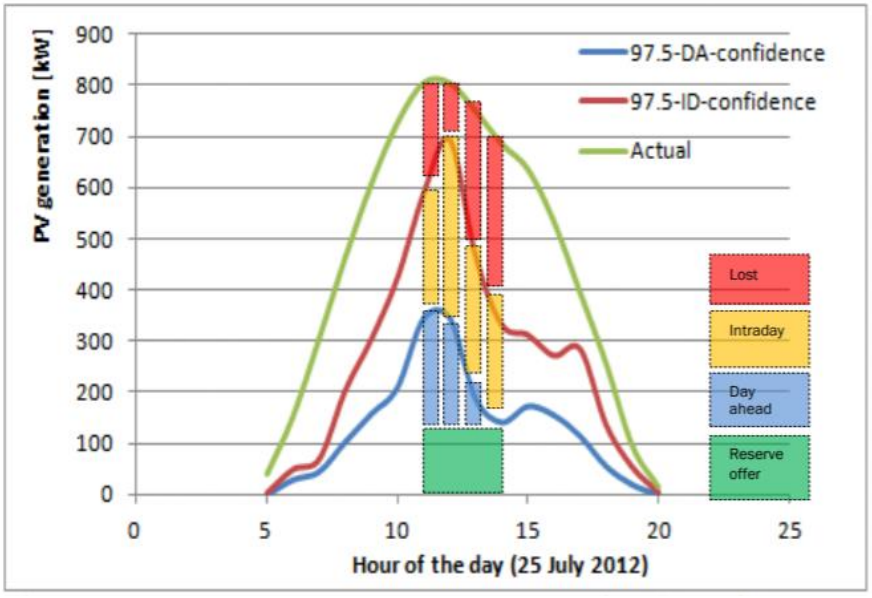


Abbildung 133 - Nachweismethode nach Vorhersage (Kreutzkamp et al., 2013)

Als grüne Linie gezeichnet ist die tatsächliche Erzeugung an dem dargestellten Tag, als blaue und rote Linie die DA und ID Prognosen. Dabei zu erkennen ist, dass die mit 97,5%-iger Sicherheit prognostizierten Mengen deutlich unter der tatsächlichen Erzeugung liegen.

Als grüner Block dargestellt ist die angebotene Regelenergie. Die blauen Blöcke stellen jene Energie dar, die basierend auf der DA Prognose am DA Mark angeboten werden kann. Der ID Forecast ist wie zu erkennen genauer als der DA Forecast, die gelben Blöcke zeigen somit jene Energie, die am ID Markt verkauft werden kann.
In dieser Baselineberechnungsmethode wird der eingereichte Fahrplan der Anlage als Baseline herangezogen, dies bedeutet, dass maximal jene Energie am Strommarkt angeboten werden darf, die die Prognose in den folgenden 15 Minuten vorsieht. Dies bedeutet, dass jene Energie, die in der Prognose nicht vorgesehen war und somit auch nicht am ID Markt angeboten werden kann, abgeregelt werden muss. Die roten Blöcke zeigen jene abgeregelte Energie.

10.4.2 Nachweis nach möglicher Erzeugung

Eine weitere Möglichkeit der Baselineberechnung ist über die tatsächlich mögliche Erzeugung der Anlage. Diese kann über den Maximum Power Point (MPP) Tracker des Wechselrichters an den Photovoltaikanlagesträngen erhoben werden. Der MPP Tracker variiert den Innenwiederstand um zu jedem Zeitpunkt jenen Arbeitspunkt zu setzen, bei dem der Leistungsoutput größtmöglich ist.

Laut dem TOR Erzeuger Typ A, Version 1.1, müssen synchrone Kleinsterzeugungsanlagen unter 250 kW ihre maximalen Wirkleistungsabgabe bis zu 85 % reduzieren können (E-Control, 2019). Nichtsynchrone Kleinsterzeugungsanlagen müssen ihre maximale Wirkleistungsabgabe auf Anfrage nur geringfügig reduzieren. Der MPP, sowie der tatsächliche Arbeitspunkt des Wechselrichters können schlussendlich aus dem Wechselrichter ausgelesen werden. Die Differenz zwischen MPP und tatsächlichem Arbeitspunkt kann als Methode zum Nachweis der Baseline herangezogen werden.
Die Version 1.1 der TOR Erzeuger Typ A trat mit 12.12.2019 in Kraft, die beschriebene Funktion muss daher in Zukunft in jedem Wechselrichter implementiert sein. Somit ist dieser Nachweismethode in Zukunft technisch möglich, solange die Kommunikationsgeschwindigkeit zwischen TSO, Wechselrichter und BMS eine Reaktionsgeschwindigkeit von unter 5 Minuten aufweist.

Vorteil dieser Variante gegenüber dem Nachweis nach Fahrplan ist, dass die Baseline nicht im Vorhinein als absoluter Werte definiert werden muss und somit keine mögliche erzeugte Energie abgeregelt werden muss.

10.4.3 Nachweis nach dem Physikalisch – Probabilistisches Modell

Eine weitere Möglichkeit der Baselineberechnung ist das Physikalisch – Probabilistisches Modell. Hierbei werden physikalische Modelle der Umgebung erstellt. Diese Modelle bestehen aus der solaren Einstrahlung, spezifischen Verschattung der einzelnen Anlagen, der Ausrichtung und Neigung der Modulflächen und der installierten Leistung der Anlagen.
Mithilfe dieses Modelles gibt es zwei Möglichkeiten auf die mögliche Erzeugungsleistung einer Anlage zu schließen. Die erste Möglichkeit beinhaltet eine weitere Messung der Solaren Einstrahlung, mithilfe eines Pyranometers. Über diese Messung und das Physikalisch – Probabilistisches Modell kann auf die momentan mögliche Erzeugung rückgerechnet werden.
Für die zweite Möglichkeit wird eine Anlage in unmittelbarer Nähe benötigt. Je näher die

beiden Anlagen beieinander liegen, umso genauer ist das Ergebnis der momentan möglichen Erzeugung. Über die Erzeugungsleistung der einen Anlage wird schließlich auf die mögliche momentane Erzeugung der anderen Anlage rückgerechnet.

Die Genauigkeit der Berechnung beider Methoden des Physikalisch – Probabilistisches Modell kann über einbeziehen von Wolkenbewegungen verbessert werden.

10.5 Baselineberechnung für Batteriespeicher

Bei Batteriespeichern ist zwischen der reinen Nutzung zur Regelenergiebereitstellung und der zusätzlichen Nutzung als Heimspeicher, zur Eigenverbrauchsoptimierung, zu unterscheiden.

10.5.1 Regelenergiebereitstellung

Der Leistungsoutput eines Batteriespeichers folgt dem vorgegebenen Wert des BMS und kann somit extern festgelegt werden. Dabei sicherzustellen ist lediglich, dass ausreichend Energie gespeichert ist, um dem vorgegebenen Wert folgen zu können.
Die maximale Regelleistung des einzelnen Batteriespeichers ergibt sich dabei aus der für Regelenergie nutzbaren Kapazität und der Zeitspanne, für die die Regelenergie geliefert werden soll.

$$Maximale\ Regelleistung = \frac{freie\ Kapazität\ des\ Batteriespeichers}{insgesamte\ Abrufzeit}$$

Bei positiver Regelenergie ist die nutzbare Kapazität jene Energie, die im Batteriespeicher gespeichert ist. Bei negativer Regelenergie ist die nutzbare Kapazität gleich der absoluten freien Speicherkapazität.

Als Regelenergie angeboten wird jene Energie, die nach Abzug der Batterie- und Wechselrichtereffizienz am Netzanschlusspunkt gemessen werden kann. Der Nachweis der Regelenergie kann somit über die Batterieleistung, unter Berücksichtigung der Effizienz des jeweiligen momentanen Arbeitspunktes des Wechselrichters und des Batteriespeichers definiert werden. Der SoC des Batteriespeichers kann dabei, über An- und Verkauf am Strommarkt, so gesetzt werden, dass stets die angebotene Regelenergie auch erbracht werden kann.

10.5.2 Eigenverbrauchsoptimierung und Regelenergiebereitstellung

Wird der Batteriespeicher zusätzlich zur Eigenverbrauchsoptimierung verwendet, verändert sich der SoC je nach internem Verbrauch oder Erzeugung. Es kann daher nur jene momentan freie Kapazität und jene Differenzleistung zwischen momentanem Arbeitspunkt und Maximalleistung angeboten werden. Weiters besteht die Möglichkeit der Kapazitätsvorhaltung, bei der ein Prozentsatz der Speicherkapazität für Regelenergiezwecke freigehalten wird. Durch die Vorhaltung an Kapazität wird jedoch die Eigenverbrauchsoptimierung minimiert.

Der Nachweis der Regelenergiebereitstellung wird in diesem Fall aus folgenden momentanen Messpunkten errechnet:

- Last
- Erzeugung
- SoC des Batteriespeichers bei Beginn des Regelenergieabrufs
- SoC des Batteriespeichers zu Ende des Regelenergieabrufs

Mittels dieser Messpunkte, den resultierenden Energieflüssen, der batteriespeicherspezifischen Steuerung, den Standby Verlusten und der leistungsspezifischen Effizienzen von Lade- und Entladevorgängen, wird simuliert, wie sich der Batteriespeicher verhalten

hätte, wäre keine Regelenergie abgerufen worden. Die Differenz des tatsächlichen und des simulierten Batteriespeicherverhaltens kann als Nachweis der Regelenergiebereitstellung durch den Batteriespeicher herangezogen werden.

Dabei zu berücksichtigen sind folgende physikalische Zusammenhänge:

P_{load}… momentane Last (negativ)

$P_{generation}$… momentane Erzeugung (positiv)

$P_{Bess\ nom}$… Nominale Batteriespeicherleistung

P_{BESS}… momentane Batteriespeicherleistung (nach Berücksichtigung der Effizienzen und dem SoC)

SoC… momentaner Batteriespeicherzustand

$P_{baseline}$… momentane Netzanschlussleistung ohne Regelenergiebereitstellung

$P_{Baseline} > 0$… Netzeinspeisung

$P_{Baseline} < 0$… Netzbezug

$E_{baseline}$… Energiesumme während des Angebotszeitraums

P_{grid}… momentane Netzanschlussleistung mit Regelenergiebereitstellung

$P_{grid} > 0$… Netzeinspeisung

$P_{grid} < 0$… Netzbezug

E_{grid}… Energiesumme während des Angebotszeitraums

P_{SRR}… konstante Regelleistung <= $P_{Bess\ nom}$

t_0 … Beginn des Angebotszeitraums

t_1 … Ende des Angebotszeitraums

Baselineszenario:

$$P_{BESS} = \min(\Delta(P_{load};\ P_{generation}), P_{BESS,nom})$$

$$P_{Baseline} = -P_{load} + P_{generation} + P_{BESS}$$

$$E_{baseline} = \int_{t_0}^{t_1} P_{Baseline}$$

Regelenergieszenario:

$$P_{BESS} = \Delta(P_{laod};\ P_{generation}) \pm P_{SRR}$$

$$P_{grid} = -P_{load} + P_{generation} + P_{BESS}$$

$$E_{grid} = \int_{t_0}^{t_1} P_{grid}$$

Nachweis:

$$SRR = \Delta(E_{grid};\ E_{baseline})$$

Durch die Eigenverbrauchsoptimierung und Speicherbewirtschaftung ändert sich der SoC mit jedem Zeitschritt. Mit dem SoC des Batteriespeichers ändert sich auch das Regelenergiepotential. Aus diesem Grund sind exakte Last- und Erzeugungsprognosen notwendig um eine gleichzeitige Regelenergiebereitstellung und Eigenverbrauchsoptimierung garantieren zu können. Das Baselineszenario beginnt mit dem SoC des Batteriespeichers zu t_0 und ist ein eigenständiges Szenario, das keinerlei Abhängigkeiten zu dem Regelenergieszenario aufweist. Nach Erbringung der Regelenergie bedeutet dies jedoch auch, dass das weitere Verhalten der Anlage nicht dem vorhergesagten Verhalten folgen kann. Nicht der Vorhersage folgen zu können kann einerseits bedeuten, dass die angebotene Regelenergie zu späteren Zeitpunkten nicht aufbringbar ist, oder andererseits kann es dazu führen, dass das Abweichen wiederum zu Regelenergiebedarf führt. Um wieder auf den Fahrplan zurückzukehren muss der SoC des Baselineszenarios daher zum Beispiel über den ID Markt, wiederhergestellt werden.

10.6 Das Schieberegister

10.6.1 Grundlagen

Das Konzept eines Schieberegisters (SR) beruht auf der Idee eines logischen Schaltwerks aus der Elektronik. Die benötigten Variablen für eine Umsetzung eines solchen Konzepts sind vor allem einen Speicherinhalt, die spezifische Länge des Registers und eine Clock, die die Schaltfrequenz bzw. Schaltperiode bestimmt.

Im Normalfall arbeitet das SR nach dem Prinzip des First In First Out (FIFO). Das bedeutet, dass das erste Element, welches in das Register geschoben wird, auch das erste ist, das es am Ende verlässt.

10.6.2 Motivation

Durch die Verwendung eines Schieberegisters können Komponenten als Bereitsteller von Regelenergie (RE) benutzt werden, die individuell betrachtet über begrenzte Flexibilität verfügen. Die Bereitstellung von RE in sogenannten Pools ist eine Lösung, in der kleinere RE-Leister die Möglichkeit vorfinden, durch Bereitstellung einer größeren Gesamtleistung am RE-Markt teilnehmen zu können. Das Anbieten von Sekundärregelenergie erfolgt am österreichischen Energiemarkt immer in 4-Stunden-Einheiten, und, wie bereits in Kapitel 10.1 erwähnt, mit einem Mindestangebot von 1 MW. Somit kann eine einzelne Komponente, die elektrische Leistungen im unteren Kilowatt-Bereich aufweisen alleine keine RE bereitstellen, ein Pool aus vielen individuellen Komponenten allerdings schon.

Eine auftretende Schwierigkeit ist allerdings, dass die Nutzung einer einzelnen Komponente engen Grenzen unterliegt und im Fall von Wärmepumpen (WPs) beispielweise eine Überheizung des Hauses unerwünscht ist, und auch die Wärmespeicher nur in gewissen Grenzen funktionieren.

Durch das Einführen eines Schieberegisters können die Komponenten phasenweise aktiviert und anschließend phasenweise wieder deaktiviert operieren. Dadurch könnte die zu erbringende Regelenergie auf alle Teilnehmer in einem Pool gleichmäßiger, und damit effizienter verteilt werden, sodass damit mehr RE angeboten werden kann, damit die Wahrscheinlichkeit eines RE-Abrufs, und folglich auch die Effektivität steigern könnten.

Die möglichen Auswirkungen des Konzepts, alle verfügbaren Komponenten als Pool zu betrachten und mit einem Schieberegister zu aktivieren und deaktivieren sollen in diesem Dokument beleuchtet werden.

10.6.3 Anwendung auf Wärmepumpen

Wie bereits anfangs skizziert wird das Schieberegister durch gewisse Variablen definiert, die eine exakte Beschreibung erst möglich machen.

Diese Variablen setzen sich in dem hier beschriebenen Fall im speziellen aus

den Wärmepumpen $\boldsymbol{i}$,

der Anzahl der zur Verfügung stehenden WPs $\boldsymbol{N_{ges}}$,

der Anzahl der aktivierbaren WPs im InPool $\boldsymbol{N_{in}}$, bzw. der momentan nicht-aktivierbaren WPs im OutPool $\boldsymbol{N_{out}}$,

und der Schaltperiode $\boldsymbol{T}$ des Wärmepumpen-Pools

zusammen.

Hier sei auch angemerkt, dass die Anzahl der aktivierbaren $\boldsymbol{N_{in}}$ addiert mit der Anzahl der nicht-aktivierbaren WPs $\boldsymbol{N_{out}}$ im Normalfall die Anzahl der zur Verfügung stehenden WPs $\boldsymbol{N_{ges}}$ ergibt. Ausnahmen würden entstehen, wenn man beispielsweise einen weiteren Pool einführen würde, denn dann wäre die Summe der Pumpen jene aller drei Pools.

Auch das für die Wärmepumpen geplante SR arbeitet nach dem FIFO-Prinzip. Für das Wärmepumpen-Konzept handelt es sich hierbei um ein zirkular definiertes Schieberegister. Alle Elemente verbleiben im WP-Pool. Im weiteren Verlauf werden die folgenden Bezeichnungen verwendet:

Gesamtpool:	Dieser Pool beschreibt alle sich im WP-Pool befindlichen Pumpen. Die Summe an Pumpen im In- und OutPool entspricht im Normalfall der Anzahl der Pumpen im Gesamtpool.
InPool:	Jene WPs, die sich im Gesamtpool befinden, und zusätzlich aktiviert (bzw. aktivierbar) sind. Aktivierung bedeutet, dass sie Regelenergie bereitstellen.
OutPool:	Jene WPs, die sich im Gesamtpool befinden, aber zum Zeitpunkt der Messung nicht für den Regelenergie-Abruf aktiviert werden und entweder autark und unbeeinflusst laufen dürfen oder einem OutPool-Fahrplan folgen.

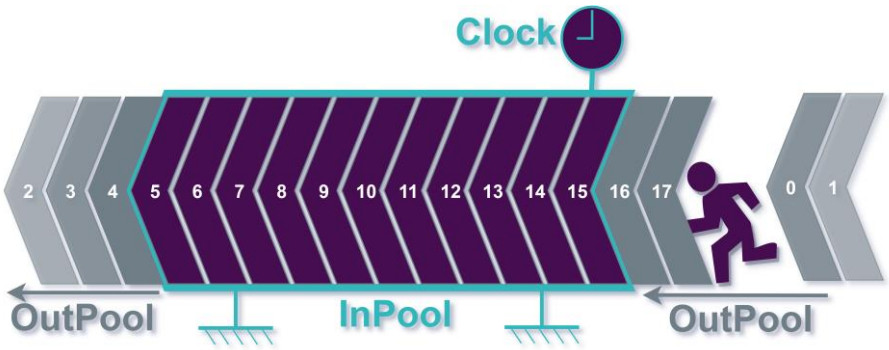


Abbildung 134 - Konzeptionelle Darstellung des Schieberegisters für Wärmepumpen *i*.

Für den Normalfall würde das bedeuten, dass sich eine einzelne Wärmepumpe immer für eine Dauer

$$\mathbf{t = N_{in} \cdot T}$$

im InPool befindet.

Das beste Verhältnis zwischen der Größe des InPools zu Gesamtpool (**N_{in}/N_{ges}**) und der Schaltperiode **T** kann mittels einer Optimierungsrechnung ermittelt werden.

Das Verhältnis N_{in}/N_{ges}

Grenzfälle

Wenn man die Grenzfälle betrachtet, dann sieht man, dass das Verhältnis ***N_{in}/N_{ges}*** grundsätzlich maximal 1 ergeben kann, und zwar dann, wenn gilt:

$$\mathbf{N_{in} = N_{ges}}$$

Das würde bedeuten, dass alle verfügbaren Wärmepumpen auch im InPool wären. Dies würde aber nicht sehr sinnvoll erscheinen, da ein Schieberegister dann nicht benötigt würde. Auch der andere Extremfall, wenn also alle Pumpen im OutPool wären, ist zu verwerfen. Daher wird sich das Verhältnis jedenfalls in den Grenzen

$$\mathbf{0 < \frac{N_{in}}{N_{ges}} < 1}$$

bewegen.

Optimierungsfaktoren

Nachdem die Anzahl der WPs im Gesamtpool **N_{ges}** als konstant bzw. als nicht veränderbar angenommen wird, weil es sich hierbei um die von den Prosumern bereitgestellten Geräte handelt, die von Tag zu Tag variieren kann, wird nur **N_{in}** als variabel betrachtet.

Um nun das Verhältnis zu optimieren werden zuerst Faktoren betrachtet, die **N_{in}** möglichst maximieren wollen:

- Die **Gesamtleistung**, welche für den RE-Abruf bereitsteht. Ein großer InPool macht von allen WPs gleichzeitig gebrauch; dies ist ein treibender Faktor.
- Eine **Ausfallskompensation**, die z.B. um die Fehlfunktion einer einzelnen WP leichter kompensieren können, da mehrere WPs zu Verfügung stehen und sich die Last aufteilt. Allerdings könnte man hier auch überlegen, defekte Geräte gänzlich aus dem Schieberegister zu nehmen. Dann wäre dieser Effekt nicht mehr relevant (siehe auch Ausfallsersatz im nächsten Absatz).
- Das **Bestreben der einzelnen Anbieter**, auch RE anbieten zu können. Für Prosumer, die sich außerhalb des InPools befinden ist die Abrufwahrscheinlichkeit null. Dieser Faktor ist nicht relevant, wenn Prosumer einen vergünstigten Energietarif erhalten, unabhängig davon, welcher Anteil der von ihnen zu Verfügung gestellten RE abgerufen wird.

Faktoren, die **N_{in}** möglichst minimieren wollen:

- Die **Nachholeffekte** durch das Schieberegister. Je länger sich ein Gerät im OutPool befindet, desto länger hat es auch Zeit sich auf

seinen Ausgangszustand vor dem letzten RE Abruf zurückzubewegen. Danach (z.B. Abkühlphase) kann wieder das volle Potential ausgeschöpft werden. Dies gilt allerdings nur, wenn es keinen konkreten Fahrplan für die WPs im OutPool gibt.

- **Generelle Leistungs-/Temperaturoptimierung.** Diese würden vor allem bei WPs im Temperaturbereich eine Rolle spielen. In der Theorie würde ein möglichst kurzer Wärmeabruf (mit maximaler Leistung) das System am frühesten auch wieder ‚freigeben' und damit Zeit geben, den Ursprungszustand wieder einzunehmen, wenn es sich um einen Heizprozess handelt. Dieser Faktor fällt aber weg, wenn die WPs an einen Fahrplan gebunden sind.
- **Ausfallsersatz** ist möglich, da sich mehrere WPs im OutPool befinden, die statt einer WP im InPool eingesetzt werden können. Die anderen InPool-Pumpen müssen die Leistung gar nicht ausgleichen. Ausfälle werden aber eher Ausnahmen darstellen, da wiederholte Ausfälle wahrscheinlich zu einem Ausschluss aus dem Pool führen (wie es auch die APG behandeln würde, wenn ein RE-Leister wiederholt seine Leistung nicht erbringt/erbringen kann).

Mögliche **externe Faktoren**, die auch eine Rolle spielen könnten:

- **Leistungsfähigkeit der WPs** durch (möglicherweise) diskrete Zustände des Schaltverhaltens (ein, halbe Leistung, und aus). Dies steht aber in starker Verbindung mit der Schaltperiode und ist vernachlässigbar, wenn die WPs beliebige Zustände annehmen können.

Die Schaltperiode *T*

Grenzfälle

Bei einer Schaltperiodenwahl, die sehr viel länger ist als die mittlere Abrufdauer der TSO (bzw. sogar unendlich lang ist) dann gibt es quasi keinen Durchlauf durch das Schieberegister. WPs, welche Teil des InPools sind, verbleiben dort, und WPs im OutPool kommen praktisch nie beim Regelenergieabruf zum Einsatz. Dieser Extremwert ist auf jeden Fall nicht dienlich.

Bei einer Periodenwahl, die sehr viel kürzer als die mittlere Abrufdauer der TSO ist, entsteht ein hoher Durchsatz an Wärmepumpen durch den aktiven Pool. Bei fast unendlich hoher Durchsatzrate ist die Aufenthaltsdauer einer WP im InPool (und somit die Wahrscheinlichkeit RE zu erbringen) N_{in}/N_{ges}. Diese Überlegungen werden aber von technischen Limitationen begrenzt. Allerdings ist dieser Extremwert prinzipiell hilfreich, da ein hoher Durchsatz auf jeden Fall die gleichmäßige Verteilung an alle Prosumer verstärken könnte.

Optimierungsfaktoren

Faktoren, die die Schaltperiode ***T*** möglichst *minimieren* wollen (schnellere Schaltzeit)**:**

- Eine **gleichmäßige und faire Verteilung** der Regelenergie bei Abruf auf alle Prosumer. Gleichmäßige Verteilung bringt den Vorteil, dass alle RE-Erbringer sich die Last aufteilen und die Einschnitte in

die individuellen Liegenschaften der Prosumer nicht so stark beansprucht werden (zu warm oder zu kalt). Die faire Verteilung ist nicht so stark relevant, wenn den Prosumern lediglich ein vergünstigter Stromtarif angeboten wird und individuelle Leistungen nicht relevant sind. Allerdings könnte dadurch eventuell der individuelle Energieverbrauch steigen, was Mehrkosten für den Prosumer zufolge haben würde.

- Bei hinreichend kleinen Schaltperioden (bzw. hoher Schaltfrequenz) **entspricht die erbringbare Energiemenge die des Gesamtpools**. In diesem Fall gibt es wenige bis keine Einbußen für die Prosumer. Die Schaltperiode muss also hinreichend klein gegenüber der mittleren Abrufdauer vom TSO sein.

  Achtung: Die *Gesamtleistung* bleibt aber trotzdem limitiert, weil bei maximalem RE-Abruf eine geringere Anzahl von WPs zu Verfügung stehen; die Summe der Einzelleistungen des InPools ist damit beschränkt.

Faktoren, die die Schaltperiode ***T*** möglichst *maximieren* wollen (langsame Schaltzeit)**:**

- Die **Reaktionszeiten und Einschwingvorgänge der WPs** werden hier eine bedeutende Rolle spielen. Von dem Eintreffen des Befehls bis zum Abruf der benötigten Leistung wird einige Zeit vergehen. Zusätzlich kommen Einschwingvorgänge und Leistungsrampen in Spiel, die zu unerwünschten Fluktuationen in der Leistung führen.
- Beim Startvorgang der Wärmepumpen wird sich ein **geringerer Wirkungsgrad** zeigen als bei konstant laufendem Betrieb, und dadurch auch ein höherer Verbrauch für die Prosumer durch ständiges Ein- und Ausschalten.
- Häufiges Ein- und Ausschalten der WP führt auch zu **größerer Abnutzung**, die an sich vermieden werden sollte. In weiterer Folge können dadurch höhere Kosten und Wartungsarbeiten für den Prosumer entstehen.
- Der **rechnerische Aufwand** für die ständige Änderung der In- und OutPool-WPs wird dadurch vergrößert.
- Die **Trägheit des Systems** wird eine sehr schnelle Schaltperiode möglicherweise nicht zulassen. Dieser Effekt ist gegenüber den Reaktionszeiten und Einschwingvorgängen wahrscheinlich aber zu vernachlässigen.

10.6.4 Mögliche Erweiterungen der Theorie

Verringerung der ‚bestmöglichen' Periode ***T*** durch eine Vervielfachung der Wärmepumpen, die pro Takt aus dem SR genommen bzw. dem SR hinzugefügt werden. Dadurch würde die mittlere Schaltperiode ***T'*** proportional zu ***n*** sinken:

$$T' = \frac{T}{n}$$

mit

$$n \in N_{>0}: \; n = 1, 2, 3, \ldots$$

wobei ***n*** der Anzahl der WPs entspricht, die pro Schaltperiode aus bzw. in den InPool bewegt werden.

Würde man beispielsweise zwei Wärmepumpen pro Periode entfernen und hinzufügen anstatt einer einzigen, dann könnte man die ideale Schaltperiode halbieren – bei gleichbleibendem Durchsatz an WPs.

Optimierung der erweiterten Theorie

Faktoren, die die Anzahl ***n*** der WP pro Schaltperiode ***T*** *maximieren* wollen:

- Eine **Periodenverlängerung** bei gleichem Durchsatz an Wärmepumpen ist möglich, da mehrere Pumpen auf einmal ausgetauscht werden. Dadurch könnten einzelne WPs entlastet werden.

Faktoren, die die Anzahl ***n*** der WP pro Schaltperiode ***T*** *minimieren* wollen:

- **Fluktuationen werden verstärkt**, denn je mehr Wärmepumpen in einem Zyklus ausgetauscht werden (den Pool wechseln), desto bedeutender werden diese Effekte auf die Gesamtregelleistung. Dadurch wird die erbrachte Leistung auf jeden Fall instabiler und schwerer kontrollierbar. Der Einfluss des Effekts kommst stark auf die Leistung des Gesamtpools an, bzw. welcher Prozentsatz der Leistung des InPools ausgetauscht wird.

10.6.5 Offene Fragen

Derzeit gibt es noch einige offene Fragen in Bezug auf das Schieberegister, welche sich erst durch Erfahrungen in der Demo bzw. im Echtbetrieb vollständig beantworten lassen:

- Wie viele Wärmepumpen werden wirklich zu Verfügung stehen? Wird der WP-Pool nur einen kleinen Teil der angebotenen RE ausmachen?
- Wie groß ist der (Rechen-)Aufwand eines Schiebezyklus? Wenn diese nicht zu aufwendig sind, dann ist es auch möglich die Schaltfrequenz zu erhöhen.
- Wie sehr fließt die Zeitkritikalität in das Konzept ein? Sind Ein-/Ausschaltvorgänge wirklich relevant und sind temporäre Schwankungen der Leistung akzeptabel, da es sich hierbei ja um den SRL-Markt handelt, bei dem Reaktionszeiten von 30s bis maximal 5min erlaubt sind.

10.6.6 Vor- und Nachteile des Gesamtkonzepts

Vorteile:

- Bei geeigneter Schaltfrequenz werden alle WPs gleichmäßig beansprucht und erhalten im Durchschnitt auch denselben Leistungsabruf
  .

- Das Schieberegister ermöglicht die prinzipielle Umsetzung des Pool-Konzepts für das Projekt

Nachteile:

- Relativ starre Struktur des Schieberegisters. Möglicherweise stark unterschiedliche Leistungspunkte und -potentiale können nur schwer in das Konzept integriert und für stark verschiedene Prosumer ausgelegt werden. Man müsste prinzipiell fixe Schaltzeiten und eine fixe InPool-länge definieren, die die Pumpen eventuell höher belasten würden.
- Potentielle Leistungseinbußen des Gesamtpool, da hier prinzipiell weniger Regelenergie angeboten werden kann, da der InPool kleiner ist als alle verfügbaren Pumpen.
- Das Schieberegister könnte erhöhten Aufwand (logistischen, timing, etc.) darstellen.

10.6.7 Mögliche Komplikationen bei der Integration des SR in bestehende Konzepte

Status der WPs beim RE-Abruf

Man nehme an dieser Stelle zur Vereinfachung an, dass WPs nur die zwei diskreten Fälle ‚ein' (=1) und ‚aus' (=0) vorzufinden sind, und ein negativer RE-Abruf erfolgt. Folgende Fälle können nun eintreten, wenn eine WP durch einen Schiebevorgang vom OutPool in den InPool kommt:

1. Die Wärmepumpe ***i*** ist aus und wäre während ihrer Zeit im InPool aus geblieben (0 → 0).

   In diesem Fall kommt es zu einem RE-Abruf, weil der aktive Pool jedenfalls RE bereitstellt.

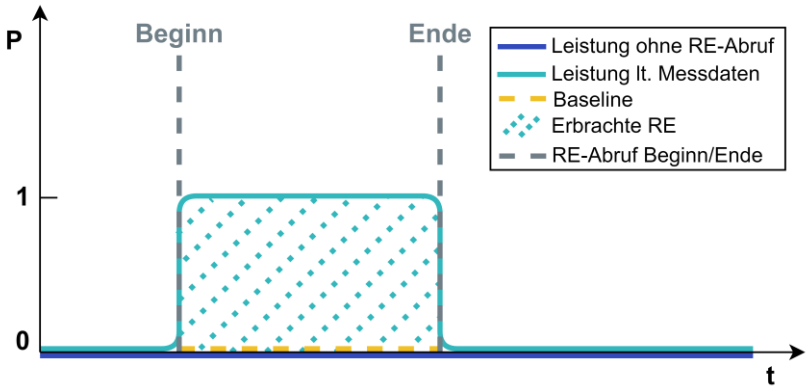


Abbildung 135 – Die Wärmepumpe ist bei Abruf aus, und wäre ausgeschaltet geblieben.

Die Baseline wird aus den zuvor gemessenen Leistungsdaten (die hier alle null sind) erhoben. Der Wert wird gespeichert und zum Arbeitspunkt (AP) des InPools addiert. Der Arbeitspunkt der letzten

WP ***j*** **= N_{in}** im InPool, die in diesem Moment den Pool verlässt, wird subtrahiert. Eine AP-Anpassung findet statt.

An dieser Stelle muss jetzt die Annahme getroffen werden, dass die neue WP ***i*** jedenfalls die Leistung der alten WP ***j*** ersetzen kann. Wenn das nicht der Fall ist, dann gibt es einen Leistungseinbruch des WP-Pool. Diesen müssten eventuell andere WPs des InPools ersetzen. Wenn sie das nicht können, kann die RE-Leistung vom Pool nicht mehr erbracht werden. Bei Wiederholung kündigt die APG den RE-Leistungsvertrag mit dem Pool. Alternativ könnte man für solche Fälle zusätzlich RE vorhalten, um diese eintretenden Eventualitäten abzudecken. Dies würde aber andersherum bedeuten, dass man die übrigen WPs zuvor schon mit niedrigeren Leistungen betreiben müsste, was wiederum negative Auswirkungen auf die anbietbare Pool-Leistung hat.

Die Pumpe ***i*** kann also die Leistung von ***j*** ersetzen. Ihre Baseline ist definiert (=0) und sie wird dem InPool hinzugefügt und die Pool-Baseline angepasst. Jetzt wird sie eingeschalten. Die Abweichung von der eigenen Baseline wird als (negative) RE-Leistung gewertet. Wenn sie den Pool verlässt, wird sie abgeschaltet und heizt (ohne Fahrplan) autark und selbstständig.

Dieser Fall ist sicherlich der erstrebenswerteste, da über den gesamten Zeitraum im InPool RE erbracht werden kann.

2. Die Wärmepumpe ***i*** ist ein und wäre während ihrer Zeit im InPool ein geblieben (1 → 1). Es wird keine RE geleistet und somit bringt dieser Fall keine Vorteile. Allerdings bringt er auch keine Konflikte bei der Bemessung der erbrachten RE, weil die erbrachte RE auch die gemessene ist (nämlich keine). Man muss aber beachten, dass die anderen Pumpen im Pool jenen Teil der RE leisten müssen, die WP ***i*** nicht leisten kann, weil sie ja schon eingeschalten ist. Das heißt, sie blockiert einen Platz im SR, die eine Pumpe einnehmen könnte, die in dem Zeitraum RE erbringen kann.

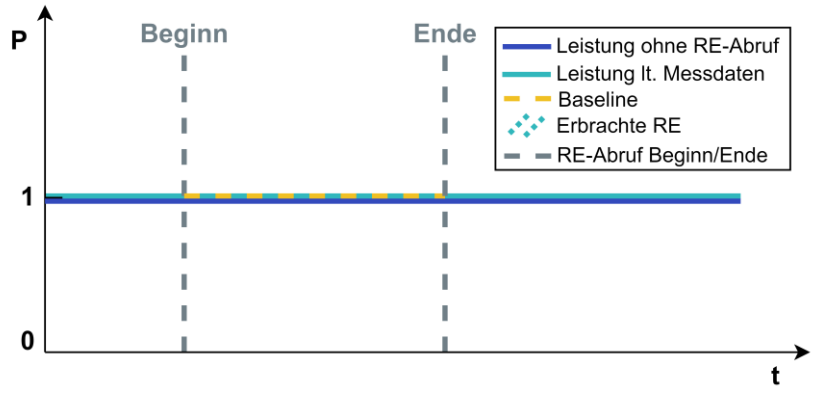


Abbildung 136 – Die Wärmepumpe ist bei Abruf ein, und wäre eingeschaltet geblieben.

3. Die Wärmepumpe ***i*** ist aus, hätte sich aber während der Zeit im InPool eingeschaltet (0 → 1). Dieser Fall ist kein Problem, bzw. stellt kein *reales* Problem dar. Sobald die WP nämlich in den Pool kommt, ist sie

zwangsweise eingeschaltet. Demnach verschiebt sich ihr Zyklus und sie hätte eventuell früher abgeschaltet.

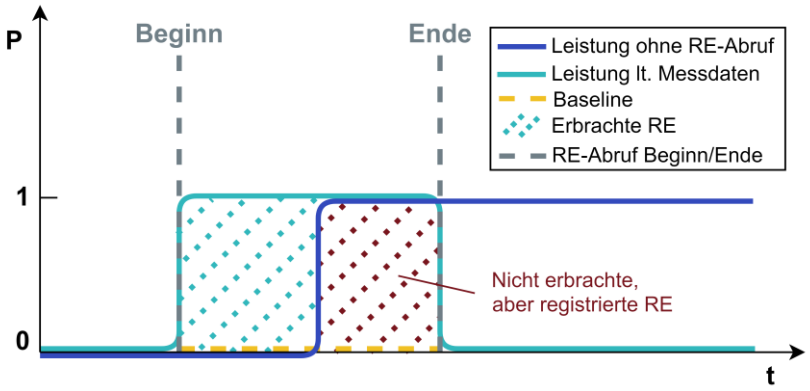


Abbildung 137 – Die Wärmepumpe ist bei Abruf aus, hätte sich während dem Abruf aber eingeschaltet.

4. Die Wärmepumpe ***i*** ist ein, hätte sich aber während der Zeit im InPool ausgeschaltet (1 → 0). Dieser Fall tritt ein, wenn das Potential der WP (z.B. Temperaturobergrenze erreicht) ausgeschöpft ist.

   Nun gibt es wiederum zwei Möglichkeiten:

   (a) Wenn die WP eingeschaltet bleibt, dann überhitzt sie potentiell, und zusätzlich wird von dem Modell aber nicht registriert, dass es sich um erbrachte RE handelt, weil die Baseline ja 1 ist. Es hat also zwei Auswirkungen, die nicht erstrebenswert sind.

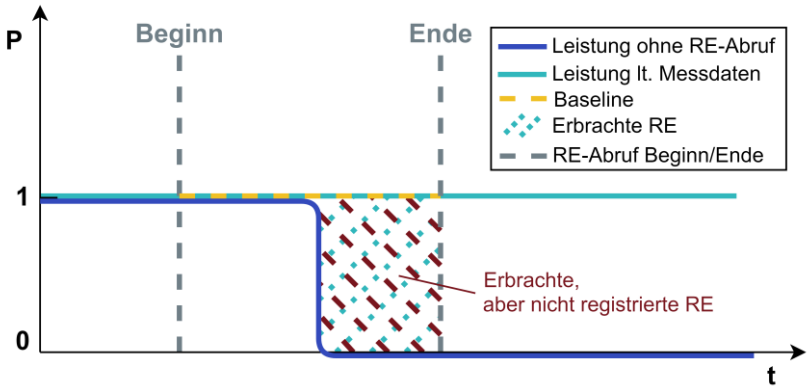


Abbildung 138 – Fall (a): Die Wärmepumpe ist bei Abruf ein, hätte sich aber während dem Abruf aber ausgeschaltet. Während dem Abruf wird sie aber gezwungen, eingeschaltet zu bleiben.

   (b) Wenn die WP sich doch ausschaltet, dann weicht sie auch von der Baseline ab, und erbringt damit theoretisch individuell positive Regelenergie, obwohl negative RE abgefragt wurde. Durch das Abschalten müssen die anderen WPs im InPool die nun fehlende

Leistung wiederum kompensieren, anstatt nach außen RE erbringen zu können.[3]

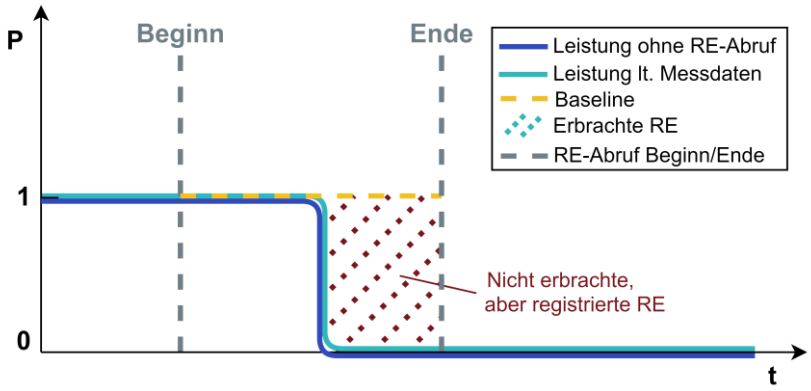


Abbildung 139 – Fall (b): Die Wärmepumpe ist bei Abruf ein, hätte sich aber während dem Abruf aber ausgeschaltet. Während dem Abruf darf sie sich aber bei Notwendigkeit ausschalten.

Zusammenfassend lässt sich für dieses Szenario festhalten, dass solch ein Fall aufgrund der mehrfachen negativen Auswirkungen und Verfälschung der erbrachten Leistungen tunlichst ausgeschlossen werden sollte.

Aus den oben angeführten Überlegungen heraus spielt demnach der Status der WP bei Eintritt in das Schieberegister eine entscheidende Rolle, da bei einem unerwünschten Status andere Pumpen für die fehlende RE aufkommen müssten. Demnach könnte man überlegen, WPs mit unerwünschtem Status temporär den Zugang zum InPool zu verwehren. Zudem sollten man ermöglichen, dass an ihre Temperaturgrenzen stoßende WPs die Möglichkeit erhalten, den Pool zu verlassen, da sonst auch sie keine RE mehr leisten können (bzw. im schlimmsten Fall sogar dem Pool entgegenwirken), welche andere Wärmepumpen im InPool kompensieren müssten.

Zudem sei noch angemerkt, dass obige Abhandlung zum Status selbstverständlich auch für einen positiven RE-Abruf durchgeführt werden kann. Die Überlegungen sind analog und führen zum selben Resultat.

10.6.8 Grundlegende Erkenntnisse und Fazit des Schieberegisters

Basierend auf den vorherigen Beschreibungen lässt sich folgendes Fazit ziehen: Das Schieberegister ermöglicht es kleineren Komponenten Regelenergie anzubieten. Allerdings beschränkt es die verfügbare Flexibilität des Gesamtpools.

Ein Teil dieser Flexibilität geht durch die fixe Länge des In-Pools und der Schaltperiode verloren. Diese sollten idealerweise aber dynamisch sein um sich auch an die RE-Abrufe anpassen zu können. Die Schaltperiode und die Länge des Registers allerdings ständig den Gegebenheiten anzupassen scheint relativ aufwendig zu sein.

[3] Diese Fallunterscheidung könnte man auch invers für den Fall 0 → 0 betrachten, wenn man davon ausgeht, dass die untere Temperaturgrenze erreicht wurde (zu kalt) und sich die WP einschalten möchte. Das Effekte wäre dasselbe (unerwünschte) wie in 4(b) beschrieben.

Auch wenn das klassische Schieberegister implementiert wird, müssen zumindest gewisse Faktoren, wie etwa der Status der WPs beim Eintritt in das Schieberegister berücksichtigt werden. Wenn dies nicht geschieht, dann könnte das zufolge haben, dass der Pool weit hinter seinem eigentlichen Potential zurückbleibt und die Rentabilität für Wärmepumpen stark sinkt.

10.6.9 Datenanalyse von WPs im Bezug auf das SR

Der Wärmepumpenhersteller iDM stellte Messdaten von 78 WPs von verschiedenen österreichischen Standorten zu Verfügung. Diese wurden ausgewertet, um zu ermitteln wie sich die Wärmepumpen ohne äußere Einflüsse oder Steuerung verhalten. Aus den Resultaten können eventuell in Zukunft Rückschlüsse auf das mögliche Potential für RE-Erbringung, auch in Bezug auf das unterschiedliche Verhalten im Laufe der Jahreszeiten, zu ermitteln.

Die verfügbaren Daten beinhalteten Messungen des Datums und Uhrzeit, der Außentemperatur, der Temperatur des Pufferspeichers, der Temperatur des erwärmten Trinkwassers, der aktuell vom Verdichter produzierten Heizleistung, und der vom Verdichter aktuell aufgenommenen elektrischen Heizleistung. Die Messintervalle betrugen etwa 15 Sekunden und wurden zwischen 31.05.2018 und 01.06.2019 erhoben.

Ein Datensatz musste aufgrund fehlender Messergebnisse für die elektrische Leistung der Pumpe verworfen werden. Da die Datensätze in sich zeitweise einige Lücken aufwiesen, wurden zusätzlich alle Events mit Lücken von über 3 Minuten am Stück vor der Analyse gefiltert um eine Verfälschung der Resultate zu verhindern. Das bedeutet, dass keine Aussage über Intervalle zwischen Events oder Anzahl der Events pro Monat getroffen wurden.

Die Daten wurden als Boxplots dargestellt. Die orange Linie beschreibt den Median der jeweiligen Daten, während die *Box* vom unteren bis zum oberen Quartil reicht und somit jeweils 50 Prozent der Daten beinhaltet. Die *Antennen* verbinden die beiden beschriebenen Quartile mit dem Minimum bzw. dem Maximum (ihre Länge entspricht 1.5-mal dem Interquartilsabstand). Ausreißer wurden in der Graphik der Übersichtlichkeit wegen nicht dargestellt. In Abbildung 140 findet man einen einzelnen, typischen Datensatz auf ein Jahr gesehen, und in Monate unterteilt. Auffällig ist insbesondere, dass die Werte sehr stark streuen, obwohl nur eine einzelne Einheit betrachtet wird. Zudem weist diese WP (wie auch viele andere) im Sommer ein stark anderes Verhalten im Vergleich zum restlichen Jahr. Diese Auswirkungen lassen sich auch bedingt in der Analyse aller Datensätze erkennen.

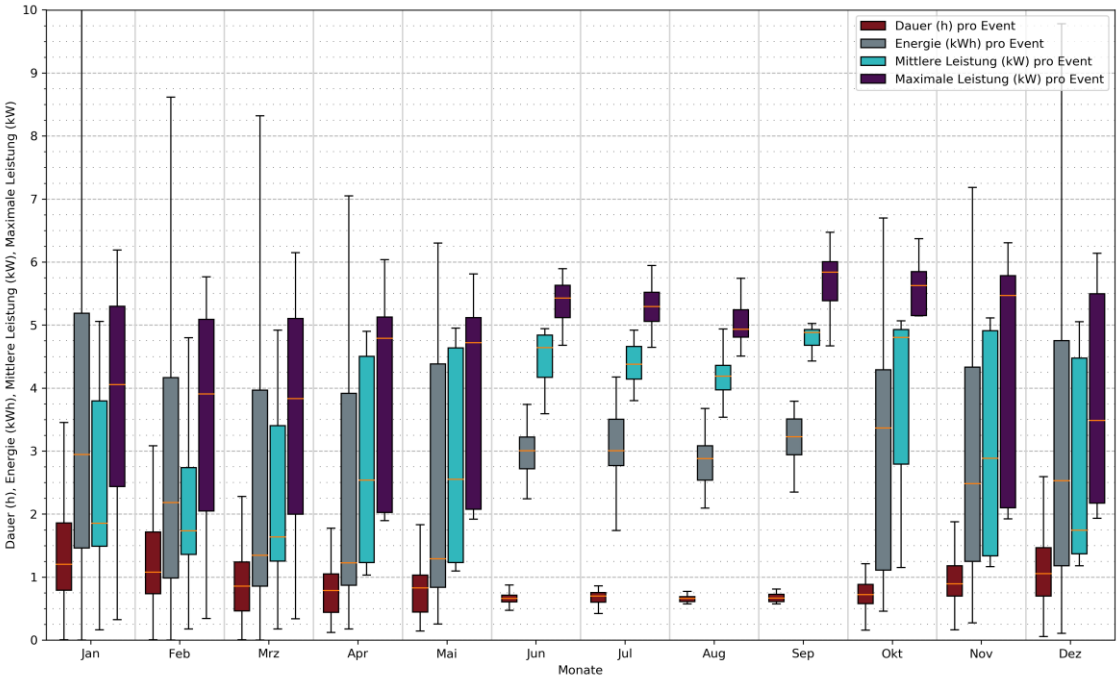


Abbildung 140 - Eine typischer Boxplot einer einzelnen Wärmpumpe über das Jahr verteilt.

Insgesamt wurden 77 Datensätze analysiert und daraus über 155 000 separate, vollständige Events erstellt, die jeweils vom Zeitpunkt des Einschaltens der WP (elektrische Leistung >0) bis zum Ausschalten (elektrische Leistung wieder =0) reichen. Daraus konnte Information über die durchschnittliche Dauer eines Events, der durchschnittlich benötigten elektrischen Energie pro Event, sowie der mittleren Leistung (errechnet) und dem Maximalwert der Leistung pro Event extrahiert werden. Die Ergebnisse wurden für alle Monate sortiert und sind in Abbildung 132 zu sehen.

Bei einer oberen Abschätzung, dass im Jahr 2020 etwa 220 000 Wärmepumpen mit einer elektrischen Leistung unter 10kW in Österreich im Einsatz sein könnten (M. Hartl, 2016), einem gewählten Konfidenzintervall von 90% ergibt sich bei einer Stichprobengröße von 77 Datensätzen ein maximaler Stichprobenfehler von 9.5%. Es ist durchaus bewusst, dass die Analyse der Daten keine umfassende ist und einige Aspekte, wie etwa die Wohnfläche, die Anzahl der Bewohner, der Energiewert, und andere Faktoren, nicht berücksichtigt wurden. Dennoch können die Daten einen guten Eindruck vermitteln, wie sich Wärmepumpen in Privathaushalten in Österreich verhalten.

Betrachtet man die Dauer, die eine einzelne Wärmepumpe eingeschalten bleibt, so zeigt sich, wie erwartet, dass diese über das Jahr hinweg variiert. Während in den Sommermonaten die Dauer der Aktivierung gering ist, steigt diese in den Wintermonaten auf den zweieinhalbfachen Wert an. Durch die Änderung der Außentemperatur steigt auch der Wärmebedarf im Haus. Nachdem alle betrachteten Haushalte über einen Pufferspeicher verfügen, der auch für die Warmwasserproduktion verwendet wird, lässt sich die rege Nutzung in den Sommermonaten erklären. Eine Sortierung nach der Maximalleistung haben keine signifikanten Unterschiede in der Betriebsdauer zwischen Wärmepumpen mit verschiedenen Maximalleistungen (>5.5kW, 5.5-7.0kW, <7.0kW) ergeben.

Die elektrische Energie, die pro Event benötigt wird, schwankt prinzipiell stark und ist natürlich von oben erwähnten Faktoren wie Größe der Wohnfläche, Anzahl der BewohnerInnen und eventuell anderen Faktoren abhängig. Tendenziell zeigt sich aber, dass die Gesamtenergie der Events zwar in den Sommermonaten sinkt, die mittlere Leistung der

Events allerdings zunimmt. Das bedeutet, dass im Sommer eher kürzere, dafür leistungsstärkere Events detektiert werden, in dem Wintermonaten längere, dafür leistungsärmere (aber trotzdem energiereichere) Events stattfinden.

Die maximale Leistung pro Event zeichnet ein ähnliches Bild wie zuvor die mittlere Leistung. Tendenziell werden in den Sommermonaten auch höhere Maximalleistungen erreicht.

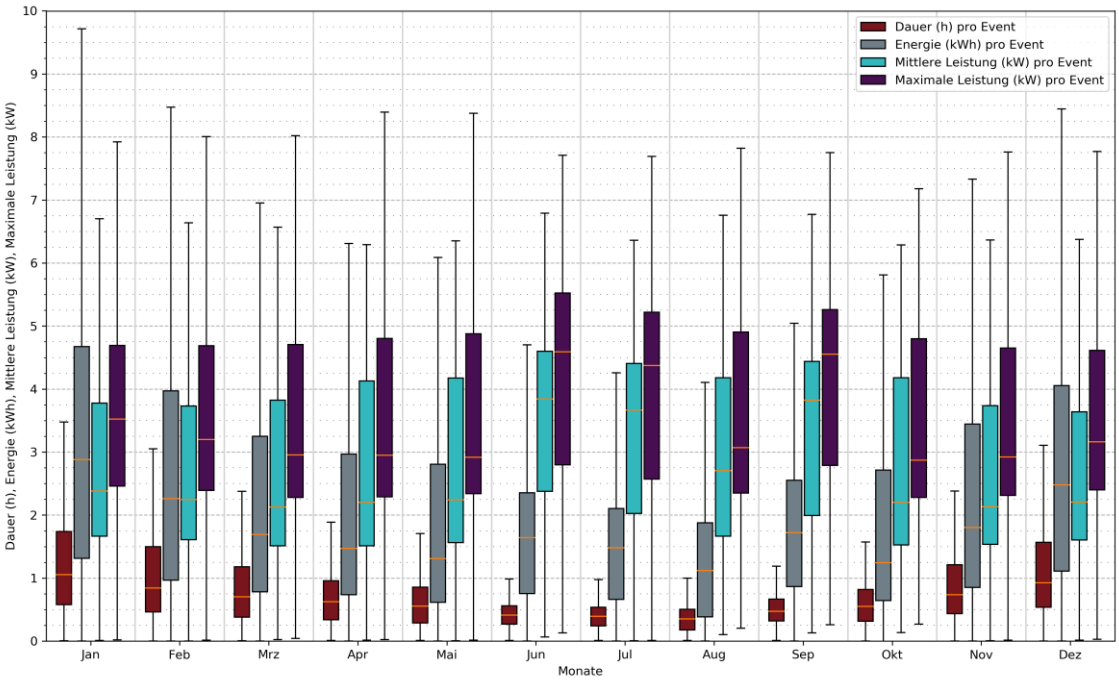


Abbildung 141 – Dauer, Energie, durchschnittliche Leistung und Maximalleistung pro Event von WPs im Jahresverlauf.

Tabelle 20 - Verhältnis von Messungen mit Zustand "On" im Verhältnis zu Messungen mit Zustand "Off". Zusätzlich ist die Anzahl der "On" Events, die in jedem Monat analysiert wurde, aufgelistet.

Monat	Jan	Feb	Mrz	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Dez
Verhältnis „On" zu „Off" (%)	57.36	45.85	33.62	20.59	18.63	5.29	4.50	5.18	6.70	16.26	34.57	51.61
Anzahl der Events	41 913	35 338	34 783	24 723	25 313	10 735	10 211	12 102	10 336	22 902	33 706	42 149

Im Zusammenhang mit dem Schieberegister kann man nun Überlegungen anstellen, wie schnell ein zeitlich konstant implementiertes Schieberegister seine Komponenten wechseln sollte, wenn man den natürlichen Verlauf so wenig wie möglich beeinflussen möchte. Im Dezember und Januar liegt der Median der Eventdauer bei etwa einer Stunde. Generell zeigt sich, dass die Daten sehr stark streuen und Werte bis zu 3.5 Stunden möglich sind. Die Streuung der Messwerte ist unter anderem dadurch bedingt, dass viele Wärmepumpen auch individuell betrachtet stark unterschiedliche Eventdauern haben (siehe auch Abbildung 140), und nicht nur verschiedene WPs unterschiedliche Eigenschaften zueinander aufweisen. Wenn man davon ausgeht, dass eine WP sich ausschaltet, sobald sie

den eingestellten Temperaturwert des Pufferspeichers erreicht, erlaubt dies weiterführende Überlegungen. Möchte man nun also verhindern, dass sich mehr als die Hälfte aller Pumpen in einem RE-Abrufzeitraum aufgrund der Temperaturgrenzen abschalten, dann sollte man sie maximal eine Stunde im InPool verweilen lassen. Um 75% der Events für RE bei selber Leistung verwenden zu können wäre die Verbleibdauer im Pool nur etwa 30min. Im Sommer wäre der Wert wesentlich geringer. Dies gilt allerdings generell für das Potential zur Erbringung von RE durch WPs im Sommer. Alternativ kann man die Leistung der WPs drosseln, um länger RE erbringen zu können. Die verfügbare Energiemenge bleibt dadurch trotzdem dieselbe.

Zusätzlich wurden die mittleren Auslastungen der Wärmepumpen ermittelt. Dazu wurden alle vorhandenen Messwerte hinzugezogen, und das Verhältnis aller elektrischen Leistungswerte >0 mit denen =0 verglichen. Diese sind in Tabelle 20 zu sehen. Hierbei spielten unvollständige Datensätze keine bedeutende Rolle, weil keine Events gesucht, sondern individuelle Messwerte verglichen wurden.

Es zeigt sich, dass die Auslastung der WPs in den Wintermonaten bei etwa 50% liegt, im Sommer bei etwa 5%. Diese Unterschiede spielen daher auch bei der Bereitstellung von RE eine wichtige Rolle. Da voraussichtlich hauptsächlich negative SRL bereitgestellt werden soll, lässt sich eine Auslastung von 50% im Winter sehr gut nutzen, da dieses Verhältnis den höchsten Grad an Flexibilität bietet.

Der Median für die Leistung pro Event liegt im Winter zwischen zwei und zweieinhalb Kilowattstunden. Daraus, in Kombination mit der Auslastung aus Tabelle 20, könnte das Potential für einen RE-Abruf berechnet werden, wenn man auf die reale Größe des Pools hochskaliert. Bei fünfzigprozentiger Auslastung würde das etwa 1-1.25 kW konstanter Leistung pro Wintertag und Wärmepumpe bedeuten.

Zusammenfassend lässt sich dokumentieren, dass es vor allem im Winter genügend Potential gibt um SRL zu erbringen. Allerdings erschwert die variierende Dauer der natürlichen Abrufe das Eingliedern der WPs in ein Schieberegister mit konstanter Schaltperiode.

10.6.10 Anwendung auf Batteriespeicher

Das SR kann auch für Batteriespeicher angewendet werden. Es wurden im Laufe des Projektes zwei Arten dieses SR diskutiert: Einerseits kann das Prinzip eines logischen Schaltwerks aus der Elektronik angewandt werden, wie für WP beschrieben. Dabei werden die unterschiedlichen Poolzustände von jedem Speicher einzeln nach dem Prinzip „First In First Out" durchlaufen. Andererseits kann ein „switch" Prinzip angewandt werden, bei dem gleichzeitig alle Anlagen nach einer festgelegten Verweildauer in den Poolzuständen das jeweilige Pool verlassen, und in den nächsten Poolzustand übergehen.

Um sicherzustellen, dass die Anlagen bevor sie in den aktiven Pool wechseln auch tatsächlich Regelenergie liefern können, wird bei Batteriespeichern ein weiteres Pool, ein „vorbereitendes Pool", erstellt. In diesem vorbereitenden Pool wird Energie über den ID Markt gehandelt um freie Kapazität zu schaffen. Bevor die Anlagen aus dem aktiven Pool wieder in den passiven Pool wechseln, muss sichergestellt werden, dass diese dem zuvor angegebenen Fahrplan folgen, um durch abweichen von dem Fahrplan nicht wiederum Regelenergie zu erzeugen. Dazu kann ein „nachbereitendes" Pool erstellt werden. In diesem nachbereitenden Pool wird jene Energie, die im aktiven Pool als Regelenergie bereitgestellt wurde, am ID Markt wieder zu-, oder verkauft um den vorherigen Anlagenzustand wiederherzustellen, und somit auch zur Baseline zurückzukehren.

Dies bedeutet zum Beispiel, dass ein zu 100 % beladener Batteriespeicher, um sowohl positive als auch negative Regelenergie zu gleichen Teilen anbieten zu können, im vorbereitenden Pool 50 % der gespeicherten Kapazität am ID Markt verkauft und somit mit einem SoC von 50 % in den aktiven Pool über geht. Im nachbereitenden Pool wird der Batteriespeicher wieder auf eben diese 50 % SoC be- oder entladen. Somit können ungewollte Nachholeffekte nach Erbringung von Regelenergie und dem Wechsel in das passive

Pool verhindert werden. Als ungewollter Nachholeffekt gilt zum Beispiel das volle Einspeisen der hausinternen Erzeugung, nachdem der Speicher mit negativer Regelenergie beladen wurde. Wird die Erzeugung und die überschüssige Batteriespeicherkapazität, im Vergleich zum Baselineszenario, hingegen am ID Markt verkauft, so wird diese Energie am Strommarkt vorzeitig registriert und gehandelt, wodurch es zu keinen Nachholeffekten kommt.

Beispiel eines Schieberegisters anhand einer Anlage

Das folgende Beispiel zeigt die Funktionsweise des Schieberegisters anhand einer einzelnen Anlage. Die Anlage besteht in diesem Beispiel aus einem Batteriespeicher, einer Last und einer Erzeugungsanlage. Es soll gleich viel positive, als auch negative Regelenergie zum gleichen Zeitpunkt angeboten werden. Dazu werden, wie zuvor erklärt, vier Poolzustände definiert. Sobald die Anlage sich nicht mehr im passiven Pool befindet wird der Batteriespeicher nicht mehr zur Eigenoptimierung genutzt, sondern lediglich zur Regelenergiebereitstellung. Die Erzeugung speist weiterhin die Last, lädt aber nicht mehr in den Batteriespeicher. Ebenso wird keine Energie mehr aus dem Batteriespeicher genutzt um die Last zu versorgen. Der SoC des Batteriespeichers soll im aktiven Pool konstant 50 % betragen, dazu wird Energie im vorbereitenden Pool zu- beziehungsweise verkauft. Nach einem Regelenergieabruf werden wiederum die 50 % SoC hergestellt, um im aktiven Pool keine Nachholeffekte aufzuweisen.
Abbildung 142 zeigt ein Beispiel des Schieberegisters anhand eines Batteriespeichers und

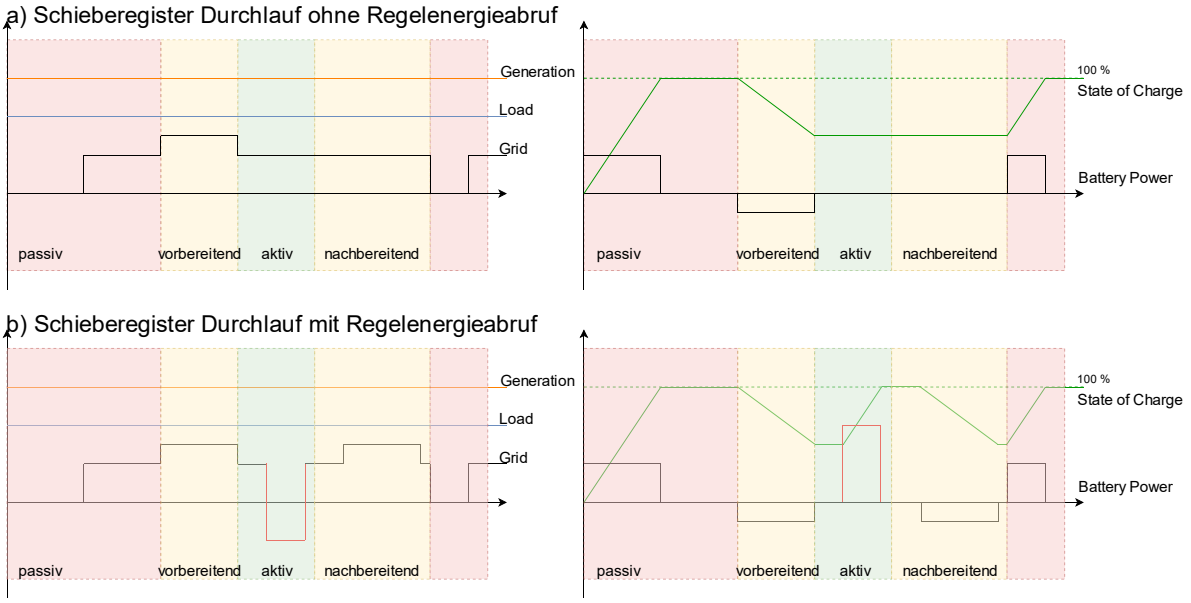


Abbildung 142 - Darstellung der unterschiedlichen Poolzustände eines Batteriespeichers (eigene Darstellung, 2019)

einer Erzeugungsanlage. In Reihe a) wird der Schieberegisterdurchlauf ohne Regelenergieabruf gezeigt. In Reihe b) der Schieberegisterdurchlauf mit Regelenergieabruf gezeigt. Es ist zu erkennen, dass sich die beiden Poolzustände „passiv" und „vorbereitend" in Reihe a) und b) gleichen. Im nachbereitenden Pool in Reihe a) muss keine Energie am ID Markt gehandelt werden, da der SoC nach wie vor auf 50 % beträgt. In Reihe b) muss, um auf den Fahrplan zurückzukehren, jene Energie, die zu Regelenergiezwecken aufgenommen wurde, am ID Markt verkauft werden um wieder auf 50 % SoC zu gelangen.

Verweildauer von Batteriespeichern in den Poolzuständen

Allgemein bei der Verweildauer der Batterie in dem jeweiligen Zustand gilt:

$$maximale\ Pool\ Verweildauer\ = \frac{verfügbare\ Speicherkapazität}{verfügbare\ Leistung}$$

Das Verhältnis der Speicherkapazität zur maximalen Lade-/ Entladeleistung beträgt bei den betrachteten Batteriespeichern 1 bis 1,5, das bedeutet, dass ein vollgeladener Batteriespeicher 60 bis 90 Minuten lang positive Regelenergie liefern kann.

Im folgenden Abschnitt werden zwei unterschiedliche Arten des SR analysiert: Als erstes wird das switch-Prinzip untersucht, bei dem jeder Pool eine spezifische Verweildauer hat und zu Ablauf der Zeit alle Anlagen in dem jeweiligen Pool gleichzeitig getauscht werden. Als zweite Methode wird das logische Schaltwerk angewendet, bei dem die Anlagen einzeln, je nach anlagenspezifischen Eigenschaften, die Poolzustände durchlaufen.

Schieberegisteranwendung nach festgelegter Verweildauer

In dem Schieberegister nach festgelegter Verweildauer in den jeweiligen Pools werden wie bereits beschrieben alle Anlagen in einem Pool gleichzeitig rotiert. Dies bedeutet, dass die Verweildauer in dem aktiven Pool stets nach jenem Batteriespeicher angepasst werden muss, der zuerst die Kapazitätsgrenze erreicht hat. Bei dem vorbereitenden und dem nachbereitenden Pool ist dies genau umgekehrt, wodurch sich lange Vor- und Nachbereitungszeiten ergeben.

Die folgende Tabelle zeigt beispielhaft die theoretisch mögliche Verweildauer der Batteriespeicher im aktiven Pool je nach SoC.

Tabelle 21 Darstellung der maximalen Verweildauer im aktiven Pool

	Verhältnis der Kapazität zu maximaler Leistung			
	Laden		Entladen	
SoC [%]	1	1,5	1	1,5
100	-	-	1 h	1,5 h
75	15 min	22,5 min	45 min	1h 7,5 min
50	30 min	45 min	30 min	45 min
25	45 min	1 h 7,5 min	15 min	22,5 min
0	1 h	1,5 h	-	-

Beispiel:

Das Verhältnis von Speicherkapazität zur maximalen Lade-/ Entladeleistung ist bei den betrachteten Speichersystemen von Fronius zwischen 1 und 1,5. Demnach kann der Batteriespeicher, bei 100 % SoC eine, bis eineinhalb Stunden mit Nennleistung entladen werden. Die tatsächliche mögliche Verweildauer des Batteriespeichers ist dabei stets abhängig vom momentanen SoC, und somit der vorgehaltenen Regelenergiekapazität, sowie von der Art und Menge der angebotenen Regelenergie.

Die Maximalverweildauer der Batteriespeicher im aktiven Pool beträgt, unter der Annahme, dass die Verweildauer bei allen Batteriespeichern konstant sein soll, 60 Minuten. Wird zur gleichen Zeit positive und negative Regelenergie angeboten, so halbiert sich sie maximale Verweildauer auf 30 Minuten. Abbildung 143 zeigt die Verweildauer der Pools in den jeweiligen Zuständen bei einer Vorhaltung der Batterie-kapazität von 50 %. Wie zu erkennen ist werden bei dieser Betriebsweise sechs unterschiedliche Pools benötigt. Jeder der sechs Pools bietet eine halbe Stunde lang SRR an.

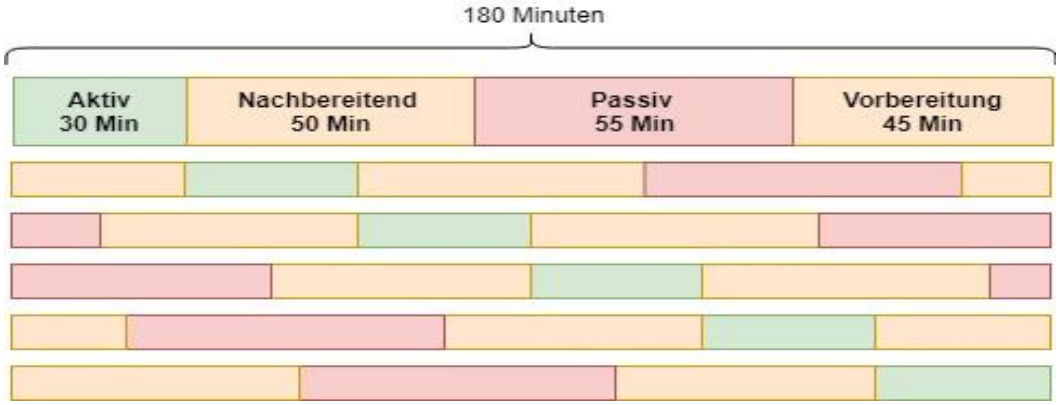


Abbildung 143 - Verweildauer der Pools in den jeweiligen Zuständen bei einer Vorhaltung der Batteriekapazität von 50 % (eigene Darstellung)

Die Nachbereitungszeit, um nach Bereitstellung der Regelenergie wieder auf das Baselineszenario zurückzukehren ergibt sich ebenfalls aus dem Kapazitäts- Leistungsverhältnis. Hierbei ist jedoch von jenem Batteriespeicher im System aus zu gehen, bei dem das Kapazitäts- Leistungsverhältnis am größten ist, um das Worst- Case Szenario abdecken zu können. In diesem Fall ist das ein Verhältnis von 1,5 und 50 % der Batteriekapazität. Da im ID Markt Energie im 15 Minutentakt, mit mindestens 5 minütiger Vorankündigung, gekauft beziehungsweise verkauft werden kann, beträgt die minimale Nachholzeit eine 45 Minuten für die Ladung/ Entladung selbst und 5 Minuten für den Abschluss am ID Markt (next-kraftwerke, n.d.). Je nach der Preissituation am Strommarkt kann diese Spanne verlängert werden, um auf die bestehenden ID Preise reagieren zu können.

Für die Vorbereitungszeit gilt die gleiche Zeitspanne wie für die Nachbereitungszeit. Abhängig von dem Verhältnis von Kapazität zu Leistung muss die Zeitspanne lange genug gewählt werden, um vom momentanen SoC auf die gewünschte vorgehaltene Kapazität zu gelangen.

In diesem Beispiel werden sechs gleich große Pools benötigt um jederzeit abrufbereit sein zu können. Dafür ist das hier dargestellte Schieberegister geeignet um durchgehend Regelenergie anbieten zu können. Ein Schieberegisterdurchlauf dauert dabei 180 Minuten, das bedeutet, dass jeder Pool alle 2,5 h für 30 Minuten abrufbereit ist.

SR Anwendung nach dem Prinzip logisches Schaltwerk

Die Methode des zweiten SR basiert auf der Idee eines logischen Schaltwerks aus der Elektronik, wie es bereits bei WP beschrieben wurde. Dabei durchläuft jeder Speicher einzeln jeden Poolzustand nach dem „First In First Out" Prinzip. Der Vorteil dieses Prinzip ist, dass die Poolgröße variabel ist und in Fehlerfällen die fehlerhafte Anlage schnell und einfach, durch nachrutschen der nächsten Anlage, ausgetauscht werden kann. Das SR, wie bei WP definiert wurde ebenfalls wie das zuvor genannte SR um ein vor- und ein nachbereitendes Pool erweitert.

Die Verweildauer in den jeweiligen Poolzuständen ergibt sich wiederum aus der oben angeführten Formel für die maximale Pool Verweildauer. Der Unterschied ist, dass es keine feste Anzahl der Anlagen im aktiven Pool gibt. Stattdessen kann eine feste Leistung an-

gegeben werden, mit der der Batteriespeicher Regelenergie erbringen muss. Ist die Kapazität des Batteriespeichers erreicht, oder die Clock abgelaufen, so geht der Batteriespeicher vom aktiven Pool in den nachbereitenden Pool über. Sobald die Nachbereitung vollendet ist geht der Batteriespeicher in den passiven Pool über, hier OutPool bezeichnet. Für den vorbereitenden Pool gilt dies ebenfalls; mit jedem Batteriespeicher, der in den aktiven Pool wechselt, wechselt ein Batteriespeicher in den vorbereitenden Pool, und schließlich von dort in den aktiven Pool.

Die Anwendung dieser Methode bewirkt, dass die Poolgröße variabel ist und das Potential jedes einzelnen Batteriespeichers vollständig ausgenutzt werden kann, da keine Rücksicht auf das „schwächste Glied" genommen werden muss. Des Weiteren können mit dieser Variante fehlerhafte Anlagen einfach aus dem Schieberegister entfernt werden, ohne die einzelne Anlage ersetzen zu müssen.

Gegenüberstellung der beiden Schieberegistermethoden

Wie bereits kurz erwähnt weist das Schieberegister nach dem Prinzip logisches Schaltwerk mehr Flexibilität auf. Zusätzlich kann das Regelenergiepotential jedes einzelnen Batteriespeichers voll ausgenutzt werden und die Vor- und Nachbereitungszeiten werde minimiert. Durch die flexible Anwendung ist es zusätzlich möglich ausfallende Anlagen aus dem Schieberegister zu nehmen, ohne diese ersetzen zu müssen.

Alles in Allem ist daher das Schieberegister nach dem Prinzip logisches Schaltwerk zu bevorzugen.

10.6.11 Erweiterung mit *pop & append*

Als Alternative zu der bestehenden Idee des SR könnte man eine *pop & append*-Lösung einführen. Die Grundidee beruht auf der Manipulation von Listen in Python. Die Liste kann mit beliebig vielen Elementen initialisiert werden.

In diesem Absatz wird das Konzept für Wärmepumpen gezeigt. Jedes Element der Liste wäre eine individuelle Wärmepumpe. Alle verfügbaren WPs würden der Liste hinzugefügt werden und diese entspricht nun dem Gesamtpool. In diesem Status können alle WPs entweder autonom schalten oder einem spezifischen Fahrplan folgen.

Bei einem Regelenergieabruf durch den TSO könnte man, beginnend beim nullten Element (der nullten WP) die ersten ***n*** Elemente als Elemente des InPools definieren, alle dahinter folgenden wären demnach im OutPool. Die Anzahl der benötigten Elemente könnten bestimmt werden, indem man die Höhe des Abrufes mit der Leistungsfähigkeit (Leistung, Energieinhalt der Liegenschaft,…) abgleicht. Dazu muss das Resultat nicht unbedingt exakt zutreffen, sondern kann lediglich einen Richtwert darstellen, da eine spätere, genauere Anpassung (fine tuning) an die tatsächlichen Gegebenheiten ohnehin sinnvoll wäre.

Bei einem RE-Abruf wird (so wie beim Schieberegister zuvor) der Arbeitspunkt des neu entstanden InPools durch Mittelung der letzten Messpunkte eingefroren und danach der RE-Abruf freigegeben. Sobald nun eine WP, die RE leistet, eine bestimmte Bedingung erfüllt (siehe unten), gibt sie ein Signal und wird aus der Liste des InPools entfernt (*pop*). Der RE-Abruf endet für die individuelle Pumpe. Alle WPs mit höheren Listenplätzen rücken automatisch einen Platz weiter auf (in Richtung des nullten Elements). Das führt dazu, dass die erste WP des OutPools (an der Grenze zum InPool) nun in den InPool rutscht. Nun leistet sie automatisch RE für den Pool, und zwar statt der zuvor entfernten. Sollte die Leistung der neuen WP kleiner sein, könnte man die Anzahl der aktiven WPs um eins erhöht werden.

Mögliche Bedingungen für ein *pop,* also ein Entfernen aus dem InPool:

- **Erreichen der Temperaturgrenzen**. Dies ist wahrscheinlich die wichtigste Bedingung für den konstanten Austausch des InPools. Wird ein/e Liegenschaft/Speicher zu heiß oder zu kalt, dann wird die entsprechende WP entfernt.
- **Unerwünschter Status**. Sollte keine positive oder negative Regelenergie für eine individuelle WP erbringbar sein (z.B. weil schon eingeschaltet, wenn negative RE erbracht werden soll), dann kann sie daran gehindert werden, überhaupt in den InPool zu gelangen. Das würde Effekte wie sie in Kapitel 13510.6.7 bereits beschrieben wurden, vermeiden.
- **Fehlerhafte Funktion**. Dies könnte sowohl das Ausfallen einer WP durch Reparatur sein, aber auch bei (temporären) Verbindungsproblemen zum Tragen kommen.
- **Timeout**. Man kann eine maximale Verweildauer definieren, die sicherstellen würde, dass die WP nur limitierte Zeit im InPool verbringen darf. Wenn man das Timeout von der Anzahl der Pumpen im InPool abhängig macht, dann kann man die ursprüngliche Dynamik des klassischen Schieberegisters wiederherstellen, sollte das erwünscht sein.
- **Standort.** Dies würde zum Tragen kommen, wenn man verhindern möchte, dass sich alle WPs des InPools im selben Bereich des Netzes befinden, da sie sonst möglicherweise das Netz dadurch lokal unerwünschten Belastungen aussetzen könnten. Bei einer geringen Anzahl von WPs (Testbetrieb) spielt diese Bedingung aber noch keine Rolle.

Die „gepopte" WP ist wird nun mit dem Befehl *append* ans Ende der Gesamt-Liste angehängt, wo sie sich aber mit Sicherheit im OutPool befindet und nicht mehr RE-aktiviert ist. Hier kann sie autonom oder nach Fahrplan handeln und sich erholen (abkühlen, aufheizen, etc.). Mit dem regen Verlassen des InPools von WPs, die eine der *pop*-Bedingungen erfüllen bewegt sich die individuell betrachtete WP mit der Zeit wieder zu niedrigeren Listenplätzen und kommt damit einem neuerlichen RE-Abruf immer näher. Ein neuerlicher Abruf hängt wiederrum von der Leistung der anderen WPs im InPool und der Anzahl der aktivierten Pumpen ab und kann dadurch zeitlich, den Gegebenheiten angepasst, variieren.

Alternativ kann die Phase zwischen *pop* und *append* auch dafür genutzt werden, um einen zusätzlichen, zwischenzeitlichen Betrieb (beispielsweise begrenzt autarkes Verhalten für 15min bei bestehendem Fahrplan) umzusetzen.

Parallel könnte man auch einen Pool für Pumpen schaffen, die prinzipiell an dem Projekt teilnehmen, aber aufgrund des verantwortlichen Prosumers derzeit keine Regelenergie leisten wollen oder defekt sind. Sie könnten jederzeit von ihrem Pool in den Zyklus eingefügt werden.

Auch die im Kapitel 10.6.7 angesprochenen Probleme bezüglich des Status vor dem Abruf könnten umgangen werden, indem man bereits angeschaltete WPs kurz vor dem Eintritt in den InPool vom Leisten von RE ausschließt und ans Ende der Liste schiebt. Leistungsmessdaten, die auch für das Einfrieren der Leistung benötigt werden, können zur Bestimmung des Status herangezogen werden.

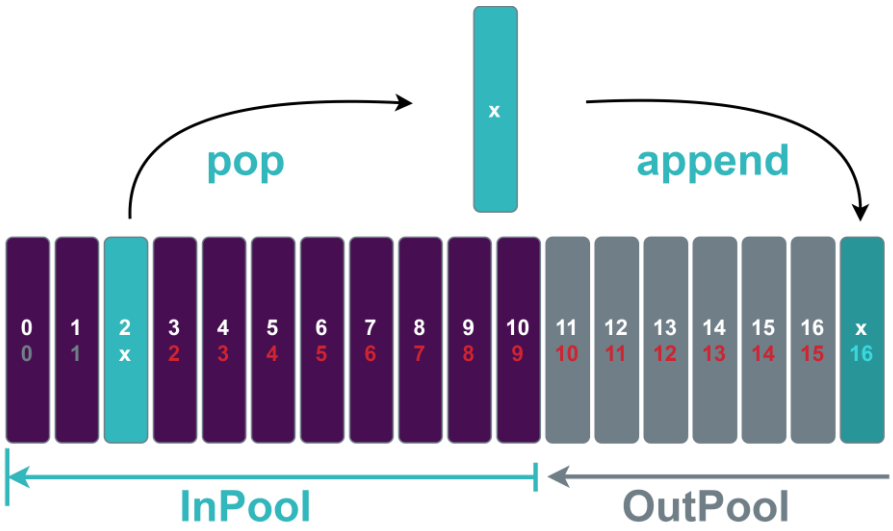


Abbildung 144 - Graphische Darstellung des *pop & append*-Konzepts. In weiß findet man die Ziffern der Listenplätze vor dem *pop*-Vorgang, in rot bzw. türkis die neu zugewiesen. Nach dem Entfernen der Komponente 2 rutscht die Komponente 11 (weiß) in den InPool, wo sie nun aktiviert wird um RE zu erbringen.

Ein grundlegender Unterschied zu dem herkömmlichen Schieberegister-Konzept besteht darin, dass es hier keiner Clock mehr bedarf, und damit kein vorgegebenes Timing mehr benötigt wird. Das alleine verändert die Dynamik grundlegend, weil der Austausch der WPs im InPool rein durch die Erbringbarkeit von RE und die Leistungsgrenzen jeder einzelnen Wärmepumpe gewährleistet wird.

Eine weitere Neuheit bei dem Konzept wäre die Idee, die WPs nicht sequenziell abzuarbeiten, sondern auch vorzeitig aus dem aktiven Pool zu nehmen. Dadurch verändert sich auch die Reihenfolge und WPs, die niedrigere Nennleistungen aufweisen, werden auch öfter wieder dem InPool zugeführt. Es spielt zudem keine Rolle, wie viele Pumpen in einem Moment aus dem InPool entfernt werden, da immer die exakt selbe Anzahl an WPs nachrückt (vorausgesetzt man hält die Größe des InPools konstant).

Faktoren zur Optimierung

Im folgenden Abschnitt werden die den Kapiteln 10.6.3 bzw. 10.6.4 diskutierten verschiedenen Faktoren zur Optimierung des Schieberegister-Konzepts auf den alternativen Lösungsansatz *pop & append* angewandt.

- **Gesamtleistung.** Diese ist nun zwar auch vermindert gegenüber dem Gesamtpool, allerdings leicht dynamisch veränderbar.
- **Ausfallskompensation/-ersatz.** Leicht zu implementieren durch die *pop*-Bedingungen der Liste.
- **Bestreben einzelner Anbieter/gleichmäßige und faire Verteilung.** Ein relativ gleichmäßiger Abruf kann garantiert werden. Selbst wenn Teilnehmer zu einem kurzen Zeitpunkt nicht abrufbar sind, haben sie beim nächsten Durchlauf wieder die Möglichkeit RE zu leisten ohne zwischenzeitlich die anderen Teilnehmer zu blockieren.
- **Nachholeffekte.** Diese sind soweit möglich optimiert, weil eine WP genau solange nicht abgerufen wird, solange sie nicht gebraucht

wird. Damit ist sie möglichst lange nicht aktiv und hat die maximale Zeit sich zu ‚erholen'. Wie lange sie nach einem Abruf nicht aktiviert wird hängt stark von der Anzahl der verfügbaren WPs und deren Leistungen, sowie der Höhe der angeforderten RE ab.

- **Leistungs-/Temperaturoptimierung.** Eine Bestimmung über die Daten der WPs ist möglich, aber nicht notwendig. Das bedeutet, dass ein System ohne Fahrplan genauso implementierbar ist wie eines ohne Fahrplan. Auch bei autonomem Betrieb der WPs ist das Konzept anwendbar und die *pop*-Bedingung kann an verschiedene Events geknüpft werden.

- **Leistungsfähigkeit/Wirkungsgrad.** Die WPs können (in der Theorie) autonom ihre optimale Arbeitstemperatur (bzw. Arbeitspunkt) bestimmen und optimieren damit ihren Wirkungsgrad.

- **WP-Austausch.** Der Pool reguliert seine Austausch-Geschwindigkeit selbst und bietet ausreichend Platz für leistungsschwächere WPs bzw. für einen WP-Pool mit stark verschiedenen Teilnehmern.

- **Reaktionszeiten und Einschwingvorgänge.** Die Reaktionszeit der WPs auf externe Befehle ist noch unbekannt. Die Einschwingvorgänge sollten aber gut abschätzbar sein. Nachdem ein ähnlicher Betrieb zum autarken Schalten angestrebt werden sollte, wird die WPs auch nicht ständig ein- und ausgeschaltet werden und der Einfluss der Einschwingvorgänge sollte sich dadurch in Grenzen halten.

- **Rechnerischer Aufwand.** Programmiertechnisch sollte das Konzept relativ leicht zu implementieren sein.

<u>Vor- und Nachteile des pop & append-Konzepts</u>

Vorteile:

- Flexible InPool-Größe
- Dynamisch aktivierte Pumpen
- Flexible Reihenfolge der Pumpen
- Alle WPs können genutzt werden ohne eine Schaltzeit definieren zu müssen – diese ist automatisch abhängig vom RE-Abruf
- Minimale Beanspruchung der WPs, weil ihr volles Potential auf einmal ausgeschöpft wird, bis sie an die Grenze stoßen, bevor die nächste WP herangezogen wird
- WPs mit unerwünschtem Status (z.B. ein bei RE-Abruf) können nachgereiht und zu einem späteren Zeitpunkt effektiver eingesetzt werden
- Defekte Pumpen können schnell und effizient aus dem aktiven Pool genommen werden ohne durch das gesamte aktive Feld schalten zu müssen

Nachteile:

- Abhängigkeit des Konzepts von dem Statussignal der WPs bzw. individuellen (und dadurch potentiell wieder rechenaufwändigen) Berechnungen durch die Plattform.
- Das erweiterte Konzept nimmt an Komplexität zu und wird dadurch auch möglicherweise anfälliger für Fehler.

Grundlegende Erkenntnisse und Fazit zu pop & append

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die vorgeschlagene Erweiterung des Schieberegisters das ursprüngliche Konzept zwar nicht vereinfacht, aber einige Komplikationen des klassischen Schieberegisters behebt. Unabhängig davon welches Konzept implementiert wird müssen zentrale Fragestellungen zum Umgang mit Wärmepumpen, welche zu einem Zeitpunkt nicht oder nicht mehr leisten können, oder dem Verhalten des Systems, wenn stark unterschiedliche WPs ausgetauscht werden, beantwortet werden.

Zusätzlich hat sich gezeigt, dass eine Umsetzung des hier beschriebenen Konzepts auch auf andere Komponenten eines Pools denkbar wäre. Mit geeigneten, komponentenabhängigen *pop*-Bedingungen, wie hier für Wärmepumpen angeführt, könnten auch andere Teilnehmer eines Pools, wie etwa Boiler oder Batteriespeicher, eingebunden werden. Im Weiteren könnte man sogar verschiedene Teilnehmer mit unterschiedlichen *pop*-Bedingungen im selben Pool Regelenergie erbringen lassen.

10.7 Baseline-Erstellung für Pools

Die in Kapitel 10.3 gewählte Methode des Einfrierens des Arbeitspunktes beim RE-Abruf soll nun auf das Gesamtkonzept für dem Pool übertragen werden. Hierbei sei angemerkt, dass es dafür keine Rolle spielt, ob man das klassische Schieberegister oder *pop & append*, oder eine Kombination daraus wählt.

Für den InPool betrachtet werden prinzipiell alle individuellen Arbeitspunkte (bestimmt durch das Einfrieren der APs) vor dem RE-Abruf aufsummiert und bilden zu Beginn am Zeitpunkt t_0 den Gesamtarbeitspunkt des InPools (InAP).

$$InAP|_{t_0} = \sum_{i=0}^{N_{in}} AP_i$$

Bei einem längeren Abruf müssen Elemente des bestehenden InPools ausgetauscht werden. Wird nun eine beliebige Pumpe *i* mit

$$i \in N_{in}$$

nach einer Zeitspanne Δt_i durch einen Schiebevorgang oder ein *pop* aus dem InPool genommen, so wird ihr individueller Arbeitspunkt von dem InAP subtrahiert.

$$InAP|_{t=t_0+\Delta t_i} = InAP|_{t_0} - AP_i$$

Kommt eine Pumpe *j* mit

$$j \in N_{out} = N_{ges} - N_{in}$$

nach einer Zeitspanne Δt_j (entspricht genau der Clock-Schaltzeit beim klassischen Schieberegister) in den InPool, wird ihr AP zum InAP addiert:

$$InAP|_{t=t_0+\Delta t_i} = InAP|_{t_0} + AP_j \quad .$$

Bei Gleichzeitigkeit

$$\Delta t_i \ = \ \Delta t_j \ = : \Delta \mathrm{t}$$

von dem Herausnehmen bzw. Hineinkommen der Komponente des InPool gilt für den nächsten Zeitschritt

$$InAP|_{t=t_0+\,\Delta t} \ = InAP|_{t_0} \ + \Delta \, AP$$

mit

$$\Delta AP \ = - \, AP_i \ + AP_j \quad .$$

Allgemein gilt daher

$$InAP(\mathrm{t}) = InAP(t_0) + \sum_{k=1}^{t} \Delta AP(k)$$

mit

$$t, k \ \in \ N_{>0} \quad .$$

Dieses von iDM, APG und World-Direct entwickelte Konzept führt zur sogenannten Arbeitspunkt-Nachführung. Dies bedeutet, dass der Arbeitspunkt des InPools immer der Summe der Einzel-Arbeitspumpen der aktiven Pumpen entspricht und dynamisch an die derzeit im InPool befindlichen Pumpen angepasst wird.

Gilt zudem

$$\Delta \mathrm{t} \ = \ const. \quad ,$$

dann ist die Schaltperiode konstant und das klassische Schieberegister mit konstanten, diskreten Zeitschritten ist implementiert. Sollte $\Delta \mathrm{t}$ nicht konstant sein, sondern beliebige Werte ≥ 0 annehmen können, dann variiert dementsprechend auch der Periode des Komponenten-Austausches über die Zeit, wie es etwa bei der dynamischen Umsetzung der Fall wäre.

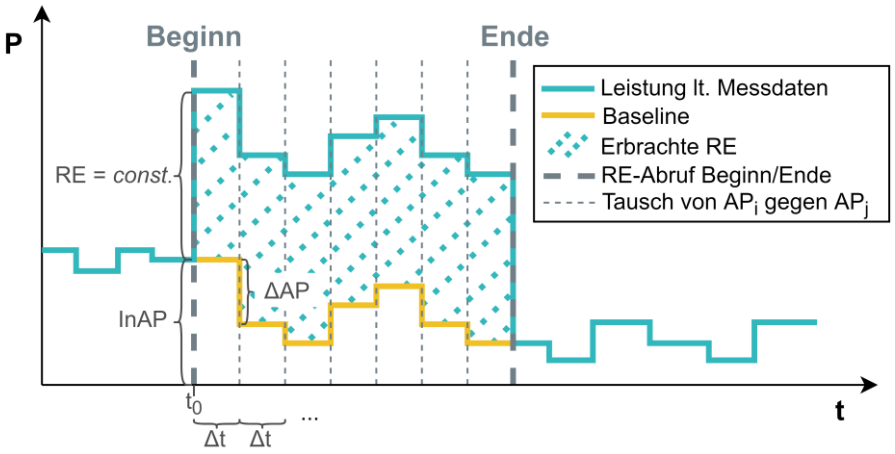


Abbildung 145 - Graphische Darstellung zur Bestimmung der Baseline und ihres Verhaltens bei einem konstanten RE-Abruf für $\Delta \mathrm{t} \ = \ const.$ beim Tausch von Komponenten K (siehe auch IDM, APG & WD, 2019).

10.8 Fazit

Die Bereitstellung von SRR von distributiven Haushalten ist insoweit möglich, als dass der Gesamtpool die Mindestliefermenge von +/- 1 MW für vier Stunden aufrechterhalten und für mindestens 15 Minuten liefern kann. Der Poolbetreiber ist dabei für die Einhaltung sämtlicher organisatorischer Regeln zuständig. Die Koordination der Haushalte wird ebenfalls vom Poolbetreiber übernommen.

Unter einer Baseline versteht man den Nachweis der erbrachten Regelenergie. Die Baseline spiegelt dabei wieder, wie sich die Anlage verhalten hätte, hätte sie keine Regelenergie erbracht. Die Differenz zwischen der Baseline und dem tatsächlichen Arbeitspunkt der Anlage wird schlussendlich als Nachweis herangezogen. Diese kann dem TSO während oder kurz nach der Erbringung der Regelenergie übermittelt werden. Bei distributiver Bereitstellung der SRR sollte die Baseline für jede Anlage erstellt werden. Es existieren mehrere Methoden der Baselineerstellung. Für die Baselineerstellung für WPs wurde derzeit etwa der momentane Arbeitspunkt bei Abruf der Regelenergie beibehalten und, in Kombination mit einem Schieberegister, als Baseline herangezogen. Für Batteriespeicher kann die Baseline bereits technisch und praktisch über die Ansteuerung des BMS realisiert werden. Für Photovoltaikanlagen wurden folgende Nachweismethoden betrachtet: „Nach Fahrplan", „Nachweis nach möglicher Erzeugung" und „Nachweis nach dem Physikalisch – Probabilistisches Modell". Die Baselineberechnungsmethode „Nach Fahrplan" ist zwar technisch möglich, jedoch ist die Vorhersagegenauigkeit der Photovoltaikanlage zum momentanen Zeitpunkt noch zu gering um sie praktisch anwenden zu können. Der „Nachweis nach möglicher Erzeugung" ist seit der neuen Version der TOR Erzeuger Typ A Version 1.1 technisch als auch praktisch durchführbar. Um die Baselineberechnungsmethode „Nachweis nach dem Physikalisch – Probabilistisches Modell" anwenden zu können muss die Genauigkeit der Wetterprognose und von physikalischen Modellen verbessert und im Anschluss mit Messwerten validiert werden.

Um die SRR Bereitstellung so effizient wie möglich zu gestalten, den Eigenverbrauch und die Eigenoptimierung der Haushalte möglichst wenig zu beeinflussen kann zusätzlich ein Schieberegister implementiert werden. Dabei wurde gezeigt, dass es zumindest zwei Poolzustände, das aktive Pool und das passive Pool, geben muss. Vorteil des Schieberegisters ist es, dass nicht alle Anlagen jederzeit abrufbar sein müssen, und die SRR Bereitstellung somit flexibler ist. Insgesamt wurden zwei Arten des Schieberegisters analysiert. Bei dem ersten Schieberegister wurden die Anlagen je nach Größe in Pools eingeteilt, welche dann nach festgesetzten Zeiten durch die unterschiedlichen Poolzustände rotieren. Das zweite Schieberegister basierte auf der Idee eines logischen Schaltwerks, bei dem die Anlagen die Poolzustände einzeln je nach Regelenergiepotential und einer maximalen Verweildauer im aktiven Pool durchlaufen und zudem keine konstanten Schaltperioden mehr notwendig sind (*pop & append)*. Nach näherem Betrachten wurde das zweitere Modell mit dem dynamische Schieberegister für die weiteren Überlegungen ausgewählt. Dieses Schieberegister erwies sich als flexibler, potentiell effizienter und robuster gegenüber Ausfällen als das Schieberegister mit fester Anlagenanzahl. Obwohl besagtes Konzept anfangs nur für Wärmepumpen betrachtet wurde, stellte sich heraus, dass es durchaus auch für verschiedene Komponenten genutzt werden könnte. Dies würde nicht nur bedeuten, dass dieselben Komponenten, wie etwa Boiler oder Batteriespeicher, in einem Pool zusammengefasst werden können, sondern, bei einer grundlegenden Erweiterung und komponentenweiser Randbedingungen, auch für verschiedenartige Anlagen in Mischpools funktionieren könnten. Dadurch könnte die Effizienz für die Bereitstellung von Regelenergie so umgesetzt werden, dass Prosumer wesentlich geringere Einschränkungen erfahren, während das bestehende Potential effektiver ausgenützt werden kann. Zudem konnten die Effekte der Implementierung eines Schieberegisters durch die Arbeitspunktnachführung dokumentiert werden.

Abschließend kann festgehalten werden, dass es technische, als auch praktische Lösungen zur Baselineerstellung von distributiven Haushalten gibt. Baselines können sowohl

für Batteriespeicher, WPs, als auch für Photovoltaikanlagen erstellt werden. Die erstellten Baselines und weiterführende Konzepte sind allerdings anschließend von der APG zu bewilligen. Deshalb kann es durchaus dazu kommen, dass Details des einen oder anderen Konzepts an die erweiterten Anforderungen des TSO angepasst werden müssen.

Die zukünftige Schwierigkeit liegt daher nicht notwendigerweise im Nachweis der erbrachten Regelenergie, sondern weiterführend in der Angebotsstellung der Regelenergie, der Koordination der Anlagen und in der Erhöhung der der Prognosegüte.

11 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Markt / UseCase	Primär-regel-markt	Sekundär-regel-markt	Tertiär-regel-markt	DA-Markt		ID-Markt	
				Ein-kauf	Optimie-rung	Einkauf	Optimie-rung
Reference				**X**			
DA					**X**		
PRL + ID	**X**				**X**	**X**	
SRL + ID		**X**			**X**	**X**	
TRL + ID			**X**		**X**	**X**	
DA-ID					**X**		**X**
CO2				**X**			

Tabelle 22 Use-Cases und Märkte, an denen bei den jeweiligen Use-Cases auf welche Art und Weise teilgenommen wird

Die in Tabelle 22 aufgeführten Use-Cases wurden mittels gemischt ganzzahliger Programmierung bzw. im Fall der Batterie mithilfe von Machine Learning Algorithmen modelliert. Anschließend wurden Simulationen für verschiedene Zeiträume, verschiedene Pools und verschiedene Use-Cases durchgeführt. Es zeigt sich, dass die Teilnahme am Sekundärregelenergiemarkt für alle Pools ausnahmslos die größten Einsparungen erzielt.

Die Aktivierungsabläufe für die Demoanwendungen müssen gut strukturiert und zeitlich richtig getaktet werden, damit jeder Teilnehmer zur richtigen Zeit, alle Daten zur Verfügung hat, und der Geschäftsabschluss zeitgerecht vor Marktschluss zustanden kommen kann.

Für den Fall, dass die Verbindung zwischen den Komponenten und der Flex+ Plattform abreißt, bedarf es komponentenspezifischer Fallback-Modi. Im Normalfall wird der geplante Fahrplan, soweit vorhanden, ausgeführt. Steht kein Fahrplan zur Verfügung, muss jede Komponente in ihren jeweiligen Standardbetriebsmodus zurückfallen, damit ihre Funktionstüchtigkeit nicht eingeschränkt wird.

Um mit den verschiedenen Komponenten an den Regelenergiemärkten teilnehmen zu können, sind gewisse Anforderungen vom Regelenergieanbieter notwendig, damit die Erbringung der Regelenergie bzw. dessen Nachweis gewährleistet ist. Dies wird in den Baseline Konzepten vorgestellt.

Die Modelle werden im Rahmen des Projektes Flex+ auch bei einem Feldversuch angewendet und getestet. Das Pooling findet dabei über Komponenten-Pools statt, welche über einen Aggregator, die sogenannte Flex+ Plattform, mit den vermarktenden Stakeholdern kommunizieren. Alle benötigten Forecasts, wie Wetter- und Verbrauchsprognosen werden auf der Flex+ Plattform aggregiert und können von den Komponentenpools abgerufen werden. Der Optimierer findet den preisgünstigsten/CO_2 -ärmsten Fahrplan, anschließend wird das Regelenergieangebot gestellt, und wenn dieses bestätigt oder abgelehnt wird, wird je nachdem ein weiteres Mal Day-Ahead-optimiert und so ein aktuellerer Fahrplan erstellt. Diese Fahrpläne werden dann von den Komponenten-Pools an die Flex+ Plattform und von dort an die Lieferanten und Regelenergieanbieter übermittelt. Als erster Schritt wird das Gebäudemodell validiert und auf Plausibilität überprüft, anschließend kann das Wärmepumpenmodell noch adaptiert werden. Außerdem spielt die Qualität der Wetter- und Lastprognosen eine essentielle Rolle, denn bei größeren Nachkäufen kann es vorkommen, dass am Ende mit dem Nachkauf gleich viele Kosten entste-

hen, wie zu Beginn im Referenzszenario. Ein weiterer wichtiger zu untersuchender Parameter ist, ab welcher Prognosequalität die Optimierung insgesamt nicht mehr rentabel ist.

Aus den Ergebnissen der Optimierungen lassen sich mögliche Einsparungspotentiale ableiten. Die Simulationen wurden bis auf die Abrufwahrscheinlichkeiten mit perfekten Prognosen gerechnet, daher fallen die monetären Einsparungen im Realbetrieb voraussichtlich geringer aus. Die Potentiale für Einsparungen sind nichtsdestotrotz vorhanden. Die Demonstrationen werden mehr Aufschluss über das tatsächliche Einsparpotential geben.

Manche Komponenten erscheinen basierend auf den Simulationen geeigneter als andere, um an verschiedenen Strommärkten teilzunehmen. Ob dies in der Realität zutrifft, wird sich im Realbetrieb zeigen. Die Prognosequalität spielt dabei eine sehr große Rolle, ebenso wie das Nutzerverhalten. Dies wirkt sich bei den thermischen Komponenten stark aus, da der Nutzer auf mehrere Arten die Raum- und Wassertemperaturen beeinflussen kann, indem er den Warmwasserbrauch stark verändert, oder beispielsweise durch das Öffnen von Fenstern oder der Beeinflussung der Raumtemperatur durch mehrere Personen im Zimmer usw. Beim Batteriespeicher, der vollständig für den Handel genutzt werden kann ist diese mögliche Einflussnahme geringer. Dessen Unsicherheit hängt zwar ebenfalls von Erzeugungs- und Verbrauchsprognosen ab, dessen Nutzung spielt aber nicht unmittelbar für den Komfort des Nutzers eine Rolle. Bei den Elektroautos wiederum, ist aufgrund der Unterbrechungen durch den Nutzer und die verkürzten Nutzungszeiten das Flexibilitäts- und Verschiebepotential stark verringert. Die Simulationen haben gezeigt, dass es sich lohnt, das vorgeschlagene Pooling weiterhin durch Forschungsarbeit zu verfolgen und die weiteren Demonstrationen im Projekt umzusetzen. Durch die Demonstrationen lässt sich feststellen, wie sehr sich die Ergebnisse der Simulationen auf den Realbetrieb umlegen lassen und welche Herausforderungen bei der Umsetzung auftreten.

12 Referenzen

Chasparis, G., & Lettner, C. (2020). Reinforcement-Learning-based Optimization for Day-ahead Flexibility Extraction in Battery Pools. *IFAC 2020.* Berlin.

Chasparis, G., Pichler, M., Spreitzhofer, J., & Esterl, T. (2019). A cooperative demand-response framework for day-ahead optimization in battery pools. *Energy Informatics, 2*(1).

Chasparis, G., Pichler, M., Spreitzhofer, J., & Tara, E. (2019). A cooperative demand-response framework for day-ahead optimization in battery pools. *Energy Informatics, 2*(1).

M. Hartl, P. B. (2016). *Österreichische Technologie-Roadmap für Wärmepumpen.* Wien: Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie.

Mayer, A. (2019). *3-Seiten Baseline Flex+.*

P. Sumerauer (iDM), A. Wieser (iDM), C. Bacher (iDM), T. Ayoub (WD), R. Engelmair (APG). (2019). Baseline - Arbeitspunktbestimmung für iDM-WP-Pool zur Teilnahme am RE-Markt. *Konsortialmeeting.* Großschönau: iDM.

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

13 Ergebnistabellen Anhang

13.1 Batteriepool

13.1.1 DA

Zeitraum 1

KPI	Einheit	Referenzszenario	DA Markt
Negative Regelenergie	EUR/kW	0	0
Positive Regelenergie	EUR/kW	0	
Day-Ahead Markt Käufe	EUR/kW	26,00	24,68
Day-Ahead Markt Verkäufe	EUR/KW	-17,99	-18.82
Intraday Markt Käufe	EUR/kW	0	0
Intraday Markt Verkäufe	EUR/kW	0	0
Netzkosten und Abgaben	EUR/Jahr	50,34	51,20
Gesamtkosten	EUR/kW	58,35	57,06
Gesamtersparnisse im Vergleich zum Referenzszenario	EUR/kW		-1,29

KPI	Einheit	Referenzszenario	DA Markt
Negative Regelenergie	kWh/kW	0	0
Positive Regelenergie	kWh/kW	0	0
Day-Ahead Markt Käufe	kWh/kW	729,48	741,86
Day-Ahead Markt Verkäufe	kWh/kW	424,82	423,61
Intraday Markt Käufe	kWh/kW	0	0
Intraday Markt Verkäufe	kWh/kW	0	0
Gesamtverbrauch	kWh/kW	1154,3	1165,47
Gesamtverbrauch im Vergleich zum Referenzszenario	kWh/kW		11,17

Zeitraum 2

KPI	Einheit	Referenzszenario	DA Markt
Negative Regelenergie	EUR/kW	0	0
Positive Regelenergie	EUR/kW	0	0
Day-Ahead Markt Käufe	EUR/kW	50,49	49,31
Day-Ahead Markt Verkäufe	EUR/kW	-10,59	-11,39
Intraday Markt Käufe	EUR/kW	0	0
Intraday Markt Verkäufe	EUR/kW	0	0
Netzkosten und Abgaben	EUR/kW	64,34	65,21
Gesamtkosten	EUR/kW	104,24	103,13
Gesamtersparnisse im Vergleich zum Referenzszenario	EUR/kW		-1,11

KPI	Einheit	Referenzszenario	DA Markt
Negative Regelenergie	kWh/kW		
Positive Regelenergie	kWh/kW		
Day-Ahead Markt Käufe	kWh/kW	932,42	944,79
Day-Ahead Markt Verkäufe	kWh/KW	317,71	315,26
Intraday Markt Käufe	kWh/kW		
Intraday Markt Verkäufe	kWh/kW	0	0
Gesamtverbrauch	kWh/kW	1250,13	1260,05
Gesamtverbrauch im Vergleich zum Referenzszenario	kWh/kW		9,92

13.1.2 PRL+DA+ID

Zeitraum 1

KPI	Einheit	Referenzszenario	PRL+DA+ID
Negative Regelenergie	EUR/kW	0	-1,94
Positive Regelenergie	EUR/kW	0	(-1,94)
Day-Ahead Markt Käufe	EUR/kW	26,00	25,80
Day-Ahead Markt Verkäufe	EUR/KW	-17,99	-18,96
Intraday Markt Käufe	EUR/kW	0	$1{,}26\ 10^{-4}$
Intraday Markt Verkäufe	EUR/kW	0	$-2{,}55\ 10^{-4}$
Netzkosten und Abgaben	EUR/Jahr	50,34	50,27
Gesamtkosten	EUR/kW	58,35	55,17
Gesamtersparnisse im Vergleich zum Referenzszenario	EUR/kW		-3,18

KPI	Einheit	Referenzszenario	PRL+DA+ID
Negative Regelenergie[4]	kWh/kW	0	176,68 (10,59)
Positive Regelenergie[4]	kWh/kW	0	176,68 (2,34)
Day-Ahead Markt Käufe	kWh/kW	729,48	727,86
Day-Ahead Markt Verkäufe	kWh/kW	424,82	432,22
Intraday Markt Käufe	kWh/kW		$2{,}70\ 10^{-3}$
Intraday Markt Verkäufe	kWh/kW	0	$4{,}70\ 10^{-3}$
Gesamtverbrauch	kWh/kW	1154,3	1513,40 (1173,00)
Gesamtverbrauch im Vergleich zum Referenzszenario	kWh/kW		359,10 (18,70)

Zeitraum 2

KPI	Einheit	Referenzszenario	PRL+DA+ID - Markt
Negative Regelenergie	EUR/kW	0	-2,40

Positive Regelenergie	EUR/kW	0	(-2,40)
Day-Ahead Markt Käufe	EUR/kW	50,49	50,40
Day-Ahead Markt Verkäufe	EUR/KW	-10,59	-11,49
Intraday Markt Käufe	EUR/kW	0	$2{,}03\ 10^{-4}$
Intraday Markt Verkäufe	EUR/kW	0	$-9{,}49\ 10^{-5}$
Netzkosten und Abgaben	EUR/kW	64,34	64,34
Gesamtkosten	EUR/kW	104,24	100,85
Gesamtersparnisse im Vergleich zum Referenzszenario	EUR/kW		-3,39

KPI	Einheit	Referenzszenario	PRL+DA+ID - Markt
Negative Regelenergie[4]	kWh/kW		217,99 (11,04)
Positive Regelenergie[4]	kWh/kW		217,99 (4,16)
Day-Ahead Markt Käufe	kWh/kW	932,42	931,91
Day-Ahead Markt Verkäufe	kWh/KW	317,71	325,01
Intraday Markt Käufe	kWh/kW		$4{,}70\ 10^{-3}$
Intraday Markt Verkäufe	kWh/kW	0	$1{,}70\ 10^{-3}$
Gesamtverbrauch	kWh/kW	1250,13	1692,90 (1272,10)
Gesamtverbrauch im Vergleich zum Referenzszenario	kWh/kW		442,77 (21,97)

13.1.3 SRL+DA+ID

Zeitraum 1

KPI	Einheit	Referenzszenario	SRL+DA+ID - Markt
Negative Regelenergie	EUR/kW	0	-10,57
Positive Regelenergie	EUR/kW	0	-1,97

Day-Ahead Markt Käufe	EUR/kW	26,00	24,67
Day-Ahead Markt Verkäufe	EUR/KW	-17,99	-18,77
Intraday Markt Käufe	EUR/kW	0	0,50 10^{-2}
Intraday Markt Verkäufe	EUR/kW	0	-1,43 10^{-4}
Netzkosten und Abgaben	EUR/kW	50,34	47,91
Gesamtkosten	EUR/kW	58,35	41,28
Gesamtersparnisse im Vergleich zum Referenzszenario	EUR/kW		-17,07

KPI	**Einheit**	**Referenzszenario**	**SRL+DA+ID - Markt**
Negative Regelenergie[4]	kWh/kW	0	707,90 (44,78)
Positive Regelenergie[4]	kWh/kW	0	147,52 (3,84)
Day-Ahead Markt Käufe	kWh/kW	729,48	693,99
Day-Ahead Markt Verkäufe	kWh/kW	424,82	426,86
Intraday Markt Käufe	kWh/kW	0	0,16
Intraday Markt Verkäufe	kWh/kW	0	1,42 10^{-2}
Gesamtverbrauch[4]	kWh/kW	1154,3	1976,40 (1169,60)
Gesamtverbrauch im Vergleich zum Referenzszenario[4]	kWh/kW		822,10 (15,30)

Zeitraum 1 (Nur negative RE in den ersten beiden 4h-Blöcken)

KPI	**Einheit**	**Referenzszenario**	**SRL+DA+ID – Markt (nur negative RE in den ersten beiden 4h-Blöcken)**
Negative Regelenergie	EUR/kW	0	-6,35
Positive Regelenergie	EUR/kW	0	0

[4] Die aktivierte Energie ist in Klammern angegeben.

Day-Ahead Markt Käufe	EUR/kW	26,00	25,46
Day-Ahead Markt Verkäufe	EUR/KW	-17,99	-18,82
Intraday Markt Käufe	EUR/kW	0	0,00
Intraday Markt Verkäufe	EUR/kW	0	0,00
Netzkosten und Abgaben	EUR/kW	50,34	49,48
Gesamtkosten	EUR/kW	58,35	49,77
Gesamtersparnisse im Vergleich zum Referenzszenario	EUR/kW		-8,58

KPI	**Einheit**	**Referenzszenario**	**SRL+DA+ID – Markt (nur negative RE in den ersten beiden 4h-Blöcken)**
Negative Regelenergie[5]	kWh/kW	0	345,01 (17,84)
Positive Regelenergie[4]	kWh/kW	0	0,00 (0,00)
Day-Ahead Markt Käufe	kWh/kW	729,48	716,87
Day-Ahead Markt Verkäufe	kWh/kW	424,82	428,52
Intraday Markt Käufe	kWh/kW	0	0,00
Intraday Markt Verkäufe	kWh/kW	0	0,00
Gesamtverbrauch[4]	kWh/kW	1154,3	1490,40 (1163,20)
Gesamtverbrauch im Vergleich zum Referenzszenario[4]	kWh/kW		336,10 (8,90)

Zeitraum 2

KPI	**Einheit**	**Referenzszenario**	**SRL+DA+ID - Markt**

[5] Die aktivierte Energie ist in Klammern angegeben.

Negative Regelenergie	EUR/kW	0	-2,91
Positive Regelenergie	EUR/kW	0	-0,61
Day-Ahead Markt Käufe	EUR/kW	50,49	46,32
Day-Ahead Markt Verkaüfe	EUR/kW	-10,59	-11,28
Intraday Markt Käufe	EUR/kW	0	$1{,}60\ 10^{-3}$
Intraday Markt Verkäufe	EUR/kW	0	$-1{,}70\ 10^{-3}$
Netzkosten und Abgaben	EUR/kW	64,34	59,42
Gesamtkosten	EUR/kW	104,24	90,94
Gesamtersparnisse im Vergleich zum Referenzszenario	EUR/kW		-13,30

KPI	**Einheit**	**Referenzszenario**	**SRL+DA+ID - Markt**
Negative Regelenergie[4]	kWh/kW		639,89 (85,13)
Positive Regelenergie[4]	kWh/kW		36,93 (8,31)
Day-Ahead Markt Käufe	kWh/kW	932,42	861,05
Day-Ahead Market Verkäufe	kWh/kW	317,71	317,11
Intraday Markt Käufe	kWh/kW	0	$2{,}99\ 10^{-2}$
Intraday Markt Verkäufe	kWh/kW	0	$3{,}45\ 10^{-2}$
Gesamtverbrauch	kWh/kW	1250,13	1855,00 (1271,70)
Gesamtverbrauch im Vergleich zum Referenzszenario	kWh/kW		604,87 (21,57)

Zeitraum 2 (Nur negative RE in den ersten beiden 4h-Blöcken)

KPI	**Einheit**	**Referenzszenario**	**SRL+DA+ID – Markt (nur negative RE in den ersten beiden 4h-Blöcken)**

Negative Regelenergie	EUR/kW	0	-2,75
Positive Regelenergie	EUR/kW	0	0,00
Day-Ahead Markt Käufe	EUR/kW	50,49	48,73
Day-Ahead Markt Verkaüfe	EUR/kW	-10,59	-11,48
Intraday Markt Käufe	EUR/kW	0	0,00
Intraday Markt Verkäufe	EUR/kW	0	0,00
Netzkosten und Abgaben	EUR/kW	64,34	61,99
Gesamtkosten	EUR/kW	104,24	96,38
Gesamtersparnisse im Vergleich zum Referenzszenario	EUR/kW		-7,86

KPI	**Einheit**	**Referenzszenario**	**SRL+DA+ID – Markt (nur negative RE in den ersten beiden 4h-Blöcken)**
Negative Regelenergie[4]	kWh/kW		310,49 (43,56)
Positive Regelenergie[4]	kWh/kW		0,00 (0,00)
Day-Ahead Markt Käufe	kWh/kW	932,42	898,10
Day-Ahead Market Verkäufe	kWh/kW	317,71	323,24
Intraday Markt Käufe	kWh/kW	0	0,00
Intraday Markt Verkäufe	kWh/kW	0	0,00
Gesamtverbrauch	kWh/kW	1250,13	1531,80 (1264,90)
Gesamtverbrauch im Vergleich zum Referenzszenario	kWh/kW		281,67 (14,77)

13.1.4 TRL+DA+ID

Zeitraum 1

KPI	Einheit	Referenzszenario	TRL+DA+ID - Markt
Negative Regelenergie	EUR/kW	0	-0,39
Positive Regelenergie	EUR/kW	0	$-2{,}12\ 10^{-2}$
Day-Ahead Markt Käufe	EUR/kW	26,00	25,93
Day-Ahead Markt Verkäufe	EUR/KW	-17,99	-18,77
Intraday Markt Käufe	EUR/kW		$2{,}98\ 10^{-4}$
Intraday Markt Verkäufe	EUR/kW		0
Netzkosten und Abgaben	EUR/kW	50,34	50,49
Gesamtkosten	EUR/kW	58,35	57,24
Gesamtersparnisse im Vergleich zum Referenzszenario	EUR/kW		-1,11

KPI	Einheit	Referenzszenario	TRL+DA+ID - Markt
Negative Regelenergie[4]	kWh/kW	0	428,61 (0)
Positive Regelenergie[4]	kWh/kW	0	57,14 (0)
Day-Ahead Markt Käufe	kWh/kW	729,48	731,57
Day-Ahead Markt Verkäufe	kWh/kW	424,82	427,22
Intraday Markt Käufe	kWh/kW		$5{,}50\ 10^{-3}$
Intraday Markt Verkäufe	kWh/kW		0
Gesamtverbrauch[4]	kWh/kW	1154,3	1644,50 (1158,80)
Gesamtverbrauch im Vergleich zum Referenzszenario[4]	kWh/kW		490,20 (4,50)

Zeitraum 2

KPI	Einheit	Referenzszenario	TRL+DA+ID - Markt
Negative Regelenergie	EUR/kW	0	-1,31
Positive Regelenergie	EUR/kW	0	$-3{,}97\ 10^{-2}$
Day-Ahead Markt Käufe	EUR/kW	50,49	50,48
Day-Ahead Markt Verkäufe	EUR/kW	-10,59	-11,33
Intraday Markt Käufe	EUR/kW	0	$3{,}64\ 10^{-4}$
Intraday Markt Verkäufe	EUR/kW	0	0
Netzkosten und Abgaben	EUR/kW	64,34	64,48
Gesamtkosten	EUR/kW	104,24	102,28
Gesamtersparnisse im Vergleich zum Referenzszenario	EUR/kW		-1,96

KPI	Einheit	Referenzszenario	TRL+DA+ID - Markt
Negative Regelenergie	kWh/kW		885,89 (0)
Positive Regelenergie	kWh/kW		72,30 (0)
Day-Ahead Markt Käufe	kWh/kW	932,42	934,41
Day-Ahead Markt Verkäufe	kWh/kW	317,71	320,06
Intraday Markt Käufe	kWh/kW		$1{,}00\ 10^{-2}$
Intraday Markt Verkäufe	kWh/kW	0	0
Gesamtverbrauch	kWh/kW	1250,13	2212,70 (1254,50)
Gesamtverbrauch im Vergleich zum Referenzszenario	kWh/kW		962,57 (4,37)

13.1.5 DA+ID

KPI	Einheit	Referenzszenario	DA+ID - Markt
Negative Regelenergie	EUR/kW	0	0
Positive Regelenergie	EUR/kW	0	0
Day-Ahead Markt Käufe	EUR/kW	3,36	2,92
Day-Ahead Markt Verkäufe	EUR/KW	$-6{,}40\ 10^{-3}$	$-9{,}14\ 10^{-5}$
Intraday Markt Käufe	EUR/kW	0	0,2476
Intraday Markt Verkäufe	EUR/kW	0	$-9{,}20\ 10^{-3}$
Netzkosten und Abgaben	EUR/kW	5,64	5,73
Gesamtkosten	EUR/kW	8,99	8,89
Gesamtersparnisse im Vergleich zum Referenzszenario	EUR/kW		-0,10

KPI	Einheit	Referenzszenario	DA+ID - Markt
Negative Regelenergie	kWh/kW	0	0
Positive Regelenergie	kWh/kW	0	0
Day-Ahead Markt Käufe	kWh/kW	81,70	71,79
Day-Ahead Markt Verkäufe	kWh/kW	0,16	$2{,}30\ 10^{-3}$
Intraday Markt Käufe	kWh/kW	0	11,25
Intraday Markt Verkäufe	kWh/kW	0	0,17
Gesamtverbrauch	kWh/kW	81,86	83,21
Gesamtverbrauch im Vergleich zum Referenzszenario	kWh/kW		1,35

13.1.6 CO2-Vergleich

Zeitraum 2

KPI	Einheit	Referenzszenario	DA - Markt
Negative Regelenergie	EUR/kW	0	0
Positive Regelenergie	EUR/kW	0	0
Day-Ahead Markt Käufe	EUR/kW	50,49	50,52
Day-Ahead Markt Verkäufe	EUR/kW	-10,59	-10,65
Intraday Markt Käufe	EUR/kW	0	0
Intraday Markt Verkäufe	EUR/kW	0	0
Netzkosten und Abgaben	EUR/kW	64,34	64,56
Gesamtkosten	EUR/kW	104,24	104,43
Gesamtersparnisse im Vergleich zum Referenzszenario	EUR/kW		0,19

KPI	Einheit	Referenzszenario	DA - Markt
Negative Regelenergie	kWh/kW		0
Positive Regelenergie	kWh/kW		0
Day-Ahead Markt Käufe	kWh/kW	932,42	935,50
Day-Ahead Markt Verkäufe	kWh/kW	317,71	315,96
Intraday Markt Käufe	kWh/kW		0
Intraday Markt Verkäufe	kWh/kW	0	0
Gesamtverbrauch	kWh/kW	1250,13	1251,46
Gesamtverbrauch im Vergleich zum Referenzszenario	kWh/kW		1,33

13.2 Boilerpool

13.2.1 DA

Zeitraum 1

KPI	Einheit	Referenzszenario	Day-Ahead- Markt
Negative Regelenergie	EUR/kW	0	0
Positive Regelenergie	EUR/kW	0	0
Day-Ahead Markt Käufe	EUR/kW	13,82	8,135
Intraday Markt Käufe	EUR/kW	0	0
Intraday Markt Verkäufe	EUR/kW	0	0
Netzkosten und Abgaben	EUR/Jahr	46,64	48,14
Gesamtkosten	EUR/kW	60,46	56,27
Gesamtersparnisse im Vergleich zum Referenzszenario	EUR/kW	4,195	

KPI	Einheit	Referenzszenario	Day-Ahead- Markt
Negative Regelenergie	kWh/kW	0	0
Positive Regelenergie	kWh/kW	0	0
Day-Ahead Markt Käufe	kWh/kW	349,50	360,70
Intraday Markt Käufe	kWh/kW	0	0
Intraday Markt Verkäufe	kWh/kW	0	0
Gesamtverbrauch	kWh/kW	349,50	360,70
Gesamtverbrauch im Vergleich zum Referenzszenario	kWh/kW	11,2	

Zeitraum 2

KPI	Einheit	Referenzszenario	Day-Ahead- Markt

Negative Regelenergie	EUR/kW	0	0
Positive Regelenergie	EUR/kW	0	0
Day-Ahead Markt Käufe	EUR/kW	14,41	10,03
Intraday Markt Käufe	EUR/kW	0	0
Intraday Markt Verkäufe	EUR/kW	0	0
Netzkosten und Abgaben	EUR/Jahr	42,32	43,57
Gesamtkosten	EUR/kW	56,73954	53,60
Gesamtersparnisse im Vergleich zum Referenzszenario	EUR/kW	3,135537	

KPI	**Einheit**	**Referenzszenario**	**Day-Ahead- Markt**
Negative Regelenergie	kWh/kW	0	0
Positive Regelenergie	kWh/kW	0	0
Day-Ahead Markt Käufe	kWh/kW	317,15	326,49
Intraday Markt Käufe	kWh/kW	0	0
Intraday Markt Verkäufe	kWh/kW	0	0
Gesamtverbrauch	kWh/kW	317,15	326,49
Gesamtverbrauch im Vergleich zum Referenzszenario	kWh/kW	9,34617	

13.2.2 SRL+DA+ID

Zeitraum 1

KPI	**Einheit**	**Referenzszenario**	**Day-Ahead- Markt**
Negative Regelenergie	EUR/kW	0	2,75
Positive Regelenergie	EUR/kW	0	2,39
Day-Ahead Markt Käufe	EUR/kW	13,82	9,40

Intraday Markt Käufe	EUR/kW	0	44,25
Intraday Markt Verkäufe	EUR/kW	0	23,3
Netzkosten und Abgaben	EUR/Jahr	46,64	45,00
Gesamtkosten	EUR/kW	60,46	49,26
Gesamtersparnisse im Vergleich zum Referenzszenario	EUR/kW	11,2067	

KPI	**Einheit**	**Referenzszenario**	**Day-Ahead- Markt**
Negative Regelenergie	kWh/kW	0	205,64
Positive Regelenergie	kWh/kW	0	116,20
Day-Ahead Markt Käufe	kWh/kW	349,50	333,12
Intraday Markt Käufe	kWh/kW	0	5866,90
Intraday Markt Verkäufe	kWh/kW	0	3858,41
Gesamtverbrauch	kWh/kW	349,50	433,73
Gesamtverbrauch im Vergleich zum Referenzszenario	kWh/kW	84,2356	

Zeitraum 2

KPI	**Einheit**	**Referenzszenario**	**Day-Ahead- Markt**
Negative Regelenergie	EUR/kW	0	0,46
Positive Regelenergie	EUR/kW	0	1,28
Day-Ahead Markt Käufe	EUR/kW	14,41	10,67

Intraday Markt Käufe	EUR/kW	0	67,509
Intraday Markt Verkäufe	EUR/kW	0	44,34
Netzkosten und Abgaben	EUR/Jahr	42,32	40,07
Gesamtkosten	EUR/kW	56,73954	49,00
Gesamtersparnisse im Vergleich zum Referenzszenario	EUR/kW	7,733918	

KPI	**Einheit**	**Referenzszenario**	**Day-Ahead- Markt**
Negative Regelenergie	kWh/kW	0	200,43
Positive Regelenergie	kWh/kW	0	101,28
Day-Ahead Markt Käufe	kWh/kW	317,15	300,03
Intraday Markt Käufe	kWh/kW	0	7734,58
Intraday Markt Verkäufe	kWh/kW	0	7417,23
Gesamtverbrauch	kWh/kW	317,15	400,93
Gesamtverbrauch im Vergleich zum Referenzszenario	kWh/kW	83,7916	

13.2.3 TRL+DA+ID

Zeitraum 1

KPI	**Einheit**	**Referenzszenario**	**Day-Ahead- Markt**
Negative Regelenergie	EUR/kW	0	0,24
Positive Regelenergie	EUR/kW	0	0
Day-Ahead Markt Käufe	EUR/kW	13,82	8,19454
Intraday Markt Käufe	EUR/kW	0	0

Intraday Markt Verkäufe	EUR/kW	0	0
Netzkosten und Abgaben	EUR/Jahr	46,64	48,21
Gesamtkosten	EUR/kW	60,46	56,16
Gesamtersparnisse im Vergleich zum Referenzszenario	EUR/kW	4,311762	

KPI	**Einheit**	**Referenzszenario**	**Day-Ahead- Markt**
Negative Regelenergie	kWh/kW	0	74,58
Positive Regelenergie	kWh/kW	0	0,229
Day-Ahead Markt Käufe	kWh/kW	349,50	361,21
Intraday Markt Käufe	kWh/kW	0	0
Intraday Markt Verkäufe	kWh/kW	0	0
Gesamtverbrauch	kWh/kW	349,50	435,60
Gesamtverbrauch im Vergleich zum Referenzszenario	kWh/kW	86,06651	

Zeitraum 2

KPI	**Einheit**	**Referenzszenario**	**Day-Ahead- Markt**
Negative Regelenergie	EUR/kW	0	0,04
Positive Regelenergie	EUR/kW	0	0
Day-Ahead Markt Käufe	EUR/kW	14,41	10,05
Intraday Markt Käufe	EUR/kW	0	0
Intraday Markt Verkäufe	EUR/kW	0	0

Netzkosten und Abgaben	EUR/Jahr	42,32	43,57
Gesamtkosten	EUR/kW	56,73954	53,59
Gesamtersparnisse im Vergleich zum Referenzszenario	EUR/kW	3,152002	

KPI	**Einheit**	**Referenzszenario**	**Day-Ahead- Markt**
Negative Regelenergie	kWh/kW	0	28,51
Positive Regelenergie	kWh/kW	0	0,56
Day-Ahead Markt Käufe	kWh/kW	317,15	326,51
Intraday Markt Käufe	kWh/kW	0	0
Intraday Markt Verkäufe	kWh/kW	0	0
Gesamtverbrauch	kWh/kW	317,15	354,47
Gesamtverbrauch im Vergleich zum Referenzszenario	kWh/kW	37,3268	

13.2.4 DA+ID

KPI	**Einheit**	**Referenzszenario**	**Day-Ahead-und Intraday-Markt**
Day-Ahead Markt Käufe	EUR/kW	0,59	0,42
Intraday Markt Käufe	EUR/kW	0	0,50
Intraday Markt Verkäufe	EUR/kW	0	0,75
Netzkosten und Abgaben	EUR/kW	1,76	1,88
Gesamtkosten	EUR/kW	2,35	2,05
Gesamtersparnisse im Vergleich zum Referenzszenario	EUR/kW	0,28	

KPI	Einheit	Referenzszenario	Day-Ahead-und Intraday-Markt
Day-Ahead Markt Käufe	kWh/kW	13,18	13,45482242
Intraday Markt Käufe	kWh/kW	0	29,24
Intraday Markt Verkäufe	kWh/kW	0	28,62
Gesamtverbrauch	kWh/kW	13,18	14,0791
Gesamtverbrauch im Vergleich zum Referenzszenario	kWh/kW	0,89	

13.2.5 CO_2 Vergleich

KPI	Einheit	Referenzszenario	CO_2
Negative Regelenergie	EUR/kW	0	0
Positive Regelenergie	EUR/kW	0	0
Day-Ahead Markt Käufe	EUR/kW	14,41	14,51
Intraday Markt Käufe	EUR/kW	0	0
Intraday Markt Verkäufe	EUR/kW	0	0
Netzkosten und Abgaben	EUR/kW	42,33	44,92
Gesamtkosten	EUR/kW	56,73	59,44
Gesamtersparnisse im Vergleich zum Referenzszenario	EUR/kW	-2,70	

KPI	Einheit	Referenzszenario	CO_2
Negative Regelenergie	kWh/kW	0	0
Positive Regelenergie	kWh/kW	0	0
Day-Ahead Markt Käufe	kWh/kW	317,14	336,61
Intraday Markt Käufe	kWh/kW	0	0

Intraday Markt Verkäufe	kWh/kW	0	0
Gesamtverbrauch	kWh/kW	317,14	336,61
Gesamtverbrauch im Vergleich zum Referenzszenario	kWh/kW	19,47	

KPI	**Einheit**	**Referenzszenario**	**CO_2**
Negative Regelenergie	kg/kW	0	0
Positive Regelenergie	kg/kW	0	0
Day-Ahead Markt Käufe	kg/kW	46,38	38,17
Intraday Markt Käufe	kg/kW	0	0
Intraday Markt Verkäufe	kg/kW	0	0
Gesamtverbrauch	kg/kW	46,38	38,17
Gesamtverbrauch im Vergleich zum Referenzszenario	kg/kW	-8,21	

13.2.6 Vergleich von stündlichen und ¼-stündlichen Marktpreisen

KPI	**Einheit**	**Ref-1h**	**Ref-1/4h**	**DA-1h**	**DA-1/4h**
Negative Regelenergie	EUR/kW	0	0	0	0
Positive Regelenergie	EUR/kW	0	0	0	0
Day-Ahead Markt Käufe	EUR/kW	14,41	14,48	10,03	5,38
Intraday Markt Käufe	EUR/kW	0	0	0	0
Intraday Markt Verkäufe	EUR/kW	0	0	0	0
Netzkosten und Abgaben	EUR/Jahr	42,32	42,33	43,57	43,50
Gesamtkosten	EUR/kW	56,73	56,81	53,60	48,88
Gesamtersparnisse mit 1h-Preisen	EUR/kW	3,13			
Gesamtersparnisse mit 1/4h-Preisen	Euro/kW	7,93			

13.3 E-Auto-Pool

13.3.1 DA

Zeitraum 1

Tabelle 23: Case Study E-Mobility-Pool - Day-Ahead-Szenario– Zeitraum 1

KPI	Einheit	Referenz-szenario	Day-Ahead-Szenario
Day-Ahead Markt Käufe	EUR/kW/Jahr	7,92	7,11
Day-Ahead Markt Verkäufe	EUR/kW/Jahr	0	0
Netzkosten und Abgaben	EUR/kW/Jahr	24,74	24,96
Gesamtkosten	EUR/kW/Jahr	32,66	32,07
Differenz der Gesamtkosten im Vergleich zum Referenzszenario	EUR/kW/Jahr		-0,59
Day-Ahead Markt Käufe	kWh/kW/Jahr	210,42	213,74
Day-Ahead Markt Verkäufe	kWh/kW/Jahr	0	0
Gesamtverbrauch	kWh/kW/Jahr	210,42	213,74
Differenz des Gesamtverbrauchs im Vergleich zum Referenzszenario	kWh/kW/Jahr		3,32

Tabelle 24: Case Study E-Mobility-Pool - Day-Ahead-Szenario– Zeitraum 1 – Parametervariation

KPI	Einheit	Referenzszenario mit Parametervariation	Day-Ahead-Szenario mit Parametervariation
Day-Ahead Markt Käufe	EUR/kW/Jahr	3,16	2,75
Day-Ahead Markt Verkäufe	EUR/kW/Jahr	0	0
Netzkosten und Abgaben	EUR/kW/Jahr	9,78	9,87
Gesamtkosten	EUR/kW/Jahr	12,94	12,63
Differenz der Gesamtkosten im Vergleich zum Referenzszenario	EUR/kW/Jahr		-0,31
Day-Ahead Markt Käufe	kWh/kW/Jahr	82,99	84,4
Day-Ahead Markt Verkäufe	kWh/kW/Jahr	0	0

Gesamtverbrauch	kWh/kW/Jahr	82,99	84,4
Differenz des Gesamtverbrauchs im Vergleich zum Referenzszenario	kWh/kW/Jahr		1,41

Szenario 2

Tabelle 25: Case Study E-Mobility-Pool - Day-Ahead-Szenario– Zeitraum 2

KPI	**Einheit**	**Referenz-szenario**	**Day-Ahead-Szenario**
Day-Ahead Markt Käufe	EUR/kW/Jahr	9,09	8,12
Day-Ahead Markt Verkäufe	EUR/kW/Jahr	0	0
Netzkosten und Abgaben	EUR/kW/Jahr	24,98	25,25
Gesamtkosten	EUR/kW/Jahr	34,08	33,37
Differenz der Gesamtkosten im Vergleich zum Referenzszenario	EUR/kW/Jahr		-0,71
Day-Ahead Markt Käufe	kWh/kW/Jahr	214,1	218,1
Day-Ahead Markt Verkäufe	kWh/kW/Jahr	0	0
Gesamtverbrauch	kWh/kW/Jahr	214,1	218,1
Differenz des Gesamtverbrauchs im Vergleich zum Referenzszenario	kWh/kW/Jahr		4,01

Tabelle 26: Case Study E-Mobility-Pool - Day-Ahead-Szenario– Zeitraum 2 - Parametervariation

KPI	**Einheit**	**Referenzszenario mit Parametervariation**	**Day-Ahead-Szenario mit Parametervariation**
Day-Ahead Markt Käufe	EUR/kW/Jahr	3,62	3,14
Day-Ahead Markt Verkäufe	EUR/kW/Jahr	0	0
Netzkosten und Abgaben	EUR/kW/Jahr	9,87	10
Gesamtkosten	EUR/kW/Jahr	13,49	13,15
Differenz der Gesamtkosten im Vergleich zum Referenzszenario	EUR/kW/Jahr		-0,35
Day-Ahead Markt Käufe	kWh/kW/Jahr	84,39	86,32

Day-Ahead Markt Verkäufe	kWh/kW/Jahr	0	0
Gesamtverbrauch	kWh/kW/Jahr	84,39	86,32
Differenz des Gesamtverbrauchs im Vergleich zum Referenzszenario	kWh/kW/Jahr		1,93

Tabelle 27: Case Study E-Mobility-Pool - Minimal CO2 – Szenario – Zeitraum 2

KPI	Einheit	Referenz-szenario	Day-Ahead Szenario	Minimal CO_2 Szenario
Day-Ahead Markt Käufe	EUR/kW/Jahr	9,09	8,12	9,97
Day-Ahead Markt Verkäufe	EUR/kW/Jahr	0	0	0
Netzkosten und Abgaben	EUR/kW/Jahr	24,98	25,25	25,62
Gesamtkosten	EUR/kW/Jahr	34,08	33,37	35,59
Differenz zum Referenzszenario	EUR/kW/Jahr		-0,71	1,51
Day-Ahead Markt Käufe	kWh/kW/Jahr	214,1	218,1	223,7
Day-Ahead Markt Verkäufe	kWh/kW/Jahr	0	0	0
Gesamtverbrauch	kWh/kW/Jahr	214,1	218,1	223,7
Differenz zum Referenzszenario	kWh/kW/Jahr		4,01	9,6
CO_2 Fußabdruck	$kgCO_2$/kW/Jahr	43,22	44,43	40,52
Differenz zum Referenzszenario	$kgCO_2$/kW/Jahr		1,21	-2,7

Tabelle 28: Case Study E-Mobility-Pool - Minimal CO2 – Szenario – Zeitraum 2 – Parametervariation

KPI	Einheit	Referenzszenario mit Parametervariation	Day-Ahead Szenario mit Parametervariation	Minimal CO_2 Szenario mit Parametervariation

Day-Ahead Markt Käufe	EUR/kW/Jahr	3,62	3,14	3,96
Day-Ahead Markt Verkäufe	EUR/kW/Jahr	0	0	0
Netzkosten und Abgaben	EUR/kW/Jahr	9,87	10	10,13
Gesamtkosten	EUR/kW/Jahr	13,49	13,15	14,09
Differenz zum Referenzszenario	EUR/kW/Jahr		-0,35	0,6
Day-Ahead Markt Käufe	kWh/kW/Jahr	84,39	86,32	88,26
Day-Ahead Markt Verkäufe	kWh/kW/Jahr	0	0	0
Gesamtverbrauch	kWh/kW/Jahr	84,39	86,32	88,26
Differenz zum Referenzszenario	kWh/kW/Jahr		1,93	3,87
CO_2 Fußabdruck	$kgCO_2$/kW/Jahr	17,02	17,58	15,8
Differenz zum Referenzszenario	$kgCO_2$/kW/Jahr		0,56	-1,21

Tabelle 29: Case Study E-Mobility-Pool - Use Case 2 – Zeitraum 1

KPI	Einheit	Referenzszenario	Sekundärregel-, Day-Ahead-und Intraday-Markt
Negative Regelenergie	EUR/kW/Jahr		-3,76
Positive Regelenergie	EUR/kW/Jahr		-0,39
Day-Ahead Markt Käufe	EUR/kW/Jahr	7,92	6,47
Day-Ahead Markt Verkäufe	EUR/kW/Jahr	0	0

Intraday Markt Käufe	EUR/kW/Jahr		1,55
Intraday Markt Verkäufe	EUR/kW/Jahr		-0,74
Netzkosten und Abgaben	EUR/kW/Jahr	24,74	22,93
Gesamtkosten	EUR/kW/Jahr	32,66	26,07
Differenz der Gesamtkosten im Vergleich zum Referenzszenario	EUR/kW/Jahr		-6,59
Negative Regelenergie	kWh/kW/Jahr		35,18
Positive Regelenergie	kWh/kW/Jahr		1,95
Day-Ahead Markt Käufe	kWh/kW/Jahr	210,42	170,58
Day-Ahead Markt Verkäufe	kWh/kW/Jahr	0	0
Intraday Markt Käufe	kWh/kW/Jahr		37,97
Intraday Markt Verkäufe	kWh/kW/Jahr		20,85
Gesamtverbrauch	kWh/kW/Jahr	210,42	220,93
Differenz des Gesamtverbrauchs im Vergleich zum Referenzszenario	kWh/kW/Jahr		10,51

Tabelle 30: Case Study E-Mobility-Pool - Use Case 2 – Zeitraum 1 - Parametervariation

KPI	**Einheit**	**Referenzszenario mit Parametervariation**	**Sekundärregel-, Day-Ahead-und Intraday-Markt mit Parametervariation**
Negative Regelenergie	EUR/kW/Jahr		-1,63
Positive Regelenergie	EUR/kW/Jahr		-0,14
Day-Ahead Markt Käufe	EUR/kW/Jahr	3,16	2,55
Day-Ahead Markt Verkäufe	EUR/kW/Jahr	0	0
Intraday Markt Käufe	EUR/kW/Jahr		0,61
Intraday Markt Verkäufe	EUR/kW/Jahr		-0,28
Netzkosten und Abgaben	EUR/kW/Jahr	9,78	9,11
Gesamtkosten	EUR/kW/Jahr	12,94	10,22

Differenz der Gesamtkosten im Vergleich zum Referenzszenario	EUR/kW/Jahr		-2,72
Negative Regelenergie	kWh/kW/Jahr		13,53
Positive Regelenergie	kWh/kW/Jahr		0,75
Day-Ahead Markt Käufe	kWh/kW/Jahr	82,99	67,55
Day-Ahead Markt Verkäufe	kWh/kW/Jahr	0	0
Intraday Markt Käufe	kWh/kW/Jahr		14,95
Intraday Markt Verkäufe	kWh/kW/Jahr		7,95
Gesamtverbrauch	kWh/kW/Jahr	82,99	87,33
Differenz des Gesamtverbrauchs im Vergleich zum Referenzszenario	kWh/kW/Jahr		4,34

Tabelle 31: Case Study E-Mobility-Pool - Use Case 2 – Zeitraum 2

KPI	**Einheit**	**Referenzszenario**	**Sekundärregel-, Day-Ahead-und Intraday-Markt**
Negative Regelenergie	EUR/kW/Jahr		-0,25
Positive Regelenergie	EUR/kW/Jahr		-0,09
Day-Ahead Markt Käufe	EUR/kW/Jahr	9,09	6,69
Day-Ahead Markt Verkäufe	EUR/kW/Jahr	0	0
Intraday Markt Käufe	EUR/kW/Jahr		1,74
Intraday Markt Verkäufe	EUR/kW/Jahr		-0,94
Netzkosten und Abgaben	EUR/kW/Jahr	24,98	22,55
Gesamtkosten	EUR/kW/Jahr	34,08	29,7
Differenz der Gesamtkosten im Vergleich zum Referenzszenario	EUR/kW/Jahr		-4,37
Negative Regelenergie	kWh/kW/Jahr		43,57
Positive Regelenergie	kWh/kW/Jahr		1,31

Day-Ahead Markt Käufe	kWh/kW/Jahr	214,1	164,83
Day-Ahead Markt Verkäufe	kWh/kW/Jahr	0	0
Intraday Markt Käufe	kWh/kW/Jahr		42,4
Intraday Markt Verkäufe	kWh/kW/Jahr		25,99
Gesamtverbrauch	kWh/kW/Jahr	214,1	223,5
Differenz des Gesamtverbrauchs im Vergleich zum Referenzszenario	kWh/kW/Jahr		9,4

Tabelle 32: Case Study E-Mobility-Pool - Use Case 2 – Zeitraum 2 - Paramtervariation

KPI	**Einheit**	**Referenzszenario mit Parametervariation**	**Sekundärregel-, Day-Ahead-und Intraday-Markt mit Parametervariation**
Negative Regelenergie	EUR/kW/Jahr		-0,14
Positive Regelenergie	EUR/kW/Jahr		-0,04
Day-Ahead Markt Käufe	EUR/kW/Jahr	3,62	2,6
Day-Ahead Markt Verkäufe	EUR/kW/Jahr	0	0
Intraday Markt Käufe	EUR/kW/Jahr		0,67
Intraday Markt Verkäufe	EUR/kW/Jahr		-0,35
Netzkosten und Abgaben	EUR/kW/Jahr	9,87	8,94
Gesamtkosten	EUR/kW/Jahr	13,49	11,68
Differenz der Gesamtkosten im Vergleich zum Referenzszenario	EUR/kW/Jahr		-1,81
Negative Regelenergie	kWh/kW/Jahr		16,65
Positive Regelenergie	kWh/kW/Jahr		0,53
Day-Ahead Markt Käufe	kWh/kW/Jahr	84,39	65,13
Day-Ahead Markt Verkäufe	kWh/kW/Jahr	0	0
Intraday Markt Käufe	kWh/kW/Jahr		16,6

Intraday Markt Verkäufe	kWh/kW/Jahr		10,03
Gesamtverbrauch	kWh/kW/Jahr	84,39	87,83
Differenz des Gesamtverbrauchs im Vergleich zum Referenzszenario	kWh/kW/Jahr		3,43

Tabelle 33: Case Study E-Mobility-Pool - Use Case 3 – Zeitraum 1

KPI	**Einheit**	**Referenz-szenario**	**Tertiärregel-, Day-Ahead-und Intraday-Markt**
Negative Regelenergie	EUR/kW/Jahr		-0,03
Positive Regelenergie	EUR/kW/Jahr		0
Day-Ahead Markt Käufe	EUR/kW/Jahr	7,92	7,12
Day-Ahead Markt Verkäufe	EUR/kW/Jahr	0	0
Intraday Markt Käufe	EUR/kW/Jahr		0
Intraday Markt Verkäufe	EUR/kW/Jahr		0
Netzkosten und Abgaben	EUR/kW/Jahr	24,74	24,97
Gesamtkosten	EUR/kW/Jahr	32,66	32,05
Differenz der Gesamtkosten im Vergleich zum Referenzszenario	EUR/kW/Jahr		-0,6
Negative Regelenergie	kWh/kW/Jahr		0
Positive Regelenergie	kWh/kW/Jahr		0
Day-Ahead Markt Käufe	kWh/kW/Jahr	210,42	213,84
Day-Ahead Markt Verkäufe	kWh/kW/Jahr	0	0
Intraday Markt Käufe	kWh/kW/Jahr		0
Intraday Markt Verkäufe	kWh/kW/Jahr		0
Gesamtverbrauch	kWh/kW/Jahr	210,42	213,84
Differenz des Gesamtverbrauchs im Vergleich zum Referenzszenario	kWh/kW/Jahr		3,41

Tabelle 34: Case Study E-Mobility-Pool - Use Case 3 – Zeitraum 1 - Parametervariation

KPI	Einheit	Referenzszenario mit Parametervariation	Tertiärregel-, Day-Ahead- und Intraday-Markt mit Parametervariation
Negative Regelenergie	EUR/kW/Jahr		-0,01
Positive Regelenergie	EUR/kW/Jahr		0
Day-Ahead Markt Käufe	EUR/kW/Jahr	3,16	2,76
Day-Ahead Markt Verkäufe	EUR/kW/Jahr	0	0
Intraday Markt Käufe	EUR/kW/Jahr		0
Intraday Markt Verkäufe	EUR/kW/Jahr		0
Netzkosten und Abgaben	EUR/kW/Jahr	9,78	9,88
Gesamtkosten	EUR/kW/Jahr	12,94	12,62
Differenz der Gesamtkosten im Vergleich zum Referenzszenario	EUR/kW/Jahr		-0,32
Negative Regelenergie	kWh/kW/Jahr		0
Positive Regelenergie	kWh/kW/Jahr		0
Day-Ahead Markt Käufe	kWh/kW/Jahr	82,99	84,47
Day-Ahead Markt Verkäufe	kWh/kW/Jahr	0	0
Intraday Markt Käufe	kWh/kW/Jahr		0
Intraday Markt Verkäufe	kWh/kW/Jahr		0
Gesamtverbrauch	kWh/kW/Jahr	82,99	84,47
Differenz des Gesamtverbrauchs im Vergleich zum Referenzszenario	kWh/kW/Jahr		1,47

Tabelle 35: Case Study E-Mobility-Pool - Use Case 3 – Zeitraum 2

KPI	Einheit	Referenzszenario	Tertiärregel-, Day-Ahead-und Intraday-Markt
Negative Regelenergie	EUR/kW/Jahr		-0,01

Positive Regelenergie	EUR/kW/Jahr		0
Day-Ahead Markt Käufe	EUR/kW/Jahr	9,09	8,12
Day-Ahead Markt Verkäufe	EUR/kW/Jahr	0	0
Intraday Markt Käufe	EUR/kW/Jahr		0
Intraday Markt Verkäufe	EUR/kW/Jahr		0
Netzkosten und Abgaben	EUR/kW/Jahr	24,98	25,25
Gesamtkosten	EUR/kW/Jahr	34,08	33,36
Differenz der Gesamtkosten im Vergleich zum Referenzszenario	EUR/kW/Jahr		-0,71
Negative Regelenergie	kWh/kW/Jahr		0,01
Positive Regelenergie	kWh/kW/Jahr		0
Day-Ahead Markt Käufe	kWh/kW/Jahr	214,1	218,13
Day-Ahead Markt Verkäufe	kWh/kW/Jahr	0	0
Intraday Markt Käufe	kWh/kW/Jahr		0
Intraday Markt Verkäufe	kWh/kW/Jahr		0,01
Gesamtverbrauch	kWh/kW/Jahr	214,1	218,13
Differenz des Gesamtverbrauchs im Vergleich zum Referenzszenario	kWh/kW/Jahr		4,03

Tabelle 36: Case Study E-Mobility-Pool - Use Case 3 – Zeitraum 2 - Parametervariation

KPI	**Einheit**	**Referenzszenario mit Parametervariation**	**Tertiärregel-, Day-Ahead- und Intraday-Markt mit Parametervariation**
Negative Regelenergie	EUR/kW/Jahr		0
Positive Regelenergie	EUR/kW/Jahr		0
Day-Ahead Markt Käufe	EUR/kW/Jahr	3,62	3,14
Day-Ahead Markt Verkäufe	EUR/kW/Jahr	0	0
Intraday Markt Käufe	EUR/kW/Jahr		0
Intraday Markt Verkäufe	EUR/kW/Jahr		0

Netzkosten und Abgaben	EUR/kW/Jahr	9,87	10
Gesamtkosten	EUR/kW/Jahr	13,49	13,15
Differenz der Gesamtkosten im Vergleich zum Referenzszenario	EUR/kW/Jahr		-0,35
Negative Regelenergie	kWh/kW/Jahr		0
Positive Regelenergie	kWh/kW/Jahr		0
Day-Ahead Markt Käufe	kWh/kW/Jahr	84,39	86,33
Day-Ahead Markt Verkäufe	kWh/kW/Jahr	0	0
Intraday Markt Käufe	kWh/kW/Jahr		0
Intraday Markt Verkäufe	kWh/kW/Jahr		0
Gesamtverbrauch	kWh/kW/Jahr	84,39	86,33
Differenz des Gesamtverbrauchs im Vergleich zum Referenzszenario	kWh/kW/Jahr		1,94

Tabelle 37: Case Study E-Mobility-Pool - Day-Ahead-Szenario– Zeitraum 3

KPI	**Einheit**	**Referenzszenario**	**Day-Ahead-Szenario**
Day-Ahead Markt Käufe	EUR/kW	0,54	0,52
Day-Ahead Markt Verkäufe	EUR/kW	0	0
Netzkosten und Abgaben	EUR/kW	0,88	0,89
Gesamtkosten	EUR/kW	1,42	1,41
Differenz der Gesamtkosten im Vergleich zum Referenzszenario	EUR/kW		0,01
Day-Ahead Markt Käufe	kWh/kW	12,81	12,95
Day-Ahead Markt Verkäufe	kWh/kW	0	0
Gesamtverbrauch	kWh/kW	12,81	12,95
Differenz des Gesamtverbrauchs im Vergleich zum Referenzszenario	kWh/kW		0,14

Tabelle 38: Case Study E-Mobility-Pool - Day-Ahead-Szenario– Zeitraum 3 - Parametervariation

KPI	Einheit	Referenzszenario mit Parametervariation	Day-Ahead-Szenario mit Parametervariation
Day-Ahead Markt Käufe	EUR/kW	0.27	0.26
Day-Ahead Markt Verkäufe	EUR/kW	0	0
Netzkosten und Abgaben	EUR/kW	0,44	0,44
Gesamtkosten	EUR/kW	0,71	0,70
Differenz der Gesamtkosten im Vergleich zum Referenzszenario	EUR/kW		0,01
Day-Ahead Markt Käufe	kWh/kW	6,42	6,49
Day-Ahead Markt Verkäufe	kWh/kW	0	0
Gesamtverbrauch	kWh/kW	6,42	6,49
Differenz des Gesamtverbrauchs im Vergleich zum Referenzszenario	kWh/kW		0,07

Tabelle 39: Case Study E-Mobility-Pool - Use Case 4– Zeitraum 3

KPI	Einheit	Referenzszenario	Day-Ahead-und Intraday-Markt
Day-Ahead Markt Käufe	EUR/kW	0,54	0,52
Day-Ahead Markt Verkäufe	EUR/kW	0	0
Intraday Markt Käufe	EUR/kW		0,005
Intraday Markt Verkäufe	EUR/kW		-0,008
Netzkosten und Abgaben	EUR/kW	0,88	0,89
Gesamtkosten	EUR/kW	1,42	1,41
Differenz der Gesamtkosten im Vergleich zum Referenzszenario	EUR/kW		0,01
Day-Ahead Markt Käufe	kWh/kW	12,81	12,91
Day-Ahead Markt Verkäufe	kWh/kW	0	0
Intraday Markt Käufe	kWh/kW		0,14

Intraday Markt Verkäufe	kWh/kW		0,09
Gesamtverbrauch	kWh/kW	12,81	12,96
Differenz des Gesamtverbrauchs im Vergleich zum Referenzszenario	kWh/kW		0,15

Tabelle 40: Case Study E-Mobility-Pool - Use Case 4– Zeitraum 3 - Parametervariation

KPI	Einheit	Referenzszenario mit Parametervariation	Day-Ahead-und Intraday-Markt mit Parametervariation
Day-Ahead Markt Käufe	EUR/kW	0,27	0,26
Day-Ahead Markt Verkäufe	EUR/kW	0	0
Intraday Markt Käufe	EUR/kW		0,003
Intraday Markt Verkäufe	EUR/kW		-0,005
Netzkosten und Abgaben	EUR/kW	0,4	0,44
Gesamtkosten	EUR/kW	0,71	0,7
Differenz der Gesamtkosten im Vergleich zum Referenzszenario	EUR/kW		0,01
Day-Ahead Markt Käufe	kWh/kW	6,42	6,46
Day-Ahead Markt Verkäufe	kWh/kW	0	0
Intraday Markt Käufe	kWh/kW		0,08
Intraday Markt Verkäufe	kWh/kW		0,05
Gesamtverbrauch	kWh/kW	6,42	6,49
Differenz des Gesamtverbrauchs im Vergleich zum Referenzszenario	kWh/kW		0,07

13.4 Wärmepumpenpool

13.4.1 DA

Zeitraum 1

KPI	Einheit	Referenzszenario	Day-Ahead- Markt
Negative Regelenergie	EUR/kW	0	0

Positive Regelenergie	EUR/kW	0	0
Day-Ahead Markt Käufe	EUR/kW	63.04	55.66
Intraday Markt Käufe	EUR/kW	0	0
Intraday Markt Verkäufe	EUR/kW	0	0
Netzkosten und Abgaben	EUR/Jahr	226.81	229.39
Gesamtkosten	EUR/kW	289.86	285.04
Gesamtersparnisse im Vergleich zum Referenzszenario	EUR/kW	4.82	

KPI	**Einheit**	**Referenzszenario**	**Day-Ahead- Markt**
Negative Regelenergie	kWh/kW	0	0
Positive Regelenergie	kWh/kW	0	0
Day-Ahead Markt Käufe	kWh/kW	1699.46	1718.76
Intraday Markt Käufe	kWh/kW	0	0
Intraday Markt Verkäufe	kWh/kW	0	0
Gesamtverbrauch	kWh/kW	1699.46	1718.76
Gesamtverbrauch im Vergleich zum Referenzszenario	kWh/kW	19.3	

Zeitraum 2

KPI	**Einheit**	**Referenzszenario**	**Day-Ahead- Markt**
Negative Regelenergie	EUR/kW	0	0
Positive Regelenergie	EUR/kW	0	0
Day-Ahead Markt Käufe	EUR/kW	100.76	85.57
Intraday Markt Käufe	EUR/kW	0	0
Intraday Markt Verkäufe	EUR/kW	0	0
Netzkosten und Abgaben	EUR/Jahr	245.8	245.89
Gesamtkosten	EUR/kW	346.56	331.46

Gesamtersparnisse im Vergleich zum Referenzszenario	EUR/kW	15.09	

KPI	Einheit	Referenzszenario	Day-Ahead- Markt
Negative Regelenergie	kWh/kW	0	0
Positive Regelenergie	kWh/kW	0	0
Day-Ahead Markt Käufe	kWh/kW	1841.76	1842.42
Intraday Markt Käufe	kWh/kW	0	0
Intraday Markt Verkäufe	kWh/kW	0	0
Gesamtverbrauch	kWh/kW	1841.76	1842.42
Gesamtverbrauch im Vergleich zum Referenzszenario	kWh/kW	0.67	

13.4.2 SRL+DA+ID

Zeitraum 1

KPI	Einheit	Referenzszenario	Sekundärregel-, Day-Ahead- und Intraday-Markt
Negative Regelenergie	EUR/kW	0	3.16
Positive Regelenergie	EUR/kW	0	0
Day-Ahead Markt Käufe	EUR/kW	63.04	41.98
Intraday Markt Käufe	EUR/kW	0	16
Intraday Markt Verkäufe	EUR/kW	0	0.01
Netzkosten und Abgaben	EUR/kW	226.81	199.79
Gesamtkosten	EUR/kW	289.86	255.2
Gesamtersparnisse im Vergleich zum Referenzszenario	EUR/kW	34.65	

KPI	Einheit	Referenzszenario	Sekundärregel-, Day-Ahead- und Intraday-Markt
Negative Regelenergie	kWh/ kW	0	1709.19
Positive Regelenergie	kWh/ kW	0	0
Day-Ahead Markt Käufe	kWh/kW	1699.46	1245.36
Intraday Markt Käufe	kWh/kW	0	503.41
Intraday Markt Verkäufe	kWh/kW	0	0
Gesamtverbrauch	kWh/kW	1699.46	1748.77
Gesamtverbrauch im Vergleich zum Referenzszenario	kWh/kW	19.3	

Zeitraum 2

KPI	Einheit	Referenzszenario	Sekundärregel-, Day-Ahead- und Intraday-Markt
Negative Regelenergie	EUR/kW	0	13.25
Positive Regelenergie	EUR/kW	0	0
Day-Ahead Markt Käufe	EUR/kW	100.76	72.33
Intraday Markt Käufe	EUR/kW	0	17.06
Intraday Markt Verkäufe	EUR/kW	0	5.82
Netzkosten und Abgaben	EUR/kW	245.8	214.11
Gesamtkosten	EUR/kW	346.56	284.44
Gesamtersparnisse im Vergleich zum Referenzszenario	EUR/kW	62.12	

KPI	Einheit	Referenzszenario	Sekundärregel-, Day-Ahead- und Intraday-Markt
Negative Regelenergie angeboten	kWh/ kW	0	1924.26
Positive Regelenergie angeboten	kWh/ kW	0	0
Negative Regelenergie abgerufen	kWh/ kW	0	0

Positive Regelenergie abgerufen	kWh/ kW	0	0
Day-Ahead Markt Käufe	kWh/kW	1841.76	1498.88
Intraday Markt Käufe	kWh/kW	0	301.09
Intraday Markt Verkäufe	kWh/kW	0	196.85
Gesamtverbrauch	kWh/kW	1841.76	1879.3
Gesamtverbrauch im Vergleich zum Referenzszenario	kWh/kW	37.54	

13.4.3 TRL +DA+ID

Zeitraum 1

KPI	Einheit	Referenzszenario	Tertiärregel -, Day-Ahead-und Intraday-Markt
Negative Regelenergie	EUR/kW	0	0.43
Positive Regelenergie	EUR/kW	0	0.42
Day-Ahead Markt Käufe	EUR/kW	63.04	55.74
Intraday Markt Käufe	EUR/kW	0	0.11
Intraday Markt Verkäufe	EUR/kW	0	0.01
Netzkosten und Abgaben	EUR/kW	226.81	229.43
Gesamtkosten	EUR/kW	289.86	284.41
Gesamtersparnisse im Vergleich zum Referenzszenario	EUR/kW	5.45	

KPI	Einheit	Referenzszenario	Tertiärregel -, Day-Ahead-und Intraday-Markt
Negative Regelenergie	kWh/ kW	0	315.41
Positive Regelenergie	kWh/ kW	0	341.39
Day-Ahead Markt Käufe	kWh/kW	1699.46	1719.43

Intraday Markt Käufe	kWh/kW	0	2.37
Intraday Markt Verkäufe	kWh/kW	0	1.13
Gesamtverbrauch	kWh/kW	1699.46	1719.43
Gesamtverbrauch im Vergleich zum Referenzszenario	kWh/kW	19.88	

Zeitraum 2

KPI	Einheit	Referenzszenario	Tertiärregel -, Day-Ahead-und Intraday-Markt
Negative Regelenergie	EUR/kW	0	0.28
Positive Regelenergie	EUR/kW	0	0.33
Day-Ahead Markt Käufe	EUR/kW	100.76	85.62
Intraday Markt Käufe	EUR/kW	0	0.48
Intraday Markt Verkäufe	EUR/kW	0	0.15
Netzkosten und Abgaben	EUR/kW	245.8	245.81
Gesamtkosten	EUR/kW	346.56	331.05
Gesamtersparnisse im Vergleich zum Referenzszenario	EUR/kW	15.51	

KPI	Einheit	Referenzszenario	Tertiärregel -, Day-Ahead-und Intraday-Markt
Negative Regelenergie	kWh/kW	0	267.87
Positive Regelenergie	kWh/kW	0	275.3
Day-Ahead Markt Käufe	kWh/kW	1841.76	1842.23
Intraday Markt Käufe	kWh/kW	0	7.5
Intraday Markt Verkäufe	kWh/kW	0	3.42
Gesamtverbrauch	kWh/kW	1841.76	1841.95
Gesamtverbrauch im Vergleich zum Referenzszenario	kWh/kW	0.19	

13.4.4 CO_2

Zeitraum 2

KPI	Einheit	Referenzszenario	CO_2
Negative Regelenergie	EUR/kW	0	0
Positive Regelenergie	EUR/kW	0	0
Day-Ahead Markt Käufe	EUR/kW	100.76	89.4
Intraday Markt Käufe	EUR/kW	0	0
Intraday Markt Verkäufe	EUR/kW	0	0
Netzkosten und Abgaben	EUR/kW	245.8	249.13
Gesamtkosten	EUR/kW	346.56	338.53
Gesamtersparnisse im Vergleich zum Referenzszenario	EUR/kW	8.03	

KPI	Einheit	Referenzszenario	CO_2
Negative Regelenergie	kWh/kW	0	0
Positive Regelenergie	kWh/kW	0	0
Day-Ahead Markt Käufe	kWh/kW	1841.76	1866.69
Intraday Markt Käufe	kWh/kW	0	0
Intraday Markt Verkäufe	kWh/kW	0	0
Gesamtverbrauch	kWh/kW	1841.76	1866.69
Gesamtverbrauch im Vergleich zum Referenzszenario	kWh/kW	24.93	

13.4.5 DA+ID

KPI	Einheit	Referenzszenario	Day-Ahead-und Intraday-Markt

Day-Ahead Markt Käufe	EUR/kW	4.6	4.33
Intraday Markt Käufe	EUR/kW	0	1.95
Intraday Markt Verkäufe	EUR/kW	0	2.67
Netzkosten und Abgaben	EUR/kW	7.53	7.72
Gesamtkosten	EUR/kW	12.13	11.33
Gesamtersparnisse im Vergleich zum Referenzszenario	EUR/kW	0.8	

KPI	**Einheit**	**Referenzszenario**	**Day-Ahead-und Intraday-Markt**
Day-Ahead Markt Käufe	kWh/kW	112.82	113.51
Intraday Markt Käufe	kWh/kW	0	294.6
Intraday Markt Verkäufe	kWh/kW	0	292.4
Gesamtverbrauch	kWh/kW	112.82	115.71
Gesamtverbrauch im Vergleich zum Referenzszenario	kWh/kW	2.89	

13.4.6 CO_2 Vergleich

KPI	**Einheit**	**Referenzszenario**	**CO_2**
Negative Regelenergie	EUR/kW	0	0
Positive Regelenergie	EUR/kW	0	0
Day-Ahead Markt Käufe	EUR/kW	100.76	89.4
Intraday Markt Käufe	EUR/kW	0	0
Intraday Markt Verkäufe	EUR/kW	0	0
Netzkosten und Abgaben	EUR/kW	245.80	249.13
Gesamtkosten	EUR/kW	346.56	338.53

Gesamtersparnisse im Vergleich zum Referenzszenario	EUR/kW	8.03	

KPI	Einheit	Referenzszenario	CO_2
Negative Regelenergie	kWh/kW	0	0
Positive Regelenergie	kWh/kW	0	0
Day-Ahead Markt Käufe	kWh/kW	1841.76	1866.69
Intraday Markt Käufe	kWh/kW	0	0
Intraday Markt Verkäufe	kWh/kW	0	0
Gesamtverbrauch	kWh/kW	1841.76	1866.69
Gesamtverbrauch im Vergleich zum Referenzszenario	kWh/kW	24.93	

KPI	Einheit	Referenzszenario	CO_2
Negative Regelenergie	kg/kW	0	0
Positive Regelenergie	kg/kW	0	0
Day-Ahead Markt Käufe	kg/kW	298.84	256.63
Intraday Markt Käufe	kg/kW	0	0
Intraday Markt Verkäufe	kg/kW	0	0
Gesamtverbrauch	kg/kW	298.84	256.63
Gesamtverbrauch im Vergleich zum Referenzszenario	kg/kW	42.21	

14 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 Die grüne Kurve zeigt den unter den vorhandenen Prognosen wahrscheinlichsten Temperaturverlauf im Gebäude bzw. im Speicher. Wird die volle negative Regelenergiemenge abgerufen steigt die Temperatur stärker an, als erwartet (rote Linie). Würde man den Fahrplan wie gehabt weiterverfolgen, könnte es passieren, dass die obere Temperaturgrenze überschritten wird. Daher muss die rot schraffierte Energiemenge im nächsten Zeitschritt wiederverkauft werden, um zur ursprünglich für diesen Zeitpunkt vorgesehenen Temperatur zurückzukehren. 14

Abbildung 2 Negative Regelenergie wird angeboten, aber nichts abgerufen. Im zweiten Zeitschritt, sieht man, welche Menge an Leistung für diesen Fall freigehalten werden muss, um diese Menge zusätzlich einzukaufen. 14
Abbildung 3 Negative Regelenergie wurde angeboten und vollständig aberufen. Die Differenz zum wahrscheinlichsten Abruf, muss im nächsten Zeitschritt für einen Nachkauf berücksichtigt werden. 15
Abbildung 4 Schema des Lade- und Entladepotentials 20
Abbildung 5 Systemdynamik der Batterie des Haushalts i 21
Abbildung 6 Schema der Flexibilitätspotential-Aggregation 22
Abbildung 7 Langfristige Auswirkungen von Entscheidungen 23
Abbildung 8 Kumulative Einnahmen für die PRL+DA+ID Optimierung über genaue Prognosen 35
Abbildung 9 Energiezuschläge gegenüber tatsächlich verfügbarer Flexibilität für PRL+DA+ID Optimierung und genaue Prognosen 36
Abbildung 10 Energiezuschläge gegenüber tatsächlich verfügbarer Flexibilität für die PRL+DA+ID Optimierung und falsche Prognosen 36
Abbildung 11 Gesamtenergie zur/von der Batterie und Aktivierungsfaktoren für die PRL+DA+ID Optimierung und genaue Prognosen 37
Abbildung 12 Beispiel für PRL-Aktivierungen während eines Tages 37
Abbildung 13 Beispiel für DA/ID-Aktivierungen während eines Tages 38
Abbildung 14 Gesamteinnahmen für die SRL+DA+ID Optimierung in Zeitraum 1 und genaue Prognosen 39
Abbildung 15 Gesamteinnahmen für die SRL+DA+ID Optimierung in Zeitraum 2 und genaue Prognosen 39
Abbildung 16 Energiezuschläge (mit RE Zuschläge) gegenüber tatsächlich verfügbarer Flexibilität und genaue Prognosen über SRL+DA+ID Optimierung und Zeitraum 1. 40
Abbildung 17 Energiezuschläge (mit RE Aktivierungen) gegenüber tatsächlich verfügbarer Flexibilität und genauen Prognosen über SRL+DA+ID Optimierung und Zeitraum 1. 40
Abbildung 18 Gesamtenergie zur/vor der Batterie über SRL+DA+ID Optimierung und genaue Prognosen in Zeitraum 1 und 2. 41
Abbildung 19 Aktivierungs-Faktoren für die SRL+DA+ID Optimierung und genauen Prognosen in Zeitraum 1 und Zeitraum 2 41
Abbildung 20 Beispiel für die Leistung der SRL Aktivierungen für die SRL+DA+ID Optimierung, genaue Prognose und Zeitraum 1 42
Abbildung 21 Beispiel für die Leistung der DA/ID Aktivierungen für die SRL+DA+ID Optimierung, genaue Prognose und Zeitraum 1 42
Abbildung 22 Kumulative Einnahmen für TRL+DA+ID Optimierung, genaue Prognosen und Zeitraum 1 43
Abbildung 23 Kumulative Einnahmen für TRL+DA+ID Optimierung, falsche Prognosen und Zeitraum 2 44
Abbildung 24 Energiezuschläge gegenüber tatsächlich verfügbarer Flexibilität für die TRL+DA+ID Optimierung, genaue Prognosen und Zeitraum 1 44
Abbildung 25 Beispiel für die Leistung der TRL Aktivierungen für die TRL+DA+ID Optimierung, genaue Prognose und Zeitraum 1 45
Abbildung 26 Beispiel für die Leistung der DA/ID Aktivierungen für die TRL+DA+ID Optimierung, genaue Prognose und Zeitraum 1 45
Abbildung 27 Gesamtenergie zur/von der Batterie und Aktivierungsfaktoren für die TRL+DA+ID Optimierung, genaue Prognose und Zeitraum 1 46
Abbildung 28 Kumulative Einnahmen für DA+ID Optimierung, genaue Prognosen in der Zeitraum 3 6/1/2020 – 20/1/2020 47
Abbildung 29 Energiezuschläge gegenüber tatsächlich verfügbarer Flexibilität für die DA+ID Optimierung und genaue Prognosen in Zeitraum 3 6/1/2020 – 20/1/2020 47
Abbildung 30 Beispiel für die Leistung der TRL Aktivierungen für die DA+ID Optimierung und genaue Prognosen in Zeitraum 3 (6/1/2020 – 20/1/2020) 48
Abbildung 31 Gesamtenergie zur/von der Batterie und Aktivierungsfaktore für die DA+ID Optimierung und genaue Prognosen in Zeitraum 3 6/1/2020 – 20/1/2020 48
Abbildung 32 Kumulative Einnahmen wenn wir nur negatives SRL+DA+ID in den ersten beiden 4h-Blöcken verwenden können und für genaue Prognosen 49
Abbildung 33 Energiezuschläge (mit RE Zuschläge) gegenüber tatsächlich verfügbarer Flexibilität wenn wir nur negative SRL+DA+ID in den ersten beiden 4h-Blöcken verwenden können und für genaue Prognosen 50
Abbildung 34 Energiezuschläge (mit RE Aktivirungen) gegenüber tatsächlich verfügbarer Flexibilität wenn wir nur negatives SRL+DA+ID in den ersten beiden 4h-Blöcken verwenden können und für genaue Prognosen 50

Abbildung 35 Gesamtenergie zur/von der Batterie und Aktivierungsfaktoren für die SRL+DA+ID Optimierung und genaue Prognosen in Zeitraum 1 wenn wir nur negative SRL+DA+ID in den ersten beiden 4h-Blöcken verwenden 51
Abbildung 36 Kumulative Einnahmen für die SRL Optimierung, genaue Prognosen und Zeitraum 1 wenn die Batterien nur für SRL reserviert sind 52
Abbildung 37 Kumulative Einnahmen für die SRL Optimierung, genaue Prognosen und Zeitraum 2 wenn die Batterien nur für SRL reserviert sind 52
Abbildung 38 Energiezuschläge (mit RE Zuschläge) gegenüber tatsächlich verfügbarer Flexibilität für die SRL Optimierung, genaue Prognosen und Zeitraum 1 wenn die Batterien nur für SRL reserviert sind 53
Abbildung 39 Energiezuschläge (mit RE Aktivierungen) gegenüber tatsächlich verfügbarer Flexibilität für die SRL Optimierung, genaue Prognosen und Zeitraum 1 wenn die Batterien nur für SRL reserviert sind 53
Abbildung 40 Gesamtenergie zur/von der Batterie und Aktivierungsfaktoren für die SRL Optimierung, genaue Prognosen und Zeitraum 1 wenn die Batterien nur für SRL reserviert sind 54
Abbildung 41 Gesamtenergie zur/von der Batterie und Aktivierungsfaktoren für die SRL Optimierung, genaue Prognosen und Zeitraum 2 wenn die Batterien nur für SRL reserviert sind 54
Abbildung 42 Kumulative CO_2 Emissionenreduzierung für genaue Prognosen und Zeitraum 2 55
Abbildung 43 Gesamtenergie zur/von der Batterie für die CO_2 Optimierung, genaue Prognosen und Zeitraum 2 55
Abbildung 44 Energiezuschläge gegenüber tatsächlich verfügbarer Flexibilität für die CO_2 Optimierung, genaue Prognosen und Zeitraum 2 56
Abbildung 45 Beispiel für die Leistung der DA Aktivierungen für die CO_2 Optimierung, genaue Prognosen und Zeitraum 2 56
Abbildung 46 Kumulative Einnahmen für die DA Optimierung in Zeitraum 2 mit genauen Prognosen und EXAA (1/4h) Preisen 58
Abbildung 47 Kumulative Einnahmen für die DA Optimierung in Zeitraum 2 mit falschen Prognosen und EXAA (1/4h) Preisen 58
Abbildung 48 Gesamtenergie zur/von der Batterie und Aktivierungsfaktoren für die DA Optimierung in Zeitraum 2 mit genauen Prognosen und EXAA (1/4h) Preisen 59
Abbildung 49 Beispiel für die DA Optimierung in Zeitraum 2 mit genauen Prognosen und EXAA (1/4h) Preisen 59
Abbildung 50 Beispiel für die DA Optimierung in Zeitraum 2 mit genauen Prognosen und EXAA (1/4h) Preisen 60
Abbildung 51 Preisoptimierter Day-Ahead Fahrplan 62
Abbildung 52 Lade-/Entladevorgang einer optimierten Komponente 62
Abbildung 53 RL-Liefergarantie durch Day-Ahead Einkauf 63
Abbildung 54 Möglichkeit des Verkaufs von Leistung durch Leistungsvorhaltung 64
Abbildung 55 Lieferung der positiven RL wird durch Day-Ahead Vorkauf gewährleistet 64
Abbildung 56 Darstellung des ID-Nachkaufes bei Prognose-Abweichungen 65
Abbildung 57 Ausnützen von kurzfristigen Preisschwankungen 66
Abbildung 58 Durch die hohe Trading Frequenz erhöht sich auch die Heizfrequenz 66
Abbildung 59 Kostenvergleich ZR1 67
Abbildung 60 Verbrauchsvergleich ZR1 67
Abbildung 61 Netzgebührenvergleich ZR1 67
Abbildung 62 DA-Mengen-Vergleich ZR1 67
Abbildung 63 Kostenvergleich ZR2 68
Abbildung 64 Verbrauchsvergleich ZR2 68
Abbildung 65 Netzgebührenvergleich ZR2 68
Abbildung 66 DA-Mengen-Vergleich ZR2 68
Abbildung 67 Kostenvergleich ZR3 69
Abbildung 68 Verbrauchsvergleich ZR3 69
Abbildung 69 Netzgebührenvergleich ZR3 69
Abbildung 70 Einsparung nach Personen 70
Abbildung 71 Mehrverbrauch nach Personen 70
Abbildung 72 Einsparungen je Poolgröße 70
Abbildung 73 Mehrverbrauch je Poolgröße 70
Abbildung 74 Einkauf von emissionsarmen Bio-Strom 71
Abbildung 75 DA-Kostenvergleich CO^2 72
Abbildung 76 DA-Verbrauch CO^2 72

Abbildung 77 Netzgebühren CO^2 **72**
Abbildung 78 Gesamtemissionen CO^2 **72**
Abbildung 79: Graphische Darstellung des E-Mobility-Pools. **73**
Abbildung 80: Marktoptimierter Ladevorgang eines Elektrofahrzeugs. **74**
Abbildung 81: Case Study E-Mobility-Pool - Day-Ahead-Zeitraum 1 **77**
Abbildung 82: Case Study E-Mobility-Pool - Day-Ahead-Szenario Zeitraum 2 **78**
Abbildung 83: Case Study E-Mobility-Pool – Use Case 2 – Zeitraum 1 **79**
Abbildung 84: Case Study E-Mobility-Pool – Use Case 2 – Zeitraum 2 **80**
Abbildung 85: Case Study E-Mobility-Pool – Use Case 3 – Zeitraum 1 **81**
Abbildung 86: Case Study E-Mobility-Pool – Use Case 3 – Zeitraum 2 **82**
Abbildung 87: Case Study E-Mobility-Pool - Day-Ahead-Szenario– Zeitraum 3 **83**
Abbildung 88: Case Study E-Mobility-Pool – Use Case 4 – Zeitraum 3 **84**
Abbildung 89: Case Study E-Mobility-Pool - Minimal CO2 - Szenario – Zeitraum 2 **85**
Abbildung 90: Vergleich der erzielbaren Erlöse für den E-Mobility-Pool in Zeitraum 1 **86**
Abbildung 91: Vergleich der erzielbaren Erlöse für den E-Mobility-Pool im Zeitraum 2 **86**
Abbildung 92 Interaktion der Komponenten im Modell **87**
Abbildung 93 Abhängigkeit der thermischen Leistung von der aufgenommenen elektrischen Leistung der Wärmepumpe **88**
Abbildung 94: Beispielhaftes Kalibrierergebnis für den Zeitraum von 2 Tagen (resultierende Gebäudetemperatur Plot1 und angelegt Eingangsgrößen Plot3) **90**
Abbildung 95 Zimmertemperatur des Gebäudes für eine Winterwoche **92**
Abbildung 96 thermische Leistung der Wärmepumpe im Heizmodus in einer Winterwoche **92**
Abbildung 97 äußere Einflüsse auf das Gebäude in einer Winterwoche **92**
Abbildung 98 Temperatur Warmwasserspeicher und für das Heizen verwendete elektrische Leistung **93**
Abbildung 99 aufgenommene Leistung der Wärmepumpe und zugehörige Day-Ahead-Preise **93**
Abbildung 100 Day-Ahead-Einkaufsmengen und Regelenergieangebote mit Day-Ahead-Preisen **94**
Abbildung 101 Gesamtkosten in Prozent für Simulationszeitraum von zwei Januarwochen 2020 **95**
Abbildung 102 Gesamtmenge in Prozent für Simulationszeitraum von zwei Januarwochen 2020 **95**
Abbildung 103 Day-Ahead-Kosten in Prozent für Simulationszeitraum von zwei Januarwochen 2020 **95**
Abbildung 104 Netzkosten in Prozent für Simulationszeitraum von zwei Januarwochen 2020 **95**
Abbildung 105 An einem Tag im Simulationszeitraum bezogene Day-Ahead-Menge, nachgekaufte ID-Mengen und der sich daraus ergebende finale Fahrplan **96**
Abbildung 106 Strompreise und CO_2-Mengen **97**
Abbildung 107 Bezogene Strommenge für das Day-Ahead- und das Szenario **97**
Abbildung 108 Kosten und CO2 von den drei verschiedenen Szenarien Reference, DA, CO2 **98**
Abbildung 109 Gesamtkosten Zeitraum 2 **99**
Abbildung 110 Day-Ahead-Kosten Zeitraum 2 **99**
Abbildung 111 Netzkosten Zeitraum 2 **99**
Abbildung 112 Mehrverbrauch Zeitraum 2 **99**
Abbildung 113 Gesamtkosten Zeitraum 1 **100**
Abbildung 114 Day-Ahead-Kosten Zeitraum 1 **100**
Abbildung 115 Netzkosten Zeitraum 1 **100**
Abbildung 116 Mehrverbrauch Zeitraum 1 **100**
Abbildung 117 Angebotene negative Regelenergiemenge in einem Jahr pro Durchschnittskomponente im Zeitraum 1 vor der Markttrennung **101**
Abbildung 118 Angebotene positive Regelenergiemenge pro Komponente pro Jahr im Zeitraum 1 vor Markttrennung **102**
Abbildung 119 Angebotene negative Regelenergiemenge pro Komponente pro Jahr im Zeitraum 2 nach der Markttrennung **102**
Abbildung 120 Angebotene positive Regelenergiemenge pro Komponente pro Jahr im Zeitraum 2 nach der Markttrennung **103**
Abbildung 121 Absolute Einsparungen pro Komponente pro Jahr in Euro bei Teilnahme an verschiedenen Strommärkten für Zeitraum 1 **104**
Abbildung 122 Absolute Einsparungen pro Komponente pro Jahr in Euro bei Teilnahme an verschiedenen Strommärkten für Zeitraum 2 **104**
Abbildung 123 Prozentuelle Einsparungen pro Komponente pro Jahr in Euro bei Teilnahme an verschiedenen Strommärkten für Zeitraum 1 **105**

Abbildung 124 Prozentuelle Einsparungen pro Komponente pro Jahr in Euro bei Teilnahme an verschiedenen Strommärkten für Zeitraum 2 **105**
Abbildung 125 Einsparungen in Zeitraum 3 pro Komponente für zwei Wochen durch DA+ID Optimierung **106**
Abbildung 126 Komponentenunabhängige Vorgehensweise bei Verbindungsunterbrechung **118**
Abbildung 121 - Regelenergiearten **120**
Abbildung 128 - Regelenergiearten **120**
Abbildung 123 - Baseline (elia, 2019) **120**
Abbildung 124 - Strommarktbasierte Erstellung der Baseline mit diskreten Stufen (links) und mit Berücksichtigung des Rampenverhaltens (rechts) (FutureFlow, 2016) **122**
Abbildung 125 - Windkraft Baseline nach möglicher Erzeugung (Jansen et al., 2014) **123**
Abbildung 132 – Konzeptionelle Darstellung zum Einfrieren der Baseline. **125**
Abbildung 127 - Nachweismethode nach Vorhersage (Kreutzkamp et al., 2013) **125**
Abbildung 134 - Konzeptionelle Darstellung des Schieberegisters für Wärmepumpen *i*. **130**
Abbildung 135 – Die Wärmepumpe ist bei Abruf aus, und wäre ausgeschaltet geblieben. **135**
Abbildung 136 – Die Wärmepumpe ist bei Abruf ein, und wäre eingeschaltet geblieben. **136**
Abbildung 137 – Die Wärmepumpe ist bei Abruf aus, hätte sich während dem Abruf aber eingeschaltet. **137**
Abbildung 138 – Fall (a): Die Wärmepumpe ist bei Abruf ein, hätte sich aber während dem Abruf aber ausgeschaltet. Während dem Abruf wird sie aber gezwungen, eingeschaltet zu bleiben. **137**
Abbildung 139 – Fall (b): Die Wärmepumpe ist bei Abruf ein, hätte sich aber während dem Abruf aber ausgeschaltet. Während dem Abruf darf sie sich aber bei Notwendigkeit ausschalten. **138**
Abbildung 140 - Eine typischer Boxplot einer einzelnen Wärmpumpe über das Jahr verteilt. **140**
Abbildung 141 – Dauer, Energie, durchschnittliche Leistung und Maximalleistung pro Event von WPs im Jahresverlauf. **141**
Abbildung 136 - Darstellung der unterschiedlichen Poolzustände eines Batteriespeichers (eigene Darstellung, 2019) **143**
Abbildung 137 - Verweildauer der Pools in den jeweiligen Zuständen bei einer Vorhaltung der Batteriekapazität von 50 % (eigene Darstellung) **145**
Abbildung 144 - Graphische Darstellung des *pop & append*-Konzepts. In weiß findet man die Ziffern der Listenplätze vor dem *pop*-Vorgang, in rot bzw. türkis die neu zugewiesen. Nach dem Entfernen der Komponente 2 rutscht die Komponente 11 (weiß) in den InPool, wo sie nun aktiviert wird um RE zu erbringen. **148**
Abbildung 145 - Graphische Darstellung zur Bestimmung der Baseline und ihres Verhaltens bei einem konstanten RE-Abruf für $\Delta t = const.$ beim Tausch von Komponenten K (siehe auch IDM, APG & WD, 2019). **151**

15 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 Referenzleistung der Batterie **17**
Tabelle 2 Flexibilitätspotenzial **19**
Tabelle 3 Aktualisierungsalgorithmus des Ladezustands **20**
Tabelle 4 Optimale Zuschläge, wenn eine optimale Strategie zur Verfügung steht **25**
Tabelle 5 Optimale DA-Zuschläge **26**
Tabelle 6 Optimale RE-Zuschläge **29**
Tabelle 7 Optimale RE-Zuschläge **32**
Tabelle 8 Optimale RE+DA/ID Zuschläge **34**
Tabelle 9 Merkmale der Batterien **34**
Tabelle 10 Einnahmen pro Maximale Ladeleistung pro Jahr (Euro/kW/Jahr) für die PRL+DA+ID Optimierung **35**
Tabelle 11 Einnahmen pro Maximale Ladeleistung pro Jahr (Euro/kW/Jahr) für die SRL+DA+ID Optimierung **38**
Tabelle 12 Einnahmen pro Maximale Ladeleistung pro Jahr (Euro/kW/Jahr) über TRL **43**
Tabelle 13 Einnahmen pro Maximale Ladeleistung (Euro/kW) in Zeitraum 3(6/1/2020 – 20/1/2020) **46**
Tabelle 14 Einnahmen pro Maximale Ladeleistung pro Jahr (Euro/kW/Jahr) wenn wir nur negatives SRL+DA+ID in den ersten beiden 4h-Blöcken verwenden können **49**

Tabelle 15 Einnahmen pro Maximale Ladeleistung pro Jahr (Euro/kW/Jahr) für SRL Optimierung wenn die Batterien nur für SRL reserviert sind 51
Tabelle 16 CO_2 Emissionenreduzierung (kg) pro Maximale Ladeleistung (kW) 54
Tabelle 17 Einnahmen pro Maximale Ladeleistung pro Jahr (Euro/kW/Jahr) für die DA Optimierung mit EXAA (1/4h) Preise 57
Tabelle 18 Gekaufte/verkaufte Energie pro Maximale Ladeleistung pro Jahr (kWh/kW/Jahr) für die DA Optimierung mit EXAA (1/4h) Preise und Genauen Prognosen 57
Tabelle 19: Ladeleistungen der Ladesäulen. 73
Tabelle 20 - Verhältnis von Messungen mit Zustand "On" im Verhältnis zu Messungen mit Zustand "Off". Zusätzlich ist die Anzahl der "On" Events, die in jedem Monat analysiert wurde, aufgelistet. 141
Tabelle 21 Darstellung der maximalen Verweildauer im aktiven Pool 144
Tabelle 22 Use-Cases und Märkte, an denen bei den jeweiligen Use-Cases auf welche Art und Weise teilgenommen wird 154
Tabelle 23: Case Study E-Mobility-Pool - Day-Ahead-Szenario– Zeitraum 1 176
Tabelle 24: Case Study E-Mobility-Pool - Day-Ahead-Szenario– Zeitraum 1 – Parametervariation 176
Tabelle 25: Case Study E-Mobility-Pool - Day-Ahead-Szenario– Zeitraum 2 177
Tabelle 26: Case Study E-Mobility-Pool - Day-Ahead-Szenario– Zeitraum 2 - Parametervariation 177
Tabelle 27: Case Study E-Mobility-Pool - Minimal CO2 – Szenario – Zeitraum 2 178
Tabelle 28: Case Study E-Mobility-Pool - Minimal CO2 – Szenario – Zeitraum 2 – Parametervariation 178
Tabelle 29: Case Study E-Mobility-Pool - Use Case 2 – Zeitraum 1 179
Tabelle 30: Case Study E-Mobility-Pool - Use Case 2 – Zeitraum 1 - Parametervariation 180
Tabelle 31: Case Study E-Mobility-Pool - Use Case 2 – Zeitraum 2 181
Tabelle 32: Case Study E-Mobility-Pool - Use Case 2 – Zeitraum 2 - Paramtervariation 182
Tabelle 33: Case Study E-Mobility-Pool - Use Case 3 – Zeitraum 1 183
Tabelle 34: Case Study E-Mobility-Pool - Use Case 3 – Zeitraum 1 - Parametervariation 183
Tabelle 35: Case Study E-Mobility-Pool - Use Case 3 – Zeitraum 2 184
Tabelle 36: Case Study E-Mobility-Pool - Use Case 3 – Zeitraum 2 - Parametervariation 185
Tabelle 37: Case Study E-Mobility-Pool - Day-Ahead-Szenario– Zeitraum 3 186
Tabelle 38: Case Study E-Mobility-Pool - Day-Ahead-Szenario– Zeitraum 3 - Parametervariation 187
Tabelle 39: Case Study E-Mobility-Pool - Use Case 4– Zeitraum 3 187
Tabelle 40: Case Study E-Mobility-Pool - Use Case 4– Zeitraum 3 - Parametervariation 188

Kontakt

Hauptautor

Regina Hemm Dipl.Ing.

Center for Energy – AIT Austrian Institute of Technology GmbH

Giefinggasse 2 | 1210 Vienna | Austria

T +43 50550-6077 | M +43 664 88335515

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

Konsortialleitung

Tara Esterl MSc. MSc.

Center for Energy – AIT Austrian Institute of Technology GmbH

Giefinggasse 2 | 1210 Vienna | Austria

T +43 50550-6077 | M +43 664 8157810 | F +43 50550-6390

tara.esterl@ait.ac.at | www.ait.ac.at