

Beschreibung der Ergebnisse der dynamischen Schnittstelle (Aggregator-Energiemanagement)

Version 1.1

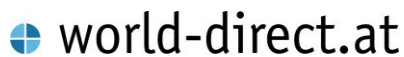
Carlo Corinaldesi, Daniel Schwabeneder, Georg Lettner, Andreas Fleisch-
hacker, Hans Auer, EEG

Diewald Nicole, Fronius International GmbH

Kapeller Judith, AIT



AUSTRIAN INSTITUTE
OF TECHNOLOGY



W&KREISEL
Group



DIE ENERGIEFAMILIE



aWATTar
Energy in sync with nature.



INTERNE REFERENZIERUNG

- **Deliverable Nr.:** D.8
- **Deliverable Name:** Beschreibung der Ergebnisse der dynamischen Schnittstelle (Aggregator-Energiemanagement)
- **Lead Partner:** EEG (TUW)
- **Work Package Nr.:** WP3
- **Task Nr. & Name:** Task 3.4 / Optimierung der Marktteilnahme,
Task 3.5 / Optimierung der Echtzeit-Aktivierung,
Task 3.6 / Weiterentwicklung Fallback-Methoden.
- **Dokument (File):** FLEX+_D.8_final_draft
- **Speicher Datum:** 2020-08-31

DOKUMENT SENSIBILITÄT

- ☐ Öffentlich
- ☐ Konsortium und ausgewählte Review Partner
- ☐ Ausschließlich Konsortialpartner
- ☐ Vertraulich zwischen ausgewählten Projektpartnern

ÜBERARBEITUNGSVERLAUF

Version	Datum	Autor	Änderung
0.1			
0.2			
0.3			

DOKUMENTEN STATUS

	Datum	Person(en)	Organisation
Autor(en)	20.03.2020	Carlo Corinaldesi	TU Wien - EEG
Verifizierung			
Freigabe			

ZUSAMMENFASSUNG

Das Hauptziel im Projekt Flex+ ist die Konzeptionierung und die darauffolgende Umsetzung eines großflächigen Realbetriebs für die Nutzung und Vermarktung von flexiblen Komponenten bei Prosumern. Die aktive Beteiligung mehrerer fernsteuerbarer Prosumer-Komponenten, wie Wärmepumpen, Warmwasserboiler, Photovoltaikanlagen, Speichersysteme und E-Mobilität ermöglicht den einzelnen Prosumern unterschiedliche Systemdienstleistungen zu erbringen und die eigenen Energiekosten zu reduzieren. Im Flex+ Projekt wurden dazu skalierbare Optimierungsalgorithmen entwickelt, die die optimale Nutzung und Vermarktung der vorhandenen Flexibilität ermöglichen.

In diesem Bericht werden die Ergebnisse der Optimierung der dynamischen Schnittstelle „Aggregator-Energiemanagement“ gezeigt. Die technischen Charakteristika der Komponenten wurden in linearer Form beschrieben und in einem einzelnen Optimierungsalgorithmus implementiert, damit eine koordinierte effiziente Ansteuerung stattfinden kann. Es wurden verschiedene Use Cases untersucht, die im Bericht „Spezifikation der Geschäftsmodelle und deren Rahmenbedingungen“ (Corinaldesi, 2019) definiert sind. Die Simulationen wurden für die Energiemanagementsysteme „W.E.B. Windenergie AG“ und „Sonnenplatz Großschönau“ durchgeführt. Es wurde gezeigt, dass die Teilnahme am Sekundärregelenergiemarkt zu maximalen Einsparungen von bis zu 27 % führt.

Im Anschluss an die Simulationsergebnisse wurden verschiedene Konzepte beschrieben, um zu bestimmen, welche Komponenten des Energiemanagementsystems die Energie liefern sollen, die bei Aktivierungen von Regelenergieangebote erforderlich ist. Die abgerufene Energie könnte entweder gleichmäßig auf alle Komponenten oder nur auf bestimmte Komponenten aufgeteilt werden, die dann aber mit höherer Leistung betrieben würden.

Damit im Realbetrieb auch bei Kommunikationsunterbrechungen das Energiemanagementsystem weiterbetrieben werden kann, wurden mögliche Backup Lösungen oder lokale Optimierungen definiert. Die entwickelten Konzepte und Methoden wurden schließlich im Laufe des Projektes in Realbetrieb getestet.

INHALTSVERZEICHNIS

1	EINFÜHRUNG.....	9
2	METHODE	10
2.1	Beschreibung eines Energiemanagementsystems als lineares Optimierungsproblem	11
2.1.1	Beschreibung der Photovoltaikanlagen	14
2.1.2	Beschreibung der Batterien.....	15
2.1.3	Beschreibung der Elektroautos	16
2.1.4	Beschreibung der Boiler	17
2.1.5	Beschreibung der Wärmepumpen	18
2.1.6	Beschreibung der nicht flexiblen Lasten	20
2.1.7	Beschreibung der Zielfunktion	21
2.2	Simulierte Szenarien.....	21
2.2.1	Referenzszenario.....	22
2.2.2	Day-Ahead Szenario	22
2.2.3	Minimal CO ₂ – Szenario	22
2.2.4	Use Case 2: Sekundärregel-, Day-Ahead-und Intraday-Markt	22
2.2.5	Use Case 3: Tertiärregel-, Day-Ahead-und Intraday-Markt	23
2.2.6	Use Case 4: Day-Ahead-und Intraday-Markt	23
3	CASE STUDY: SONNENPLATZ GROßSCHÖNAU.....	24
3.1	Daten.....	25
3.2	Day-Ahead-Szenario	28
3.2.1	Periode 1	29
3.2.2	Periode 2	30
3.2.3	Periode 3	31
3.3	Minimal CO₂ – Szenario	32
3.3.1	Periode 2	33
3.4	Use Case 2: Sekundärregel-, Day-Ahead-und Intraday-Markt.....	34
3.4.1	Periode 1	35
3.4.2	Periode 2	36
3.5	Use Case 3: Tertiärregel-, Day-Ahead-und Intraday-Markt	37
3.5.1	Periode 1	38
3.5.2	Periode 2	39
3.6	Use Case 4: Day-Ahead-und Intraday-Markt.....	40
3.6.1	Periode 3	41

4	CASE STUDY: W.E.B. WINDENERGIE AG	42
4.1	Daten.....	42
4.2	Day-Ahead-Szenario	44
4.2.1	Periode 1	45
4.2.2	Periode 2	46
4.2.3	Periode 3	47
4.3	Minimal CO₂ – Szenario	48
4.3.1	Periode 2	49
4.4	Use Case 2: Sekundärregel-, Day-Ahead-und Intraday-Markt	50
4.4.1	Periode 1	51
4.4.2	Periode 2	52
4.5	Use Case 3: Tertiärregel-, Day-Ahead-und Intraday-Markt	53
4.5.1	Periode 1	54
4.5.2	Periode 2	55
4.6	Use Case 4: Day-Ahead-und Intraday-Markt.....	56
4.6.1	Periode 3	57
5	VERGLEICH DER ERZIELBAREN ERLÖSE FÜR DIE ENERGIEMANAGEMENTSYSTEME	58
6	OPTIMIERUNG DER ECHTZEIT-AKTIVIERUNG	61
7	FALLBACK-METHODEN UND LOKALE OPTIMIERUNG	63
7.1	Standard Betriebsmodi der einzelnen Komponenten	63
7.1.1	Wärmepumpe	63
7.1.2	Boiler	64
7.1.3	Elektrofahrzeuge	64
7.1.4	Batteriespeicher	65
7.1.5	Energiemanagement.....	65
7.2	Definition der Fallback-Szenarien	67
8	BASELINEERSTELLUNG FÜR ENERGIEMANAGEMENTSYSTEME	71
9	SCHLUSSFOLGERUNGEN	75
10	REFERENZEN	77
11	ANHANG	78
11.1	Abbildungsverzeichnis	78
11.2	Tabellenverzeichnis	79
11.3	Zusammenfassung der Nebenbedingungen des Optimierungsalgorithmus	80

11.4 Ergebnistabellen für die Energiemanagementsysteme in den verschiedenen Szenarios	82
11.4.1 Sonnenplatz Großschönau	82
11.4.2 W.E.B. Windenergie AG	89

EINHEITEN UND ABKÜRZUNGEN

in alphabetischer Reihenfolge.

Abkürzung/Einheit	Bedeutung
BAT	Batterie
COP	Leistungszahl
DA	Day-Ahead Markt
EMS	Energiemanagementsystem
EPEX	European Power Exchange
EV	Elektroauto
GCP	Netzanschlusspunkt
HP	Wärmepumpe
ID	Intraday Markt
NFL	Nicht flexible Last
PV	Photovoltaikanlage
SRL	Sekundärregelenergiemarkt
TRL	Tertiärregelenergiemarkt

1 Einführung

Das Hauptziel des Projektes Flex+ ist die Konzeptionierung und die darauffolgende Umsetzung eines großflächigen Realbetriebs für die Nutzung und Vermarktung von flexiblen Komponenten bei Prosumern, wie Wärmepumpen, Warmwasserboiler, Photovoltaik, Speichersysteme und E-Mobilität an den unterschiedlichen Strommärkten. Dazu wurden skalierbare Optimierungsalgorithmen entwickelt, die die Nutzung und Vermarktung der vorhandenen Flexibilität ermöglichen. Es wird also untersucht wie ein Energiemanagementsystem beim Pooling von unterschiedlichen Komponenten optimiert werden kann. Unter Pooling versteht man die gemeinsame, koordinierte Ansteuerung mehrerer Komponenten. Wie im Bericht (Spreitzhofer, 2019) schon beschrieben wurde, ist das Pooling von Komponenten in vielen Fällen notwendig für die Teilnahme an den Strommärkten, durch die unterschiedliche Vorteile erzielt werden können.

Damit die Optimierungsalgorithmen skalierbar sind und somit auch für eine große Anzahl von Komponenten zeitlich effizient sind, scheint die geeignetste Lösung sie linear zu verfassen (Guggilam & Dall’Anese, 2016). Aus diesem Grund ist es im Flex+ Projekt notwendig die flexiblen Komponenten bei den Prosumern ausschließlich mit linearen Gleichungen darzustellen.

In diesem Bericht werden die mathematischen linearen Darstellungen der flexiblen Komponenten gezeigt und ihre koordinierte Ansteuerung durch einen einzelnen Optimierungsalgorithmus. Die Geschäftsmodelle, die im Bericht „Spezifikation der Geschäftsmodelle und deren Rahmenbedingungen“ (Corinaldesi, 2019) definiert worden sind, wurden für zwei unterschiedliche Energiemanagementsysteme simuliert. Die Ergebnisse der Simulationen werden in diesem Bericht analysiert und ausgewertet.

Bei Aktivierungen von Regelennergieangebote werden unterschiedliche Konzepte entwickelt, um festzustellen welche Komponenten des Energiemanagementsystems tatsächlich die abgerufene Energie liefern sollen. Die Abrufe könnten entweder aliquot auf alle Komponenten aufgeteilt werden, oder sie könnten so aufgeteilt werden, dass manche Komponenten nicht aktiviert werden. Dafür werden aber die anderen mit der maximal verfügbaren Leistung aktiviert. In Energiemanagementsystemen setzen sich eigentlich die Vorhaltungen aus vielen individuellen Reserven der einzelnen Komponenten zusammen. In diesem Bericht werden diese unterschiedlichen Ansätze beschrieben, um die abgerufene Leistung auf die verschiedenen Regelennergieabrufe aufzuteilen.

In den Simulationen wird angenommen, dass die Kommunikation zwischen den Komponenten, dem Netzbetreiber, dem Energielieferanten, dem Regelennergievermarkter und der Flex+ Plattform zu jedem Zeitpunkt gewährleistet werden kann. Das heißt, dass mögliche Kommunikationsunterbrechungen in den Simulationen nicht betrachtet werden. Für eine zukünftige Umsetzung der Geschäftsmodelle in einem Realbetrieb müssen aber mögliche Backup Lösungen oder lokale Optimierungen definiert werden, die im Fall einer Unterbrechung den Betrieb der Einzelkomponenten weiter steuern. Konzepte dafür werden in Kapitel 7 vorgestellt.

2 Methode

Eine exakte Beschreibung des technischen Betriebs von Energiemanagementsystem ist im Allgemeinen sehr komplex und durch nichtlineare Zusammenhänge charakterisiert, die zu einer Nicht-Skalierbarkeit der Berechnungen führen. Die Berechnungszeiten nehmen daher mit der Zunahme der Anzahl der betrachteten Komponenten exponentiell zu, welche bei linearen Systemen am geringsten ausfallen. Außerdem gibt es für lineare Optimierung hocheffiziente, weit entwickelte Lösungsverfahren. Zudem, werden in Last- bzw. Erzeugungsprognosen unvermeidlich Fehler gemacht, die oft die Ungenauigkeiten, die durch Linearisierung entstehen weit übersteigen.

In den letzten Jahren haben zahlreiche Studien wie (Pedram, 2015) und (Al-Awami, 2011) sich mit der linearen Darstellung von Energiesystemen beschäftigt. Ziel davon ist skalierbare Modelle für die Nutzung und Vermarktung von unterschiedlichen flexiblen Komponenten zu entwickeln.

In diesem Kapitel wird eine einfache und umfassende Charakterisierung unterschiedlicher Komponenten gebildet, um mehrere flexible Komponenten in einem einzelnen linearen Optimierungsalgorithmus effizient zu beschreiben. Die Grundidee des vorgeschlagenen Verfahrens besteht darin, Elektrofahrzeuge, Warmwasserboiler und Wärmepumpen als virtuelle Batterien mit variabler Kapazität darzustellen. Mit anderen Worten, im vorgeschlagenen Verfahren werden die technischen Eigenschaften flexibler Komponenten (wie z. B. ein Warmwasserboiler) mit denselben mathematischen Formeln einer Batterie zusammengefasst. Die mathematische Formulierung virtueller Batterien ermöglicht die optimale Zuordnung der Energieflüsse des Energiemanagementsystems durch ein lineares Optimierungsmodell.

2.1 Beschreibung eines Energiemanagementsystems als lineares Optimierungsproblem

Im Flex+ Projekt werden in einem Energiemanagementsystem (EMS) fünf unterschiedliche Technologien untersucht: Elektrofahrzeuge (EVs), Batterien (BATs), Wärmepumpen (HPs), Photovoltaikanlagen (PVs) und Boiler. Zusätzlich werden auch die Einflüsse von nicht flexiblen Lasten (NFLs) auf das gesamte EMS berücksichtigt. Der Algorithmus, der in diesem Kapitel präsentiert wird, kann aufgrund seiner Linearität von jeder Technologie beliebig viele Komponenten betrachten und miteinander koordinieren. Alle Komponenten, aus denen das EMS besteht, sind an einem gemeinsamen Netzanschluss (GCP) verbunden, der durch eine maximale Netzanschlussleistung begrenzt ist. Große NFLs können daher den Einsatz von Flexibilität verringern, da beim Netzanschluss Engpässe auftreten können. Die Leistung bzw. die Energie werden vom Netzanschlusspunkt an den unterschiedlichen Märkten (Spot-Märkte und Regelenergiemärkte) vermarktet. Eine allgemeine graphische Darstellung eines Energiemanagementsystems und die zugehörigen elektrischen Lastflüssen sind in Abbildung 1 gezeigt.

In einem EMS ist der Netzanschluss durch eine maximale Bezugs-, bzw. Einspeiseleistung begrenzt (siehe Bedingung 1 in 11.3). Abschließend ist es aus physischen Gründen notwendig, dass am Netzanschluss die Summe aller Leistungsflüsse null ist (siehe Bedingung 2 in 11.3).

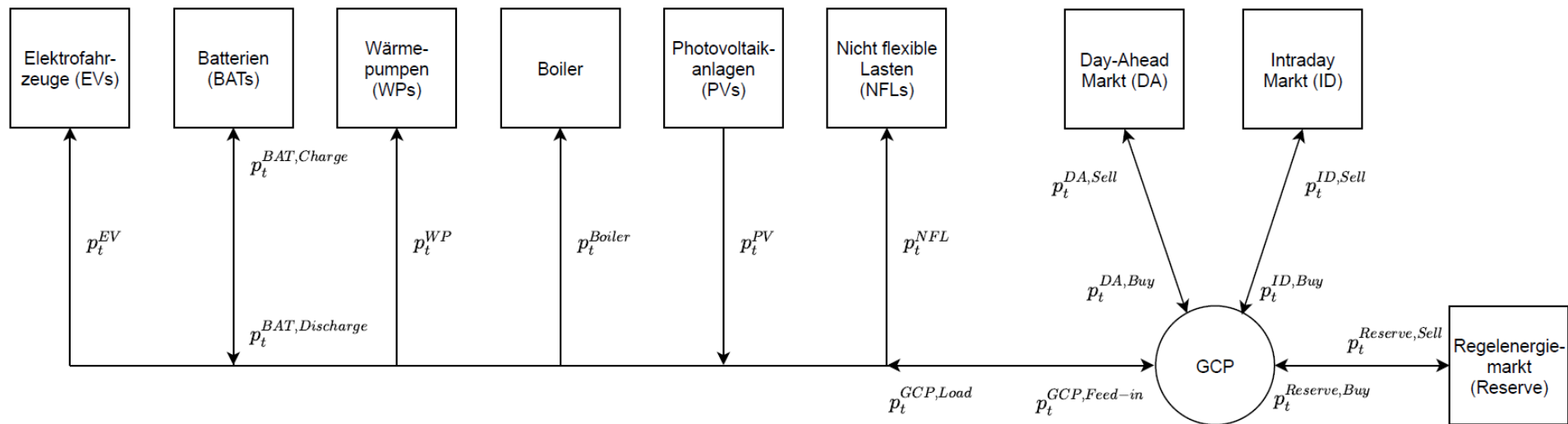


Abbildung 1: Graphische Darstellung eines Energiemanagementsystems und der zugehörigen Lastflüsse.

Die Leistungsflüsse, die durch den Netzanschluss fließen, werden an den unterschiedlichen Märkten vermarktet (siehe Bedingung 3 in 11.3). In Abhängigkeit der technischen Eigenschaften (z.B. Lade- und Entladeleistung) der Komponenten und der Marktpreise werden Flexibilitäten aktiviert, um die Energiebezugskosten zu reduzieren. Die Märkte unterscheiden sich unter anderem in den unterschiedlichen Produkten, die gehandelt werden können. Z.B. am Day-Ahead Markt werden Stromlieferungen für den nächstfolgenden Tag gehandelt. Gebote für die Auktion dürfen bis zum Vortag abgegeben werden. Der Intraday-Markt ist dem Day-Ahead Markt nachgelagert und ermöglicht einen noch kurzfristigeren Handel. Am Regelenergiemarkt wird keine Energie angeboten, sondern die „Bereitschaft“ eine gewisse Energiemenge mit einer bestimmten Leistung für eine bestimmte Zeitspanne zu liefern bzw. zu beziehen. Allein für ihre Bereitschaft bekommen die Teilnehmer am Regelenergiemarkt eine Vergütung. Im Fall von Sekundärregelenergiemarkt (SRL) und Tertiärregelenergiemarkt (TRL) bekommen die Teilnehmer im Einsatzfall auch einen zusätzlichen Arbeitspreis für die erbrachte Energiemenge.

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

Eine Photovoltaikanlage ist insofern eine flexible Energiequelle, da man sie abregeln kann. Abbildung 2 zeigt in der oberen Graphik die potentielle Erzeugung einer Photovoltaikanlage, während in der unteren Graphik die Erzeugung einer Photovoltaikanlage gezeigt ist, die abgeregelt wurde. Das Abregeln einer Photovoltaikanlage, kann in unterschiedlichen Fällen wirtschaftlich sein, wie z.B. wenn es am Markt negative Preise gibt.


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

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

2.1.2 Beschreibung der Batterien

Die Batterien in Energiemanagementsysteme lassen sich mit neun Parametern beschreiben.

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

Die mathematischen Bedingungen, die die technischen Eigenschaften der Batterie liefern sind im Anhang (Bedingung 5-10 in 11.3) beschrieben.

Die Optimierungsvariablen, die vom Optimierungsalgorithmus bestimmt werden, sind die Zeitreihe von der Ladeleistung ($p_t^{BAT,Charge}$), die Zeitreihe der Entladeleistung ($p_t^{BAT,Discharge}$) und die Zeitreihe des Ladezustands der Batterie (soc_t^{BAT}). In Abbildung 3 ist ein marktoptimierter Batteriebetrieb gezeigt.

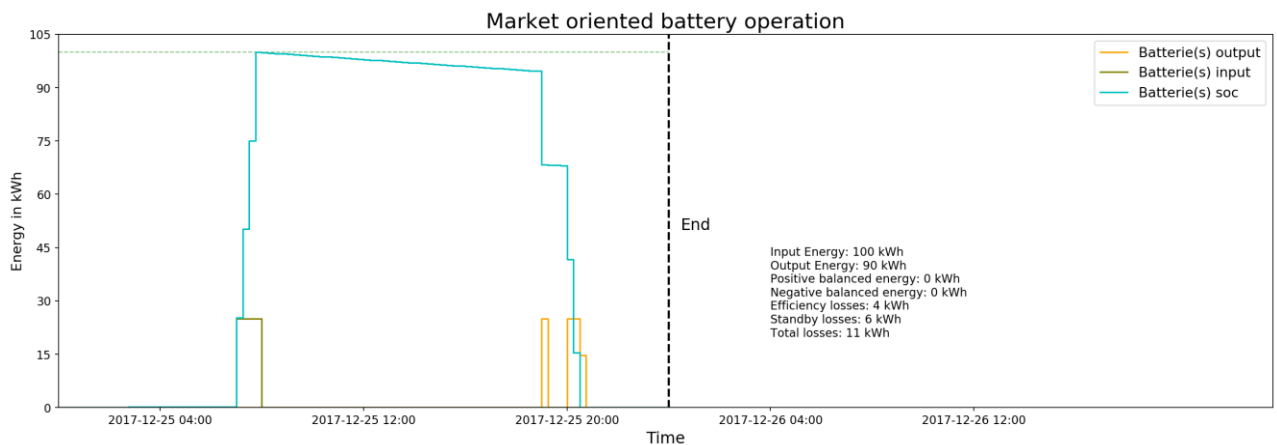


Abbildung 3: Marktoptimierter Batteriebetrieb.

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

2.1.3 Beschreibung der Elektroautos

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

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

Die mathematische Bedingungen, welche die technischen Eigenschaften eines Ladevorganges liefern sind im Anhang (Bedingung 11-14 in 11.3) beschrieben.

Die Optimierungsvariablen, die in diesem Fall vom Optimierungsalgorithmus bestimmt werden, sind die Zeitreihe von der Ladeleistung (p_t^{EV}) und der Ladezustand der Batterie des Elektrofahrzeugs (soc_t^{EV}). In Abbildung 4 ist ein marktoptimierter Ladevorgang eines Elektrofahrzeugs gezeigt.

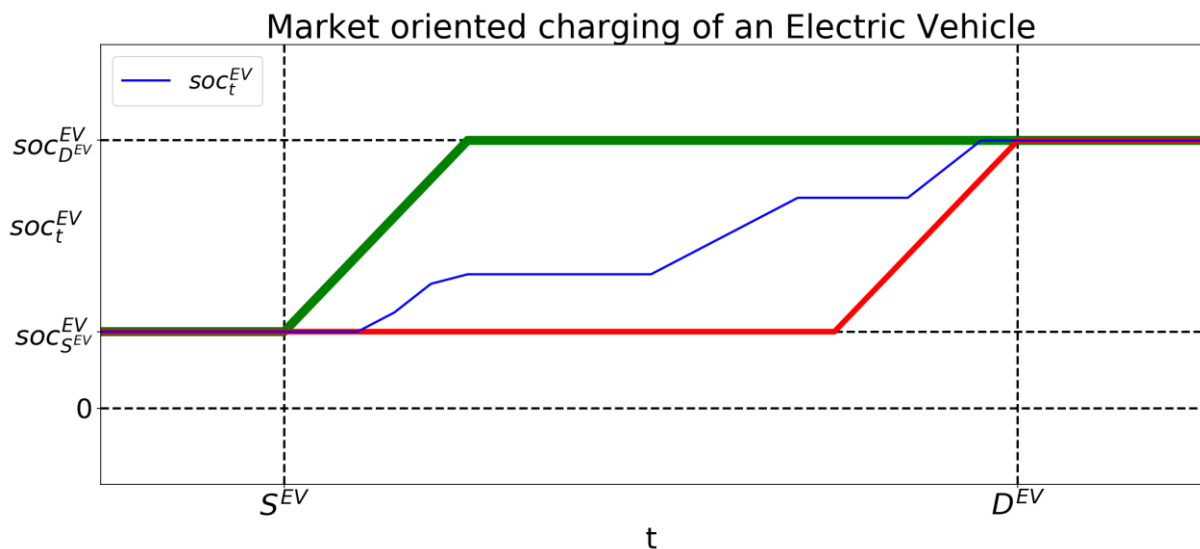


Abbildung 4: Marktoptimierter Ladevorgang eines Elektrofahrzeugs.

Diese graphische Darstellung zeigt einen flexibilisierten/optimierten Ladevorgang eines Elektrofahrzeugs. Die grüne Linie stellt den Ladezustand eines Elektrofahrzeugs dar, wenn der Ladevorgang nicht durch eine Markt-getriebene Optimierung gesteuert wird. Das Elektrofahrzeug wird in diesem Fall zum Zeitpunkt S^{EV} an die Ladesäule angesteckt, wird geladen und sobald die Batterie vollgeladen ist, bleibt das Elektrofahrzeug angesteckt ohne

geladen zu werden bis zum Zeitpunkt D^{EV} . Im Gegensatz, stellt die rote Linie den Ladezustand eines Elektrofahrzeugs dar, wenn der Ladevorgang erst vor dem Abstecken mit maximaler Ladeleistung stattfindet. Diese zwei Funktionen werden vom Optimierungsalgorithmus als Kapazitätsgrenzen einer virtuellen Batterie betrachtet und die Flexibilität kann innerhalb dieser Grenzen aktiviert werden. In der Optimierung wird keine Einspeisung vom EV ins Netz (Vehicle-to-Grid) erlaubt.

2.1.4 Beschreibung der Boiler

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

- Die minimale Temperatur des Wassers innerhalb des Boilers T_{min}^{Boiler} ,
- Die maximale Temperatur des Wassers innerhalb des Boilers T_{max}^{Boiler} ,
- Die maximale elektrische Leistung $p_{el,max}^{Boiler}$,
- Der elektrische Wirkungsgrad η_{el}^{Boiler} ,
- Der Energieverlustfaktor K^{Boiler} ,
- Die Anfangstemperatur T_{Start}^{Boiler} ,
- Die Wärmekapazität des Wassers c_p^{Boiler} ,
- Die Dichte des Wassers ρ^{Boiler} ,
- Das Volumen des Wassers im Boiler V^{Boiler} ,
- Die Lufttemperatur außerhalb des Boilers T_a^{Boiler} , die konstant mit 25 °C angenommen wird.

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

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

Die mathematischen Bedingungen, die die technischen Eigenschaften eines Boilers liefern sind im Anhang (Bedingung 15-19 in 11.3) beschrieben. Die Verluste des Boilers sind von der Wassertemperatur abhängig. Das Wasser wird nur dann geheizt, wenn der Preisunterschied zwischen Kauf- und Verkaufspreis genügend groß ist, dass das Heizen mit Betrachtung des elektrischen Wirkungsgrades trotz der Verluste noch wirtschaftlich ist.

Die Optimierungsvariablen, die bei der Optimierung von Boilern vom Optimierungsalgorithmus bestimmt werden, sind die Zeitreihe von der Verbrauchsleistung (p_t^{Boiler}) und die Zeitreihe der Wassertemperatur innerhalb des Boilers (T_t^{Boiler}). In Abbildung 5 ist ein

marktoptimierter Verbrauch eines Boilers mit variabler Leistung gezeigt, während in Abbildung 6 ein marktoptimierter Verbrauch eines Boilers mit der On / Off Funktionsweise gezeigt ist. Bei der On / Off Funktionsweise darf die elektrische Leistung des Boilers nur zwei Werte haben: die maximale elektrische Leistung $p_{el,max}^{Boiler}$ oder 0. Die roten Farbstufen stellen die elektrische Leistung dar (weiß für 0 kW und rot für volle Leistung), während die schwarzen Balken den Warmwasserverbrauch darstellen (je höher die Balken sind, desto mehr Warmwasser wird in dem Zeitpunkt verbraucht). Diese Graphiken zeigen nur schematisch die Funktionsweise des Optimierungsalgorithmus.

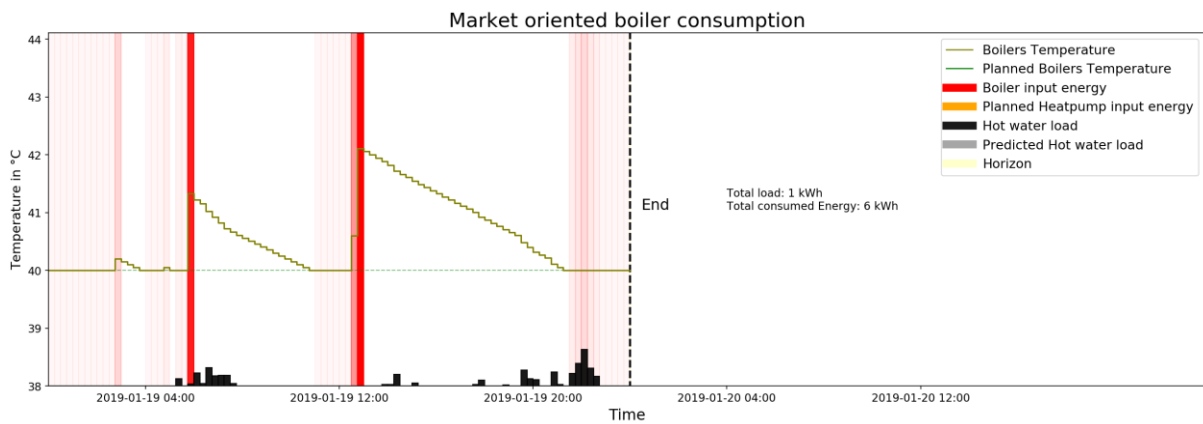


Abbildung 5: Marktoptimierter Verbrauch eines Boilers.

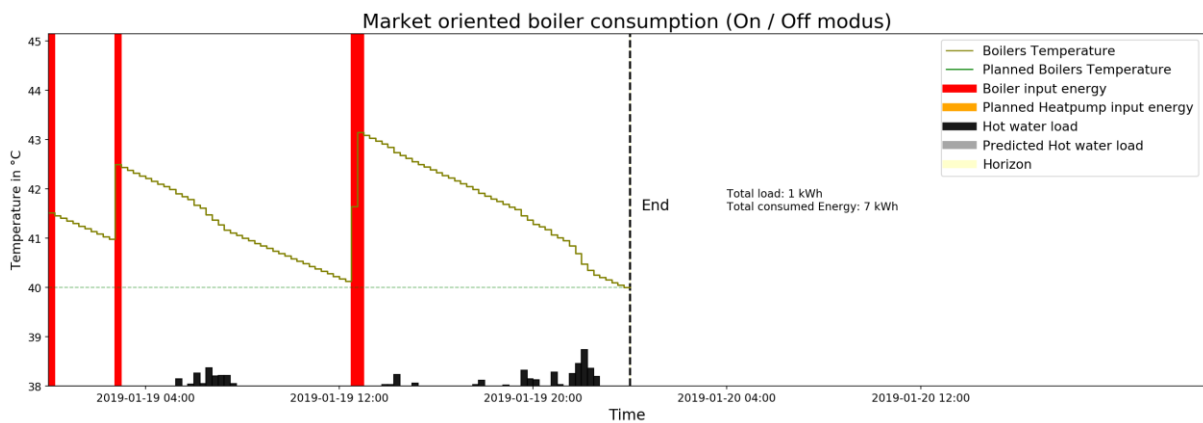


Abbildung 6: Marktoptimierter Verbrauch eines Boilers mit On / Off Funktionsweise.

2.1.5 Beschreibung der Wärmepumpen

Eine Wärmepumpe lässt sich mit elf Parametern beschreiben.

- Die minimale gewünschte Raumtemperatur $T_{min}^{indoor,user}$,
- Die maximale gewünschte Raumtemperatur $T_{max}^{indoor,user}$,

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

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

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

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

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

Die mathematischen Bedingungen, die die technische Eigenschaften einer Wärmepumpe liefern sind im Anhang (Bedingung 20-24 in 11.3) beschrieben.

Die Optimierungsvariablen, die bei der Optimierung von den Wärmepumpen bestimmt werden, sind die Zeitreihe von der Verbrauchsleistung (p_t^{HP}) und die Raumtemperatur (T_t^{indoor}). In Abbildung 7 ist ein marktoptimierter Verbrauch einer Wärmepumpe gezeigt. Wie ersichtlich wird geheizt, wenn die Außentemperatur (blaue Linie) hoch ist, sodass auch die Leistungszahl (cop_t^{HP}) so hoch wie möglich ist. In Abbildung 8 ist der marktoptimierter Verbrauch einer Wärmepumpe mit begrenzter minimalen Leistung gezeigt.

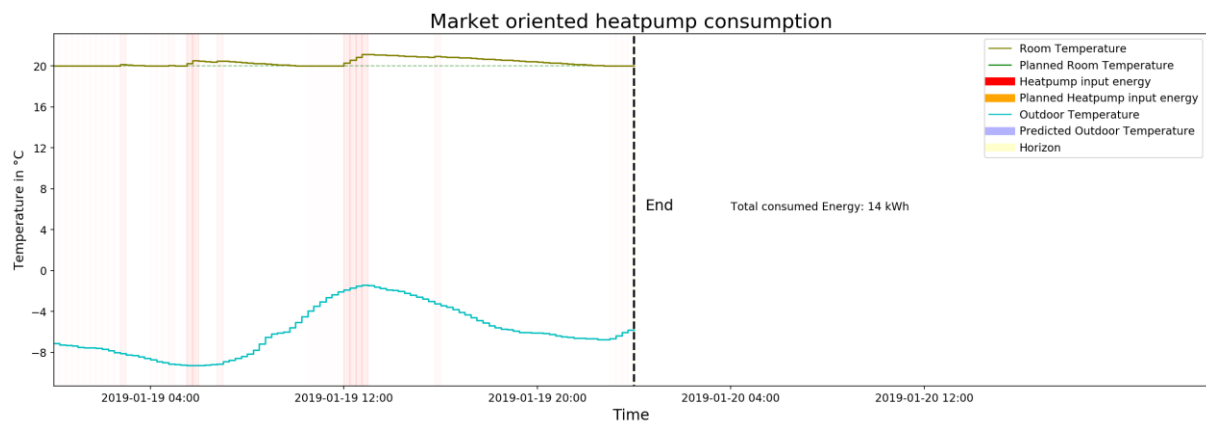


Abbildung 7: Marktoptimierter Verbrauch einer Wärmepumpe.

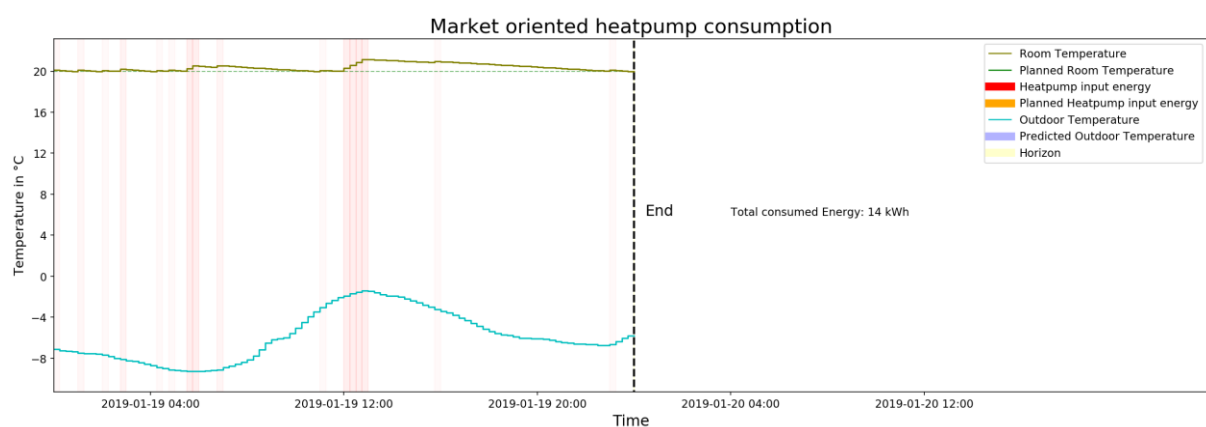


Abbildung 8: Marktoptimierter Verbrauch einer Wärmepumpe mit begrenzter minimalen Leistung.

2.1.6 Beschreibung der nicht flexiblen Lasten

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

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

2.1.7 Beschreibung der Zielfunktion

Das Ziel des Optimierungsalgorithmus ist die gesamten Kosten zu minimieren.

$$\min_{\mathcal{T}} total\ costs(\mathcal{T})$$

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

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

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

2.2 Simulierte Szenarien

Für die EMS wurden sechs unterschiedliche Szenarien/Use Cases simuliert, die im Bericht (Corinaldesi, 2019) beschrieben wurden.

1. Referenzszenario
2. Day-Ahead Szenario
3. Minimal CO₂ - Szenario
4. Use Case 2: Sekundärregel-, Day-Ahead-und Intraday-Markt
5. Use Case 3: Tertiärregel-, Day-Ahead-und Intraday-Markt
6. Use Case 4: Day-Ahead-und Intraday-Markt

Die Ergebnisse der Simulationen sind in EUR/kW bzw. kWh/kW angegeben, wobei Cash-flows und Energieflüsse durch die Netzanschlussleistung geteilt werden, damit die Ergebnisse beider UMS verglichen werden können.

2.2.1 Referenzszenario

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 begrenzte Netzanschlussleistung, die maximale Lade-Leistung einer Batterie 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 Komponenten vom Optimierungsalgorithmus bestimmt worden sind, wird der Fahrplan des EMS mit den echten Spotpreisen der europäischen Strommarktbörse (European Power Exchange, EPEX) - zu den jeweiligen Zeitpunkten bewertet.

2.2.2 Day-Ahead Szenario

Im „Day-Ahead Szenario“ wird allein nach dem variierenden EPEX-Spotpreis am Day-Ahead Markt optimiert. Die Energie wird 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. Die Flexibilität unterschiedlicher Komponenten wird in diesem Szenario aktiviert, wenn die Day-Ahead Markt Preise es erlauben die niedrigsten Gesamtkosten zu erreichen.

2.2.3 Minimal CO₂ – Szenario

Im „Minimal CO₂ – Szenario“ wird in Abhängigkeit von den CO₂ – Emissionen optimiert. Die Energie wird auch in diesem Use Case ausschließlich am EPEX- Day-Ahead Markt gehandelt. Die Energie wird daher bezogen, wenn die CO₂ – Emissionen im nationalen Strommix möglichst gering sind.

2.2.4 Use Case 2: Sekundärregel-, Day-Ahead-und Intraday-Markt

Wie schon im Bericht (Corinaldesi, 2019) beschrieben wurde, werden im Use Case 2 „Sekundärregel, Day-Ahead-und Intraday-Markt“ parallel zur Day-Ahead Markt Optimierung, Regelernergie am Sekundärregelmarkt (SRL) bereitgestellt. Die flexible Energiemenge des gesamten Energiemanagementsystems wird am Sekundärregelmarkt in Form von 4h-Strom-Produkten angeboten. Jeder Abruf erfolgt mit einer gewissen Wahrscheinlichkeit, die vom Regelernergieanbieter dem EMS kommuniziert wird. Damit die Leistungs- und Energievorhaltung möglich ist, werden auch Nachkäufe am Intraday-Markt betrachtet. Die Nachkäufe am Intraday-Markt ermöglichen eine kurzfristige Reaktion auf nicht erwartete Regelernergieabrufe, die für die Optimierung notwendig sind, da am Anfang des Tages

FLEX⁺

schon der Tag danach optimiert wird und einen Startwert für den Ladezustand der Batterien bzw. virtuellen Batterien für den Optimierungsalgorithmus definiert werden muss. Vom Regelanbieter werden zwei Angebote übermittelt. Eines mit hoher Abrufwahrscheinlichkeit und niedrigem Preis und eines mit niedriger Abrufwahrscheinlichkeit und hohem Preis.

2.2.5 Use Case 3: Tertiärregel-, Day-Ahead-und Intraday-Markt

Im Use Case 3 „Tertiärregel-, Day-Ahead-und Intraday-Markt“ 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-Strom-Produkten angeboten. Zwischen Use Case 2 und Use Case 3 besteht im Modell kein Unterschied, bis auf die Preise und die Abrufwahrscheinlichkeiten und die damit verbundenen Erlösmöglichkeiten. Die Abrufwahrscheinlichkeit wird in diesem Use Case als Null angenommen. Dadurch rechnet das Optimierungstool nur mit Erlösen durch den Leistungspreis vom Tertiärregelenergiemarkt.

2.2.6 Use Case 4: Day-Ahead-und Intraday-Markt

Im Use Case 4 „Day-Ahead-und Intraday-Markt“ wird kein Regelenergiemarkt betrachtet. In diesem Use Case wird im Gegensatz zu den anderen, am Intraday-Markt auch optimiert. Die Optimierung erfolgt stündlich für die jeweils nächsten 24h. Die upgedateten Intraday-Markt Preise werden stündlich für die nächsten 3 Stunden mit viertelstündlicher Auflösung in die Optimierung als Input eingegeben. Somit wird ein Optimierungsproblem stündlich mit aktualisierten Intraday-Markt -Preisen gelöst. Dies ermöglicht es, kurzfristige Preisschwankungen am Intraday-Markt zu nutzen. Am Intraday-Markt werden nur die Trades für die nächsten 3h (zu den jeweiligen Bid / Ask-Preisen) getätigt. Der Bid-Preis ist der höchste Preis, den ein Energiehandler zahlen würde um Energie zu kaufen. Der Ask-Preis ist der niedrigste Preis, wofür ein Energiehandler ein Angebot akzeptiert.

3 Case Study: Sonnenplatz Großschönau

Das Energiemanagementsystem Großschönau ist eine Kläranlage, die aus unterschiedlichen Technologien besteht: Zwei Photovoltaikanlagen, eine Batterie, zwei E-Ladesäulen, einen Boiler, eine Wärmepumpe und einer Last. In Abbildung 9 ist die Konfiguration des Energiemanagementsystems Großschönau gezeigt.

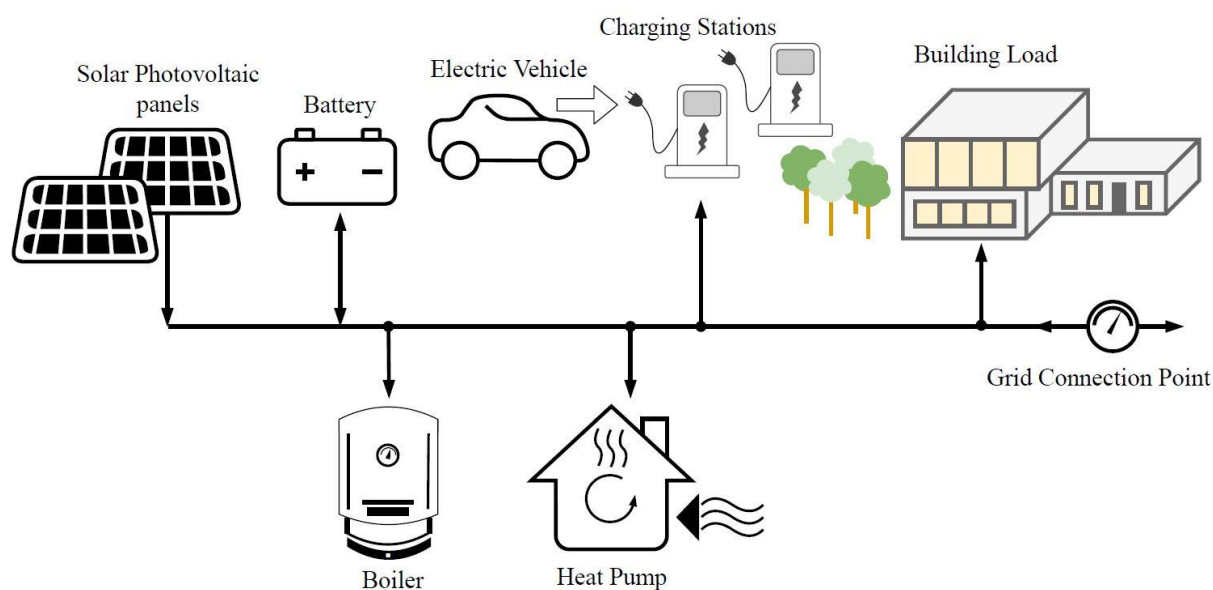


Abbildung 9: Konfiguration des Energiemanagementsystems Sonnenplatz Großschönau.

Die verwendeten Daten für die Simulationen der Case Study basieren auf realen historischen Messwerten aus den Jahren 2017-2019. Die Berechnungen wurden in den jeweiligen Perioden wie in Abbildung 10 gezeigt ist durchgeführt. Die Use Cases 2 und 3 wurden in den Perioden 1 und 2 simuliert. In der ersten Periode waren der österreichische und der deutsche Markt noch nicht getrennt. Es werden für Use Case 2 und 3 also beide Perioden 1 und 2 untersucht, um zu verstehen ob die Markttrennung einen positiven/negativen Einfluss auf die Geschäftsmodelle gehabt hätten. Use Case 4 wurde in der dritten Periode simuliert. Hier wird es untersucht, ob kurzfristige Preisschwankungen am Intraday-Markt anhand von einem flexiblen Portfolio genutzt werden können.

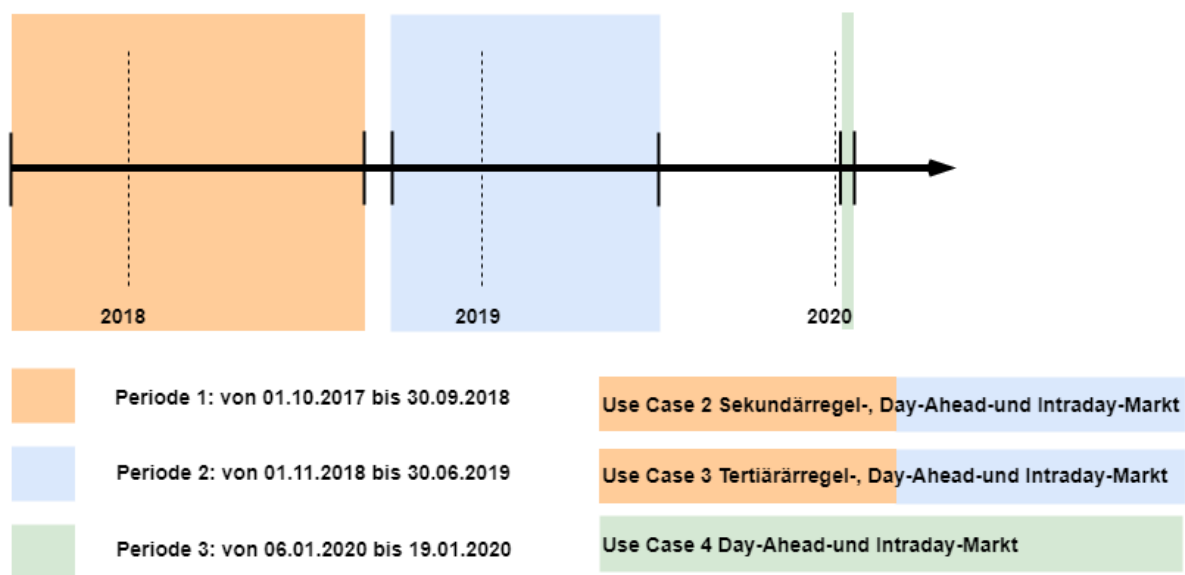


Abbildung 10: Use Cases in den jeweiligen Perioden.

3.1 Daten

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

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



Abbildung 11: Die Battery-Box HV, die im Energiemanagementsystem Sonnenplatz Großschönau installiert wurde (Fronius, 2019).

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

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

Die Wärmepumpe, die im EMS Sonnenplatz Großschönau installiert ist die „TERRA SW Basic“. Die technischen Parameter der Wärmepumpe sind in Tabelle 1 erfasst.

Tabelle 1: Technische Parameter der Wärmepumpe TERRA SW Basic (IDM, 2019).

TERRA SW Basic (Ausstattungsvariante 13)	
Energieeffizienzklasse Sole (Verbund aus WP und Regler)	A++ - A+++
Heizleistung	13,36 kW – 17,52 kW
Leistungsaufnahme	2,78 kW
COP	4,8 – 6,29

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

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

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

3.2 Day-Ahead-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.

In den folgenden Abbildungen (Abbildung 12, Abbildung 13 und Abbildung 14) sind die Ergebnisse des Day-Ahead-Szenarios in den drei unterschiedlichen Perioden gezeigt. Die Day-Ahead-Szenarios werden mit den Referenzszenarios verglichen. Die Day-Ahead Markt Käufe (blau) bzw. Day-Ahead Markt Verkäufe (rot) stellen die Kosten der Energie und die Energiemenge dar, die sich im optimalen Betrieb beim Handel am Day-Ahead Markt ergeben. Die Netzkosten und Abgaben (in violett) sind die Summe der energiebezogenen Kosten, der leistungsbezogenen Kosten und der fixen Pauschale. Die Gesamtkosten bzw. der Gesamtverbrauch werden schwarz angezeigt, während die Differenzen der Gesamtkosten und des Gesamtverbrauchs im Vergleich zum Referenzszenario grün angezeigt werden.

3.2.1 Periode 1

In Abbildung 12 sind die Ergebnisse des Day-Ahead-Szenarios in der Periode 1 (01.10.2017 – 30.09.2018) gezeigt. Die Energiemenge, die am Day-Ahead Markt gekauft wird steigt im Vergleich zum Referenzszenario um 3,17 %, während die Energiemenge, die am Day-Ahead Markt verkauft wird, um 1,41 % sinkt. Es ergibt sich so ein gesamter Mehrverbrauch an Energie von 4,66%, da die kostengünstigste Lösung vom technisch optimalen Fahrplan mit den minimalen Energieverlusten (Referenzszenario) abweicht. Obwohl im Vergleich zum Referenzszenario am Day-Ahead Markt eine höhere Menge an Energie gekauft wird, ergeben sich um 7,85 % niedrigere Kosten für die Day-Ahead Markt Käufe. Das Einkommen bei den Day-Ahead Markt Verkäufen steigt um 5,43 %. Da aber die vom Netz bezogene Energiemenge gestiegen ist, ergeben sich erhöhte Netzkosten um 0,71 %. Die Gesamtkosten reduzieren sich insgesamt um 1,51 %. Die detaillierten Ergebnisse sind im Abschnitt 11.4.1 in Tabelle 4 zusammengefasst.

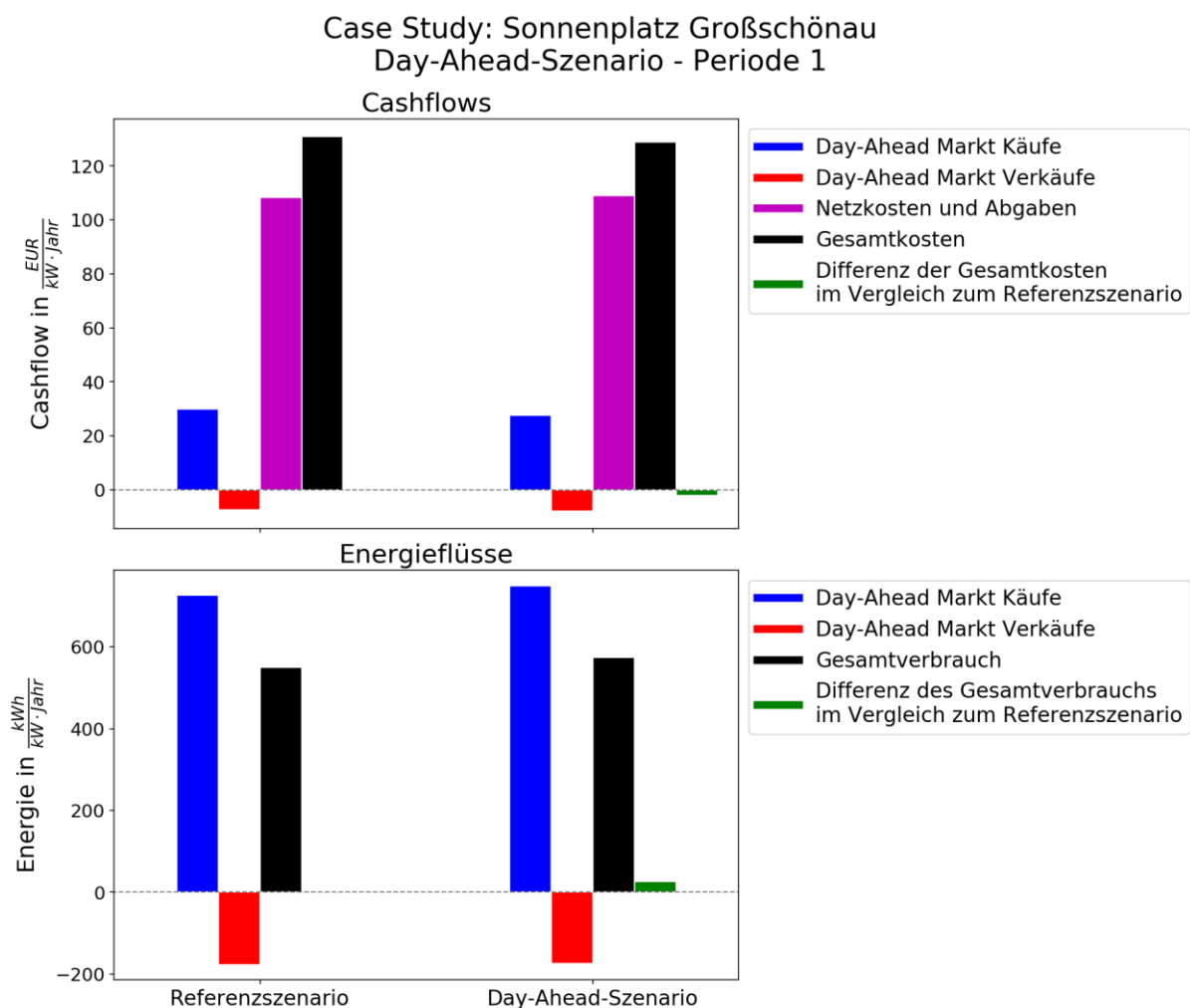


Abbildung 12: Case Study Sonnenplatz Großschönau - Day-Ahead-Szenario- Periode 1.

3.2.2 Periode 2

Die Ergebnisse der zweiten Periode (01.11.2018 – 30.06.2019) wurden auf ein Jahr hochskaliert (Abbildung 13). Die Energiemenge, die am Day-Ahead Markt gekauft wird, steigt im Vergleich zum Referenzszenario um 2,57 %, während die Energiemenge, die am Day-Ahead Markt verkauft wird, leicht um 0,44 % sinkt. Der Gesamtverbrauch steigt insgesamt um 3,13 %. Im Vergleich zum Referenzszenario ergeben sich in diesem Szenario niedrigere Kosten für die Day-Ahead Markt Käufe (5,15 %), wie eine höhere Vergütung für die Day-Ahead Markt Verkäufe (6,74 %). Die Netzkosten erhöhen sich wegen der erhöhten Energiemenge, die vom Netz bezogen wird, um 0,64 %. Die Gesamtkosten reduzieren sich in diesem Fall um 1,18 %. Die detaillierten Ergebnisse sind im Abschnitt 11.4.1 in Tabelle 5 zusammengefasst.

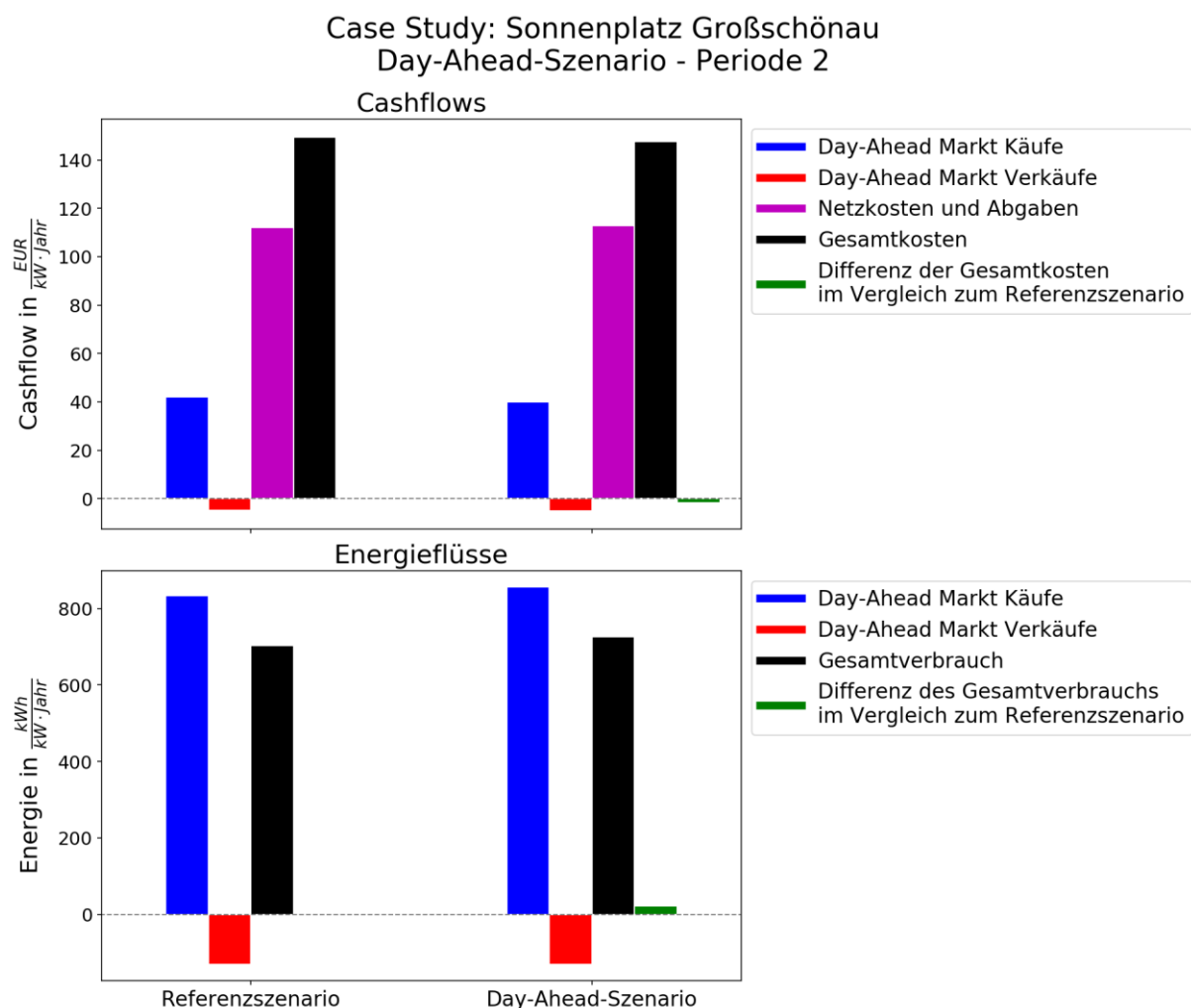


Abbildung 13: Case Study Sonnenplatz Großschönau - Day-Ahead-Szenario- Periode 2.

3.2.3 Periode 3

Die Ergebnisse der dritten Periode (06.01.2020 – 19.01.2020) wurden nicht auf ein Jahr hochskaliert. Da die optimierte Zeitspanne zwei Winterwochen umfasst, kann eine Hochskalierung nicht repräsentativ für ein Jahr sein, denn der Verbrauch ist im Winter erheblich höher und die Photovoltaikerzeugung erheblich niedriger. Wie in Abbildung 14 ersichtlich, ist die Energiemenge, die am Day-Ahead Markt gekauft wird im Vergleich zum Referenzszenario fast gleich (um 1,08 % höher), während die Energiemenge, die am Day-Ahead Markt verkauft wird, genau gleich ist. Es ergibt sich so einen gesamten Mehrverbrauch von 1,18 %. Im Vergleich zum Referenzszenario ergeben sich in der dritten Periode auch niedrigere Kosten für die Day-Ahead Markt Käufe (2,44 %), obwohl die gekaufte Energiemenge größer ist. Die Vergütung für die Day-Ahead Markt Verkäufe, so wie die Energiemenge ändert sich im Vergleich zum Referenzszenario nicht. Die Netzkosten erhöhen sich um 0,32 % und somit reduzieren sich die Gesamtkosten um 0,41 %. Die detaillierten Ergebnisse sind im Abschnitt 11.4.1 in Tabelle 6 zusammengefasst.

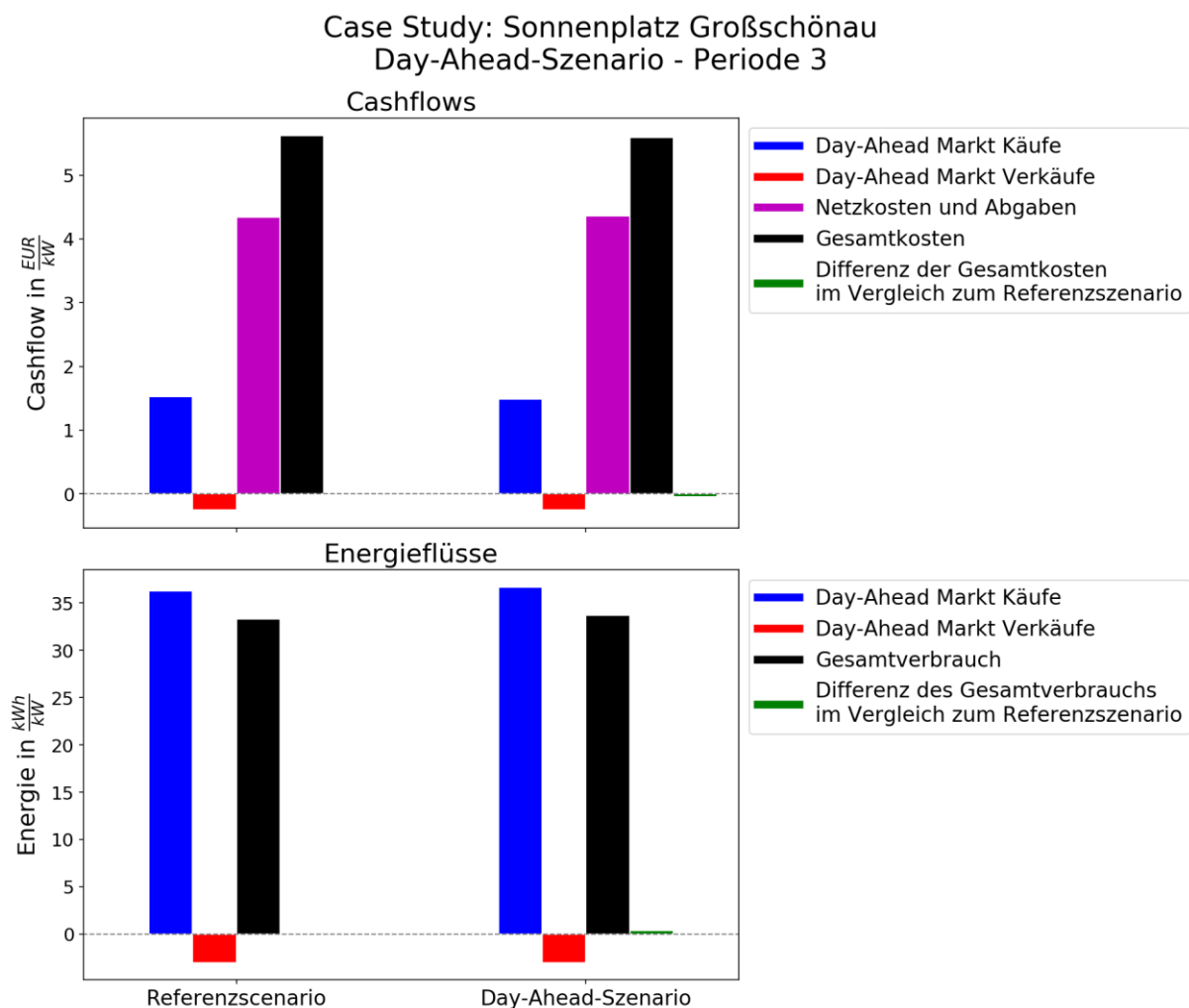


Abbildung 14: Case Study Sonnenplatz Großschönau - Day-Ahead-Szenario- Periode 3.

3.3 Minimal CO₂ – Szenario

Das „Minimal CO₂ – Szenario“ wurde bereits in Abschnitt 2.2.3 beschrieben. In diesem Szenario wird die Energie vom Netz erst bezogen, wenn die CO₂ – Emissionen im nationalen Strommix möglichst gering sind. Das „Minimal CO₂ – Szenario“ wurde nur für die Periode 2 simuliert, um zu untersuchen wie stark gesteuerte flexible Komponenten bei Prosumern im aktuellen Marktdesign die CO₂ – Emissionen reduzieren können.

In Abbildung 15 sind die Ergebnisse des Minimal CO₂ – Szenarios gezeigt. Sie werden mit den Day-Ahead Szenarios und mit den Referenzszenarios verglichen. Auch in diesem Szenario wird ausschließlich am Day-Ahead Markt gehandelt. Die Day-Ahead Markt Käufe (blau) bzw. Day-Ahead Markt Verkäufe (rot) stellen die Kosten der Energie und die Energiemenge dar, die sich im optimalen Betrieb beim Handel am Day-Ahead Markt ergeben. Die Netzkosten und Abgaben (violett) sind die Summe der energiebezogenen Kosten, der leistungsbezogenen Kosten und der fixen Pauschale. In schwarz sind die Gesamtkosten bzw. der Gesamtverbrauch der Szenarios dargestellt. In dunkelrot wird in der dritten Zeile von Abbildung 15 den CO₂ –Fußabdruck dargestellt, während die Differenzen der Gesamtkosten, des Gesamtverbrauchs und der CO₂-Emissionen im Vergleich zum Referenzszenario grün angezeigt werden.

3.3.1 Periode 2

Die Ergebnisse, die in Abbildung 15 gezeigt sind, wurden auch auf ein Jahr hochskaliert. Wenn das EMS in Abhängigkeit der CO₂-Emissionen optimiert wird, dann steigt die Energiemenge, die am Day-Ahead Markt gekauft wird im Vergleich zum Referenzszenario (um 6,55 %). Die Energiemenge, die am Day-Ahead Markt verkauft wird, steigt im Vergleich zum Referenzszenario stark um 35,08 %. Es ergibt sich einen Mehrverbrauch von 1,27 %. Im Gegensatz zu den anderen Szenarien, steigen die Kosten für die Day-Ahead Markt Käufe um 5,91 %, wie auch das Einkommen für die Day-Ahead Markt Verkäufe (41,89 %). Die Netzkosten und Abgaben erhöhen sich, aufgrund der höheren vom Netz bezogene Energiemenge um 1,63 %. Die Gesamtkosten steigen in diesem Fall insgesamt um 1,56 %. Obwohl sich der gesamte Verbrauch erhöht hat, sinken CO₂ – Emissionen um 3,44 %. Die detaillierten Ergebnisse sind im Abschnitt 11.4.1 in Tabelle 7 zusammengefasst.

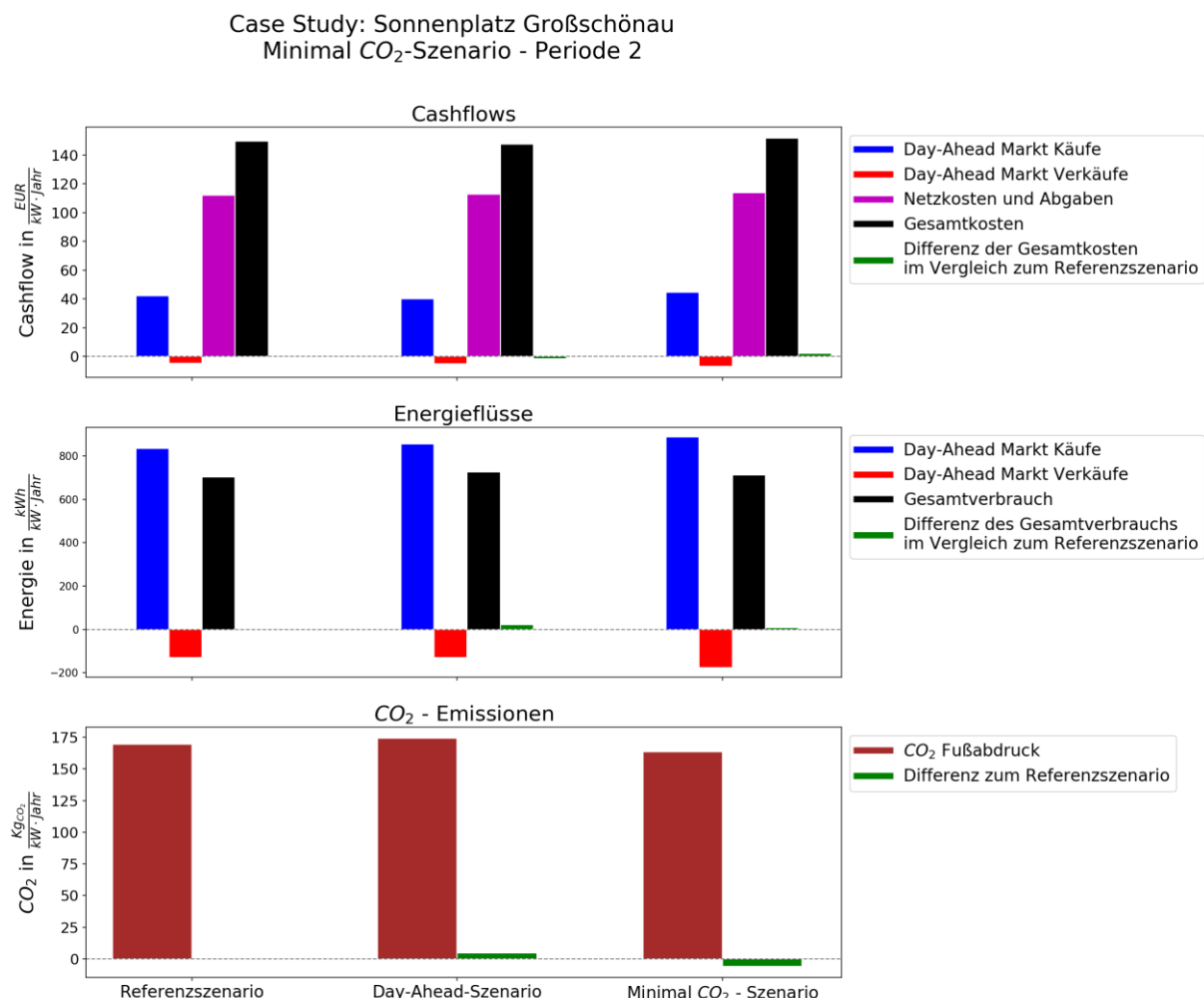


Abbildung 15: Case Study Sonnenplatz Großschönau - Minimal CO₂ –Szenario– Periode 2.

3.4 Use Case 2: Sekundärregel-, Day-Ahead-und Intraday-Markt

Wie schon im Bericht (Corinaldesi, 2019) beschrieben wurde, wird im Use Case 2 „Sekundärregel-, Day-Ahead-und Intraday-Markt“ 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 Energiemanagementsystems am Sekundärregelenergiemarkt in Form von 4h-Strom-Produkten angeboten. Jeder Abruf erfolgt mit einer gewissen Wahrscheinlichkeit. Im Use Case 2 werden auch Nachkäufe am Intraday-Markt betrachtet, damit die Leistungs- Energievorhaltung und eine kurzfristige Reaktion auf nicht erwartete Regelenergieabrufe möglich ist.

In Abbildung 16 und Abbildung 17 sind die Ergebnisse des Use Cases 2 „Sekundärregel-, Day-Ahead-und Intraday-Markt“ in der ersten und in der zweiten Perioden gezeigt. Die Simulationen des zweiten Use Cases werden in den folgenden Abbildungen mit den Referenzszenarios verglichen. Die Vergütungen für positive Regelenergie und die aktivierte positive Regelenergiemenge sind 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 sich im optimalen Betrieb beim Handel am Day-Ahead Markt ergeben. 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 (violett) sind die Summe der energiebezogenen Kosten, der leistungsbezogene Kosten und der fixen Pauschale. Die Gesamtkosten bzw. der Gesamtverbrauch werden schwarz angezeigt, während die Differenzen der Gesamtkosten und des Gesamtverbrauchs im Vergleich zum Referenzszenario grün angezeigt werden.

3.4.1 Periode 1

Die Ergebnisse der ersten Periode (01.11.2018 – 30.06.2019) von Use Case 2 sind in Abbildung 16 gezeigt. Die Energiemenge, die in diesem Fall am Day-Ahead Markt gekauft wird, steigt im Vergleich zum Referenzszenario um 13,81 %, wie auch die Energiemenge, die am Day-Ahead Markt verkauft wird, die um 44,61 % steigt. Am Sekundärregelenergiemarkt werden insgesamt 126,03 kWh/kW aktiviert (50,6 % davon negativ und 49,4 % positiv). Die Energiemenge die am Intraday-Markt nachgekauft wird ist viel höher (235,47 kWh/kW), aufgrund der benötigten Energie, um die Sekundärregelenergie bereitzustellen. Der Gesamtverbrauch steigt im Vergleich zum Referenzszenario insgesamt um 5,88 %. Die Kosten, die für die Day-Ahead Markt Käufe auftreten, steigen um 7,08 %, aber gleichzeitig steigt auch das Einkommen für die Day-Ahead Markt Verkäufe um 53,67 %. Durch die Regelenergieangebote und deren Aktivierungen werden in diesem Fall 18,14 EUR/kW vergütet, während die Kosten für die Intraday-Markt Nachkäufe 1,22 EUR/kW sind. Die Netzkosten erhöhen sich um 2,95 %, wegen der erhöhten Energiemenge, die vom Netz bezogen wird. Die Gesamtkosten reduzieren sich in diesem Fall um 11,89 %. Die detaillierten Ergebnisse sind im Abschnitt 11.4.1 in Tabelle 8 zusammengefasst.

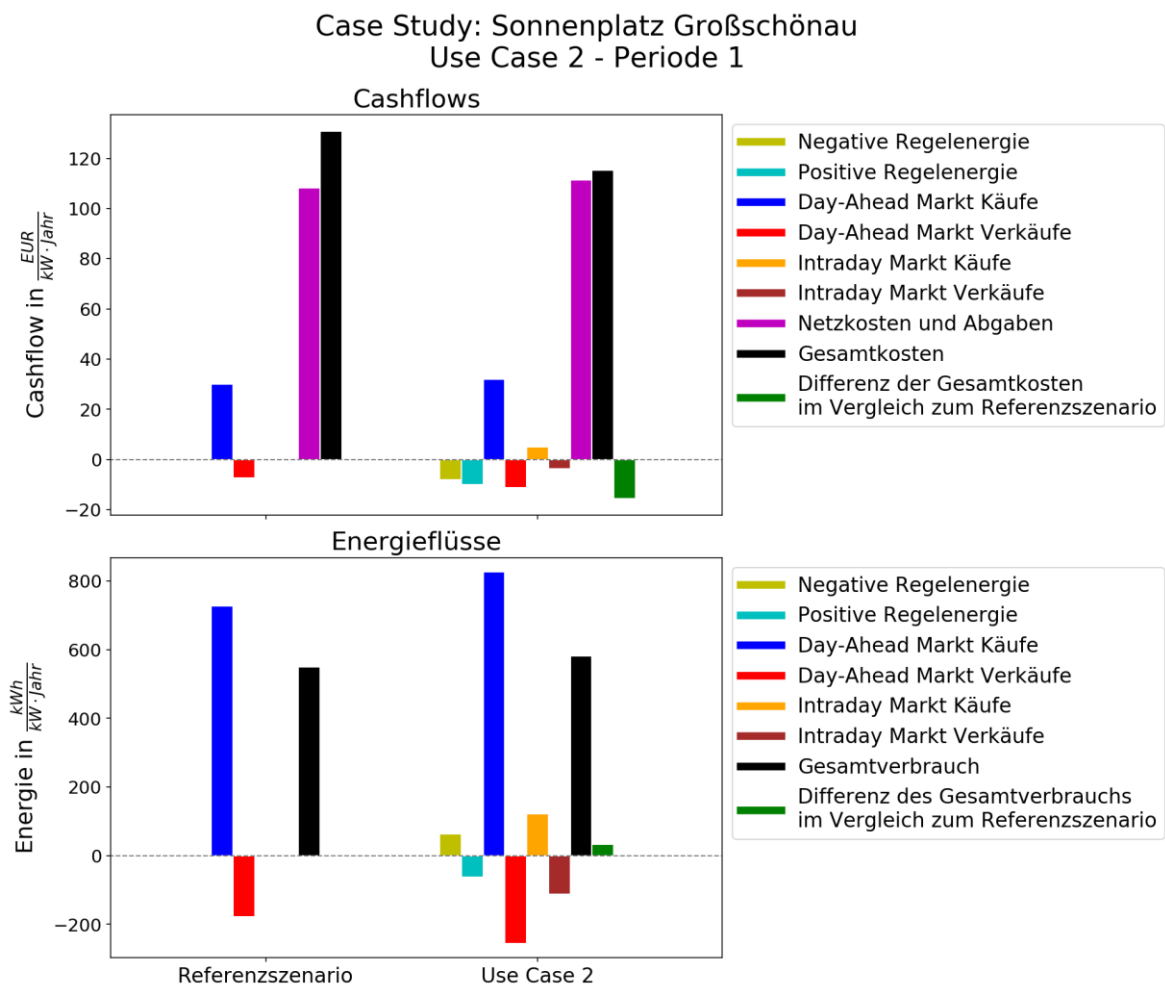


Abbildung 16: Case Study Sonnenplatz Großschönau - Use Case 2 – Periode 1.

3.4.2 Periode 2

Die Ergebnisse der zweiten Periode (01.11.2018 – 30.06.2019) wurden auf ein Jahr hochskaliert (Abbildung 17). Am Day-Ahead Markt wird im Vergleich zum Referenzszenario auch in diesem Fall eine größere Energiemenge (um 9 % größer) gekauft. Auch die Energiemenge, die am Day-Ahead Markt verkauft wird steigt um 20,77 %. Am Sekundärregelenergiemarkt werden insgesamt 264,05 kWh/kW aktiviert (42,7 % davon negativ und 57,3 % positiv). Die Energiemenge, die am Intraday-Markt nachgekauft wird, ist in diesem Fall 309,22 kWh/kW. Der Gesamtverbrauch steigt im Vergleich zum Referenzszenario insgesamt um 5,02 %. Die Kosten für die Day-Ahead Markt Käufe steigen im Vergleich zum Referenzszenario leicht um 1,33 %, während die Vergütung für die Day-Ahead Markt Verkäufe um 36 % steigt. Die Vergütung für die Regelenenergieangebote und deren Aktivierungen beträgt 11,72 EUR/kW, während die Kosten für den Nachkauf am Intraday-Markt nur 2,15 EUR/kW sind. Die Netzkosten erhöhen sich leicht um 0,68 %. Insgesamt, reduzieren sich die Gesamtkosten um 6,73 %. Die detaillierten Ergebnisse sind im Abschnitt 11.4.1 in Tabelle 9 zusammengefasst.

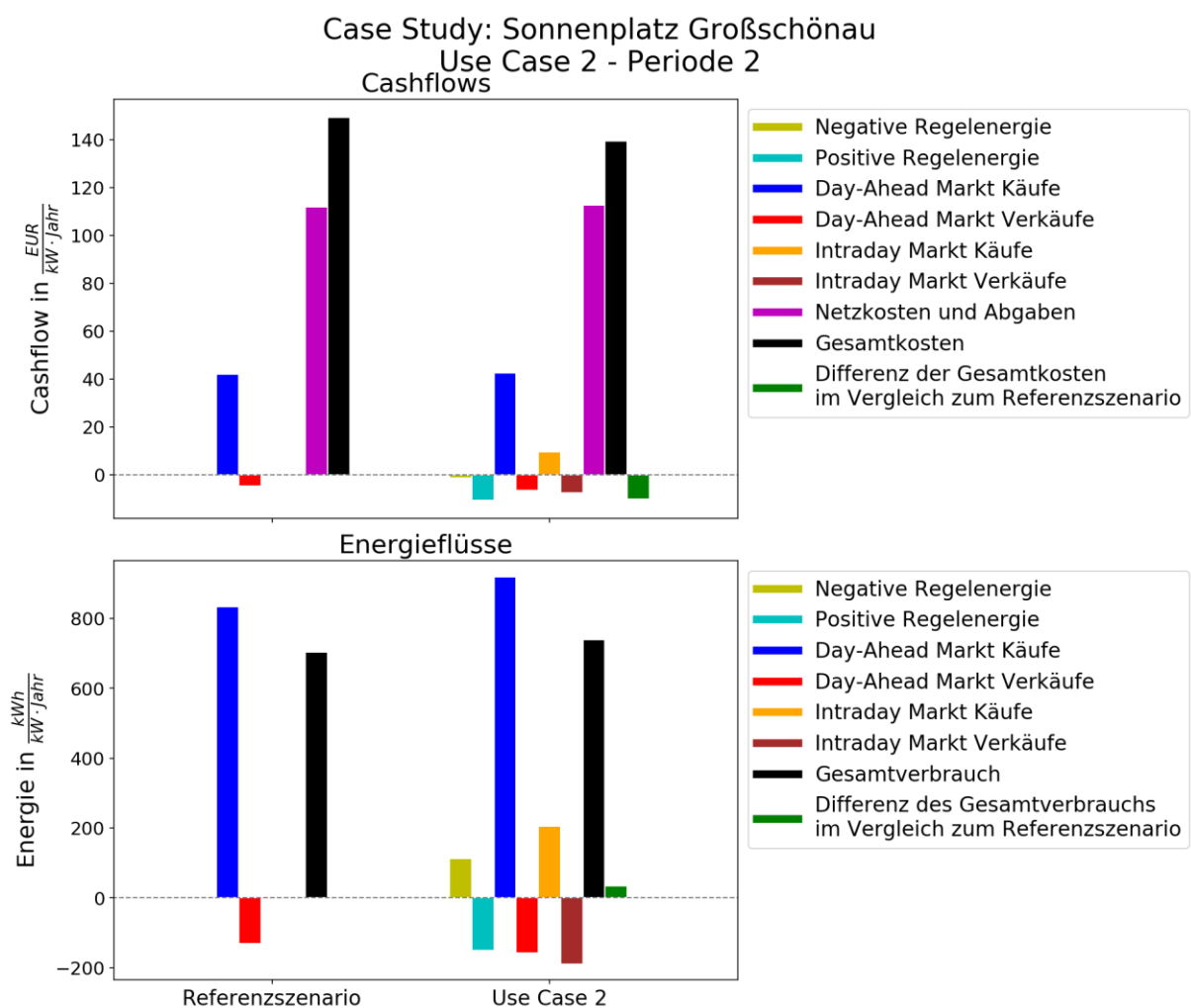


Abbildung 17: Case Study Sonnenplatz Großschönau - Use Case 2 – Periode 2.

FLEX⁺

3.5 Use Case 3: Tertiärregel-, Day-Ahead-und Intraday-Markt

Im Use Case 3 „Tertiärregel, Day-Ahead-und Intraday-Markt“ werden parallel zur Day-Ahead Markt Optimierung flexible Produkte am Tertiärregelmarkt (TRL) bereitgestellt. Zwischen Use Case 2 und Use Case 3 besteht im mathematischen Modell kein Unterschied, bis auf die Preise und die Abrufwahrscheinlichkeiten und die damit verbundenen Erlösmöglichkeiten wie in 2.2.5 bereits beschrieben wurde.

In Abbildung 18 und Abbildung 19 sind die Ergebnisse des Use Cases 3 „Tertiärregel-, Day-Ahead-und Intraday-Markt“ in der ersten und in der zweiten Perioden gezeigt. Wie im vorigem Kapitel sind die Vergütungen für positive Regelenenergie und die aktivierte positive Regelenenergiemenge gelb angezeigt, während in hell blau die Vergütungen für negative Regelenenergie und die aktivierte negative Regelenenergiemenge 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.

3.5.1 Periode 1

In Abbildung 18 sind die Ergebnisse des Use Cases 3 in der Periode 1 (01.10.2017 – 30.09.2018) gezeigt. Die Energiemenge, die am Day-Ahead Markt gekauft wird, steigt im Vergleich zum Referenzszenario um 3,28 %, während die Energiemenge, die am Day-Ahead Markt verkauft wird, um 1,01 % sinkt. Am Tertiärregelenergiemarkt ist die Abrufwahrscheinlichkeit sehr niedrig und werden deswegen nur 0.03 kWh/kW aktiviert (100 % davon negative Regelenenergie). Am Intraday-Markt findet aus diesem Grund nur den Nachkauf statt von 0.03 kWh/kW. Der Gesamtverbrauch steigt im Vergleich zum Referenzszenario insgesamt um 4,67 %. Im Vergleich zum Referenzszenario ergeben sich in diesem Szenario niedrigere Kosten für die Day-Ahead Markt Käufe (7,31 %), wie eine höhere Vergütung für die Day-Ahead Markt Verkäufe (5,84 %). Durch die hergestellten Regelenenergieangebote und deren Aktivierungen werden 0,14 EUR/kW vergütet (78,6 % davon durch positive Regelenenergieangebote), während keine Kosten oder Erlöse für die Intraday-Markt Nachkäufe entstehen. Die Netzkosten erhöhen sich um 0,51 %. Die Gesamtkosten reduzieren sich um 1,89 %. Die detaillierten Ergebnisse sind im Abschnitt 11.4.1 in Tabelle 10 zusammengefasst.

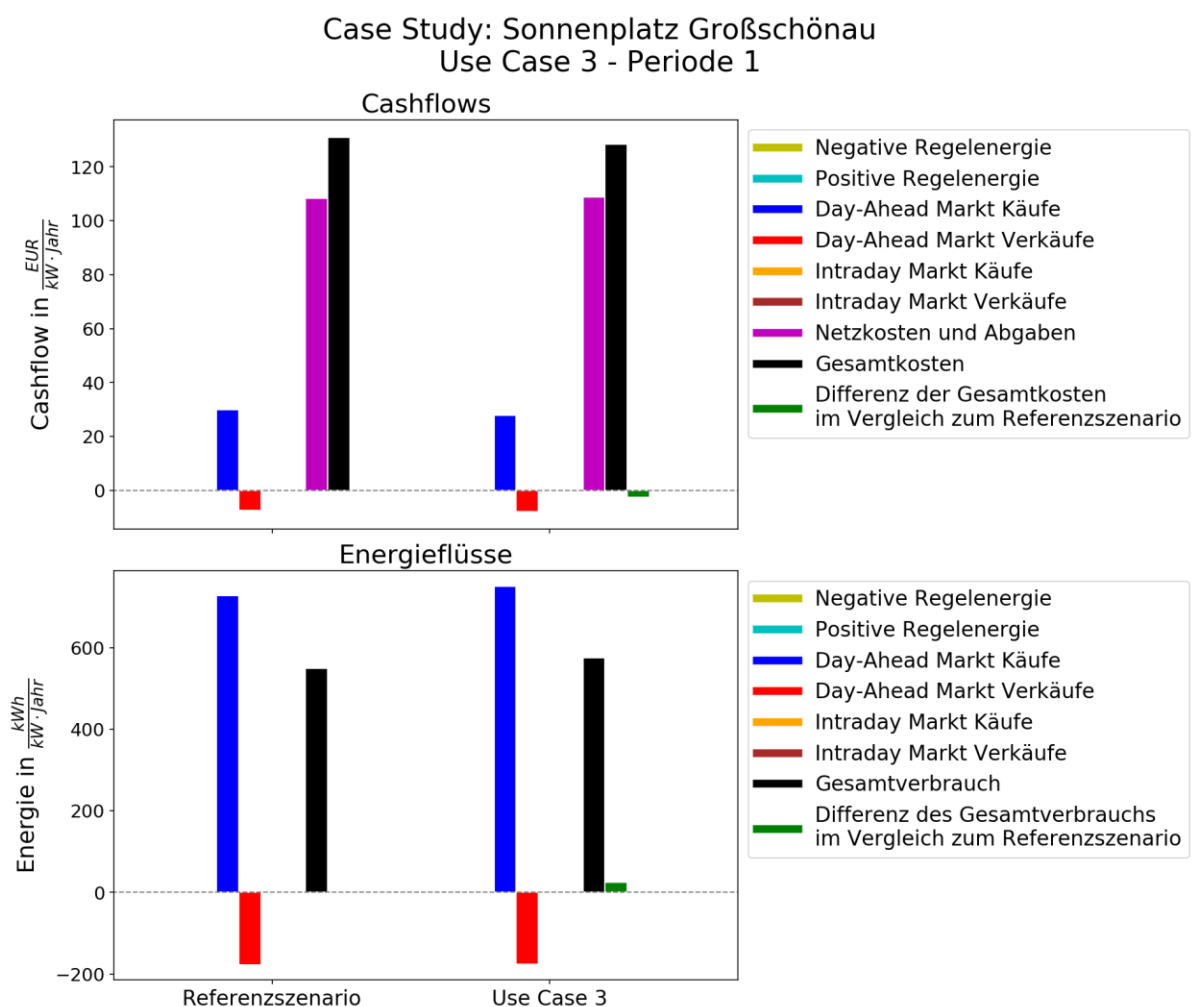


Abbildung 18: Case Study Sonnenplatz Großschönau - Use Case 3 – Periode 1.

3.5.2 Periode 2

Die Ergebnisse der zweiten Periode (01.11.2018 – 30.06.2019) wurden auch auf ein Jahr hochskaliert (Abbildung 19). Die Energiemenge, die in diesem Fall am Day-Ahead Markt gekauft wird, steigt im Vergleich zum Referenzszenario um 2,63 %, während die Energiemenge, die am Day-Ahead Markt verkauft wird leicht um 0,34 % sinkt. Am Tertiärregelenergiemarkt werden insgesamt 0,94 kWh/kW aktiviert (44,7 % davon negativ). Die Energiemenge die am Intraday-Markt nachgekauft wird beträgt 0,93 kWh/kW. Der Gesamtverbrauch steigt im Vergleich zum Referenzszenario um 3,19 %. Die Kosten für die Day-Ahead Markt Käufe sinken um 5,03 % und gleichzeitig steigt das Einkommen für die Day-Ahead Markt Verkäufe um 7,16 %. Am Regelenergiemarkt werden in diesem Fall 0,19 EUR/kW vergütet, während die Kosten für die Intraday-Markt Nachkäufe 0,03 EUR/kW sind. Die Netzkosten erhöhen sich um 0,66 % wegen der erhöhten Energiemenge, die vom Netz bezogen wird. Die Gesamtkosten reduzieren sich in diesem Fall um 1,26 %. Die detaillierten Ergebnisse sind im Abschnitt 11.4.1 in Tabelle 11 zusammengefasst.

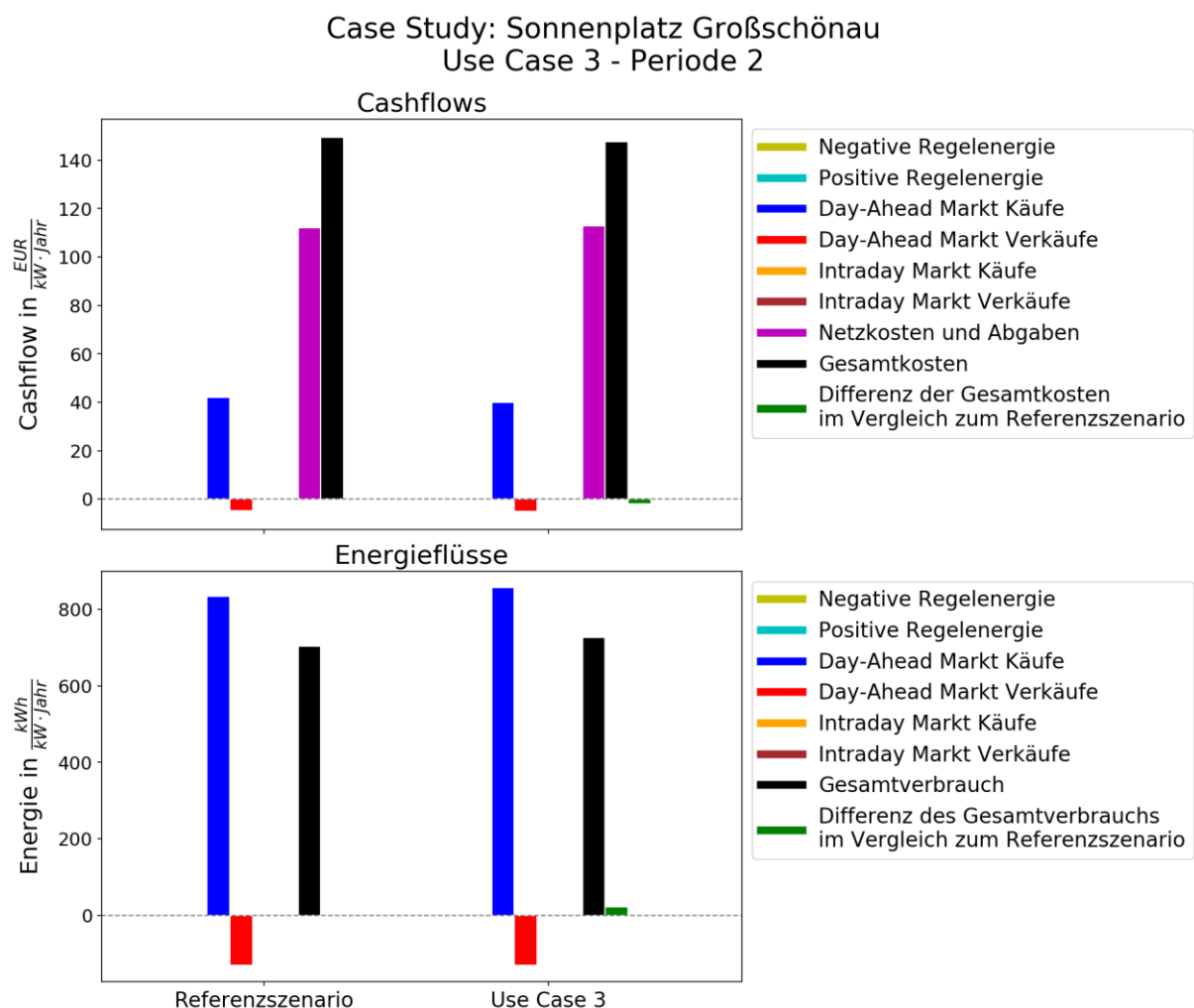


Abbildung 19: Case Study Sonnenplatz Großschönau - Use Case 3 – Periode 2.

3.6 Use Case 4: Day-Ahead-und Intraday-Markt

Im Gegensatz zu den Use Cases 2 und 3 wird im vierten Use Case 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 20 sind die Ergebnisse des Use Cases 4 in der Periode 3 gezeigt.

Die Day-Ahead Markt Käufe (in blau) bzw. Day-Ahead Markt Verkäufe (in 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 erzielt werden. Die Netzkosten und Abgaben werden violett angezeigt. Die Gesamtkosten bzw. der Gesamtverbrauch werden schwarz angezeigt, während die Differenzen der Gesamtkosten und des Gesamtverbrauchs im Vergleich zum Referenzszenario grün angezeigt werden.

3.6.1 Periode 3

Die Ergebnisse des Use Case 4 in der dritten Periode (06.01.2020 – 19.01.2020) sind in Abbildung 20 gezeigt. Die Energiemenge, die am Day-Ahead Markt gekauft wird, reduziert sich im Vergleich zum Referenzszenario um 5,54 %, während die Energiemenge, die am Day-Ahead Markt verkauft wird, um 1 % steigt. Am Intraday-Markt werden 4,3 kWh/kW gekauft und 1,2 kWh/kW verkauft. Somit ergibt sich einen Mehrverbrauch im Vergleich zum Referenzszenario von 3,21 %. Im Vergleich zum Referenzszenario ergeben sich in diesem Szenario niedrigere Kosten für die Day-Ahead Markt Käufe (10,53 %), aber auch eine niedrige Vergütung für die Day-Ahead Markt Verkäufe (48 %). Am Intraday werden insgesamt 0.06 EUR/kW erhalten, während sich die Netzkosten um 1,15 % erhöhen, aufgrund der höheren von Netz bezogenen Energiemenge. Es ergibt sich so eine Reduktion der Gesamtkosten von 0,78 %. Die detaillierten Ergebnisse sind im Abschnitt 11.4.1 in Tabelle 12 zusammengefasst.

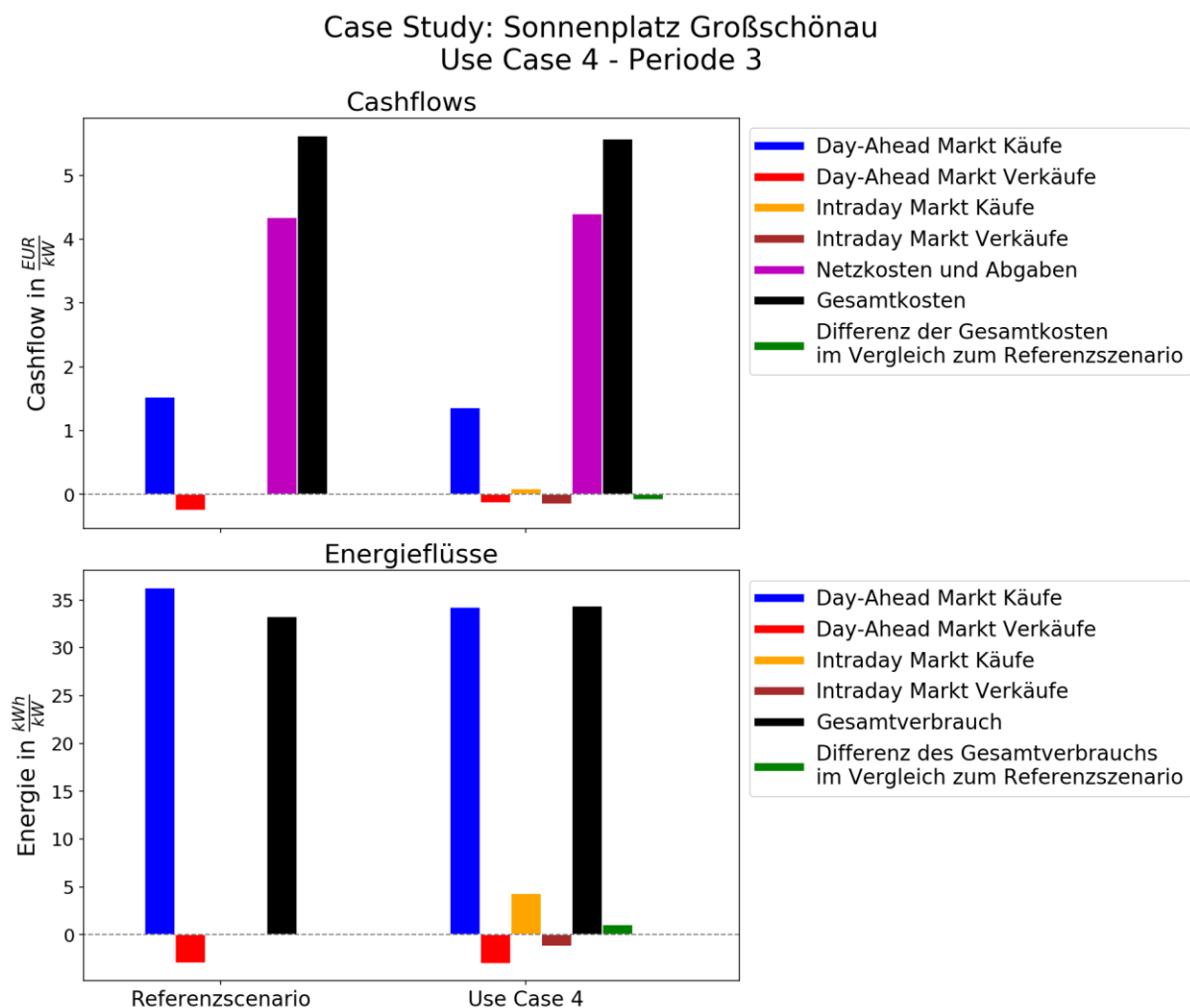


Abbildung 20: Case Study Sonnenplatz Großschönau - Use Case 4 – Periode 3.

4 Case Study: W.E.B. Windenergie AG

Das Energiemanagementsystem W.E.B. WINDENERGIE AG besteht aus unterschiedlichen Technologien: Sechs Photovoltaikanlagen, eine Batterie, 30 E-Ladesäulen und eine Gebäudelast. In Abbildung 21 ist die Konfiguration des W.E.B. Windenergie AG -Energiemanagementsystems gezeigt.

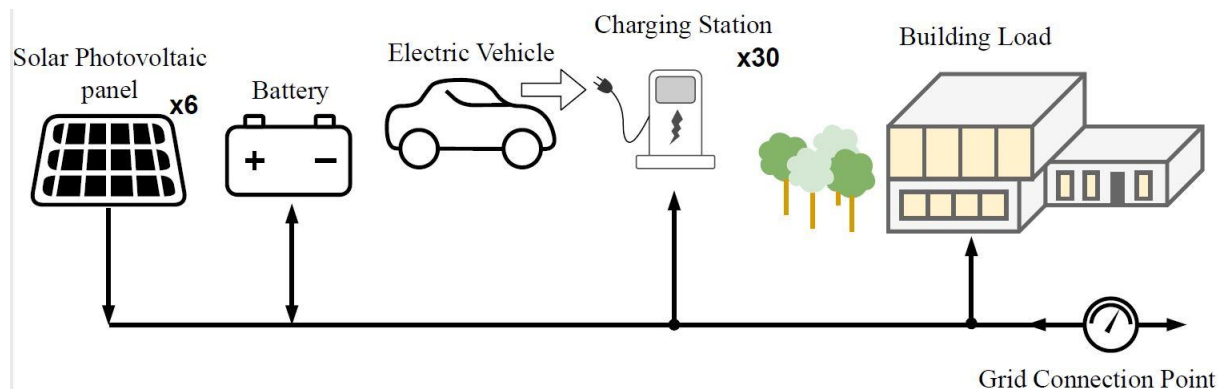


Abbildung 21: Konfiguration des W.E.B. Windenergie AG -Energiemanagementsystems.

Die verwendeten Daten für die Simulationen der Use Cases basieren auf realen Messwerten. Die Use Cases wurden in den jeweiligen Perioden berechnet, wie in Abbildung 10 gezeigt ist.

4.1 Daten

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



Abbildung 22: Eine der 140 Zellen, die das Batteriemodul im Energiemanagementsystem WEB bildet (CALB, 2017).

Die Batterie, die bei dem Energiemanagementsystem installiert ist, hat eine brutto Kapazität von 80 kWh. Es handelt sich um eine Lithium-Eisen-Phosphat-Batterie (LiFePO₄), die aus 140 Zellen besteht und die als typische Lade/Entladeleistung 80 kW ermöglicht. Ein Batteriemanagementsystem überwacht die Spannung und die Temperatur der Zellen, damit sich die Lebensdauer der Batterie aus physischen Gründen nicht reduziert. In Abbildung 22 ist eine der 140 Zellen gezeigt, die das Batteriemodul im EMS W.E.B. Windenergie AG bildet.

Am EMS W.E.B. Windenergie AG stehen 30 E-Ladesäulen den Mitarbeitern zur Verfügung. Sie erlauben unterschiedliche Ladeleistungen, die in Tabelle 2 erfasst sind.

Tabelle 2: Ladeleistungen der Ladesäulen.

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

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



Abbildung 23: W.E.B-Ladesäulen (W.E.B., 2019).

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

4.2 Day-Ahead-Szenario

Die Optimierung im Day-Ahead-Szenario wird wie in 2.2.2 beschrieben wurde, durchgeführt. In blau werden die Kosten für die Day-Ahead Markt Käufe gezeigt bzw. die Energiemenge, die am Day-Ahead Markt gekauft wird. Die Vergütungen für die Energie und die Energiemenge, die am Day-Ahead Markt verkauft wird, wird in folgenden Grafiken rot angezeigt. Die Netzkosten und Abgaben sind violett angezeigt. Die Gesamtkosten und der Gesamtverbrauch werden schwarz angezeigt. Abschließend sind die Differenzen der Gesamtkosten und des Gesamtverbrauchs im Vergleich zum Referenzszenario grün angezeigt.

4.2.1 Periode 1

In Abbildung 24 sind die Ergebnisse des Day-Ahead-Szenarios in der Periode 1 (01.10.2017 – 30.09.2018) gezeigt. Die Energiemenge, die am Day-Ahead Markt gekauft wird, steigt in diesem Fall um 3,97 %. Auch die Energiemenge, die am Day-Ahead Markt verkauft wird, steigt um 1,41 %. Somit steigt der Gesamtverbrauch um 4,19 %. Die Gesamtkosten reduzieren sich um 3,01 %, nachdem die Energie am Day-Ahead Markt billiger gekauft (um 10,94 %) und teurer verkauft (um 10,61 %) wird. Die erhöhte vom Netz bezogene Energiemenge verursacht doch eine Erhöhung der Netzkosten um 1,75 %. Die detaillierten Ergebnisse sind im Abschnitt 11.4.2 in Tabelle 13 zusammengefasst.

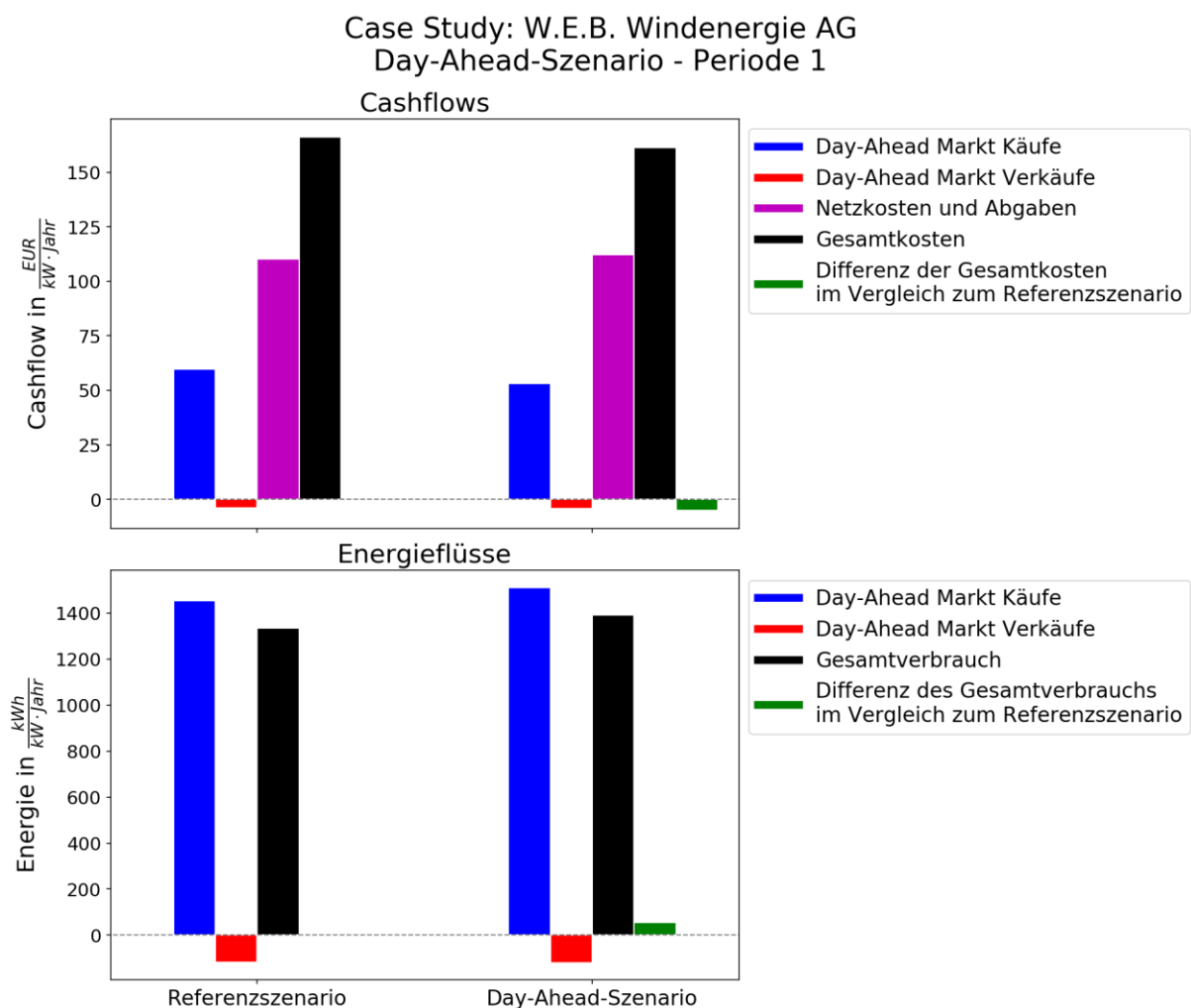


Abbildung 24: Case Study W.E.B. Windenergie AG - Day-Ahead-Szenario – Periode 1.

4.2.2 Periode 2

Die Ergebnisse der zweiten Periode (01.11.2018 – 30.06.2019) wurden auf ein Jahr hochskaliert (Abbildung 25). Am Day-Ahead Markt wird in diesem Fall auch mehr Energie gekauft (2,74 % mehr) im Vergleich zum Referenzszenario, aber die Energiemenge, die am Day-Ahead Markt verkauft wird, sinkt um 1,06 %. Es ergibt sich so einen Mehrverbrauch von 3,01 %. Die erhöhte vom Netz bezogenen Energiemenge verursacht doch aber erhöhte Netzkosten (1,3 % höher). Durch die billigeren Day-Ahead Markt Käufe und die teuren Day-Ahead Markt Verkäufe ergibt sich insgesamt eine Reduktion der Kosten von 1,66 %. Die detaillierten Ergebnisse sind im Abschnitt 11.4.2 in Tabelle 14 zusammengefasst.

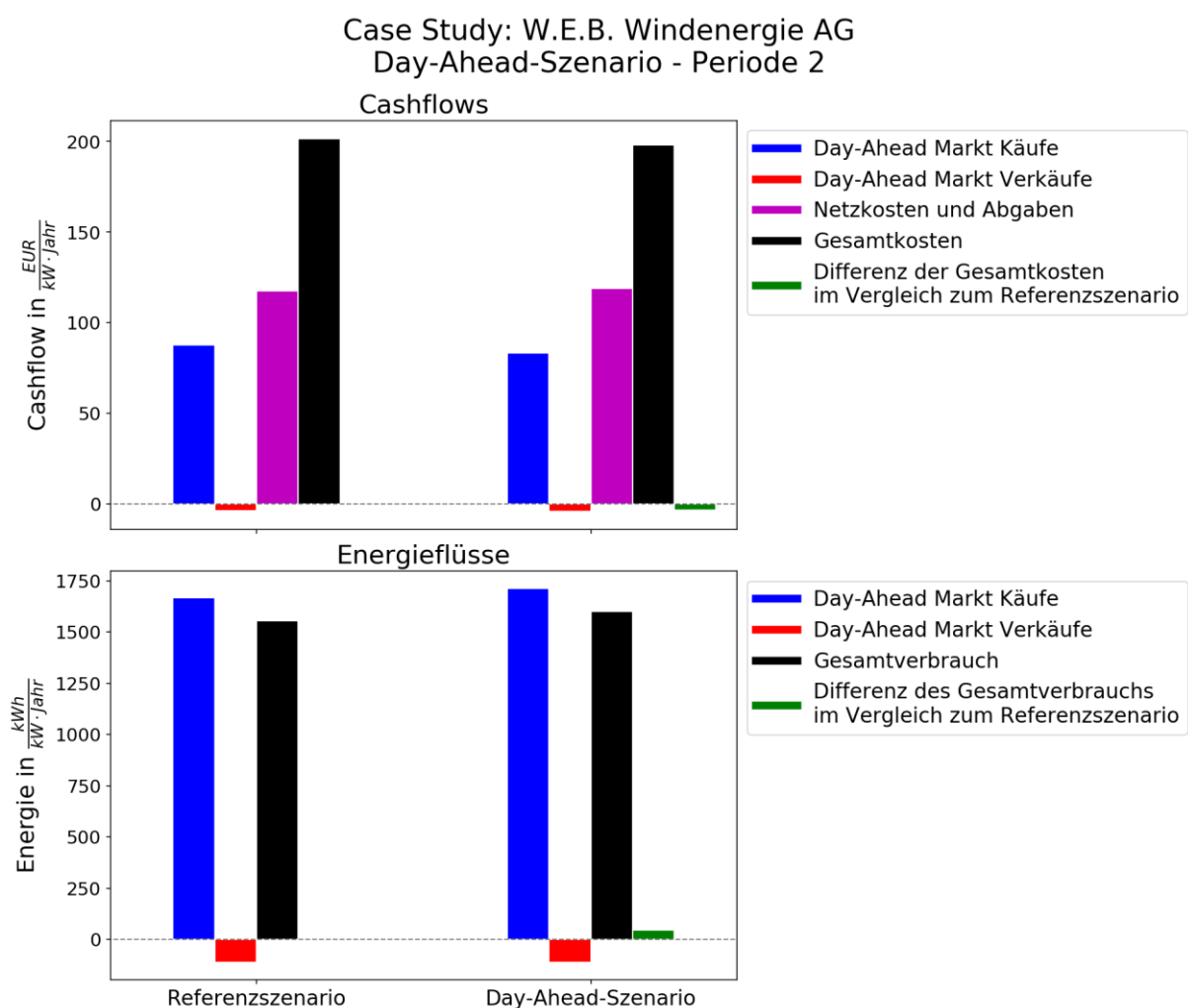


Abbildung 25: Case Study W.E.B. Windenergie AG - Day-Ahead-Szenario – Periode 2.

4.2.3 Periode 3

Die Ergebnisse der dritten Periode (06.01.2020 – 19.01.2020) sind in Abbildung 26 ersichtlich. Am Day-Ahead Markt wird keine Energie verkauft, während die Käufe um 1,47 % steigen. Dies entspricht also auch dem gesamten Mehrverbrauch, der sich in diesem Szenario ergibt. Die höhere Energiemenge, die am Day-Ahead Markt gekauft wird, verursacht auch höhere Netzkosten, die um 0,64 % steigen. Obwohl im Vergleich zum Referenzszenario am Day-Ahead Markt eine höhere Menge an Energie gekauft wird, ergeben sich aber niedrigere Kosten (um 2,16 %). Die Gesamtkosten reduzieren sich in diesem Fall um 0,51 % im Vergleich zum Referenzszenario. Die detaillierten Ergebnisse sind im Abschnitt 11.4.2 in Tabelle 15 zusammengefasst.

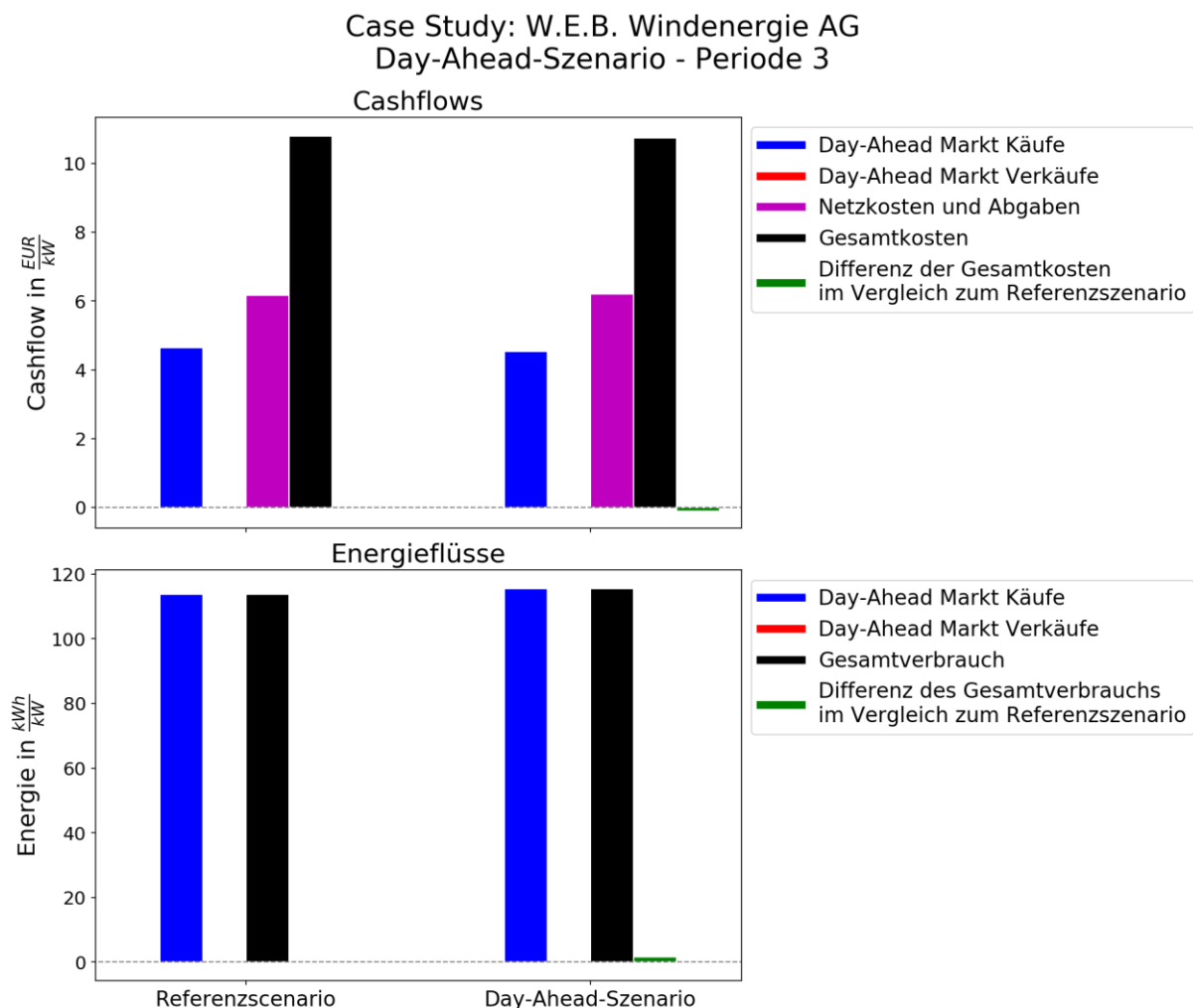


Abbildung 26: Case Study W.E.B. Windenergie AG - Day-Ahead-Szenario – Periode 3.

4.3 Minimal CO₂ – Szenario

Die Optimierung im Minimal CO₂-Szenario ist im Abschnitt 2.2.3 beschrieben. Die Energie wird in diesem Szenario vom Netz erst bezogen, wenn die CO₂ – Emissionen im nationalen Strommix möglichst gering sind.

Die Ergebnisse des Minimal CO₂ – Szenarios für das EMS W.E.B. Windenergie AG in der zweiten Periode sind in Abbildung 27 mit den Ergebnissen des Referenzszenarios und des Day-Ahead-Szenarios verglichen. Auch in diesem Szenario wird ausschließlich am Day-Ahead Markt gehandelt. Die Day-Ahead Markt Käufe (blau) bzw. Day-Ahead Markt Verkäufe (rot) stellen die Kosten der Energie und die Energiemenge dar, die sich beim Handel am Day-Ahead Markt ergeben. Die Netzkosten und Abgaben werden in violett dargestellt. Die Gesamtkosten bzw. der Gesamtverbrauch werden schwarz angezeigt. In dunkelrot wird in der dritten Zeile von Abbildung 27 den CO₂ –Fußabdruck dargestellt, während die Differenzen der Gesamtkosten, des Gesamtverbrauchs und der CO₂-Emissionen im Vergleich zum Referenzszenario grün angezeigt werden.

4.3.1 Periode 2

In Abbildung 27 sind die Ergebnisse des Minimal CO₂ – Szenarios in der Periode 2 (01.11.2018 – 30.06.2019) gezeigt. Die Energiemenge, die in diesem Fall am Day-Ahead Markt gekauft wird, steigt im Vergleich zum Referenzszenario um 23,79 % und die Energiemenge, die am Day-Ahead Markt verkauft wird um steigt stark um 308,26 %. Der Gesamtverbrauch steigt um 3,29 %. Auch die Kosten für die Day-Ahead Markt Käufe steigen stark um 19,02 %, aber gleichzeitig steigen auch die Vergütungen für die Day-Ahead Markt Verkäufe um 374,12 %. Die Netzkosten erhöhen sich um 11,28 % wegen der erhöhten Energiemenge, die vom Netz bezogen wird. Die Gesamtkosten steigen in diesem Fall um 7,97 %, während die CO₂ – Emissionen um 3,64 % sinken. Die detaillierten Ergebnisse sind im Abschnitt 11.4.2 in Tabelle 16 zusammengefasst.

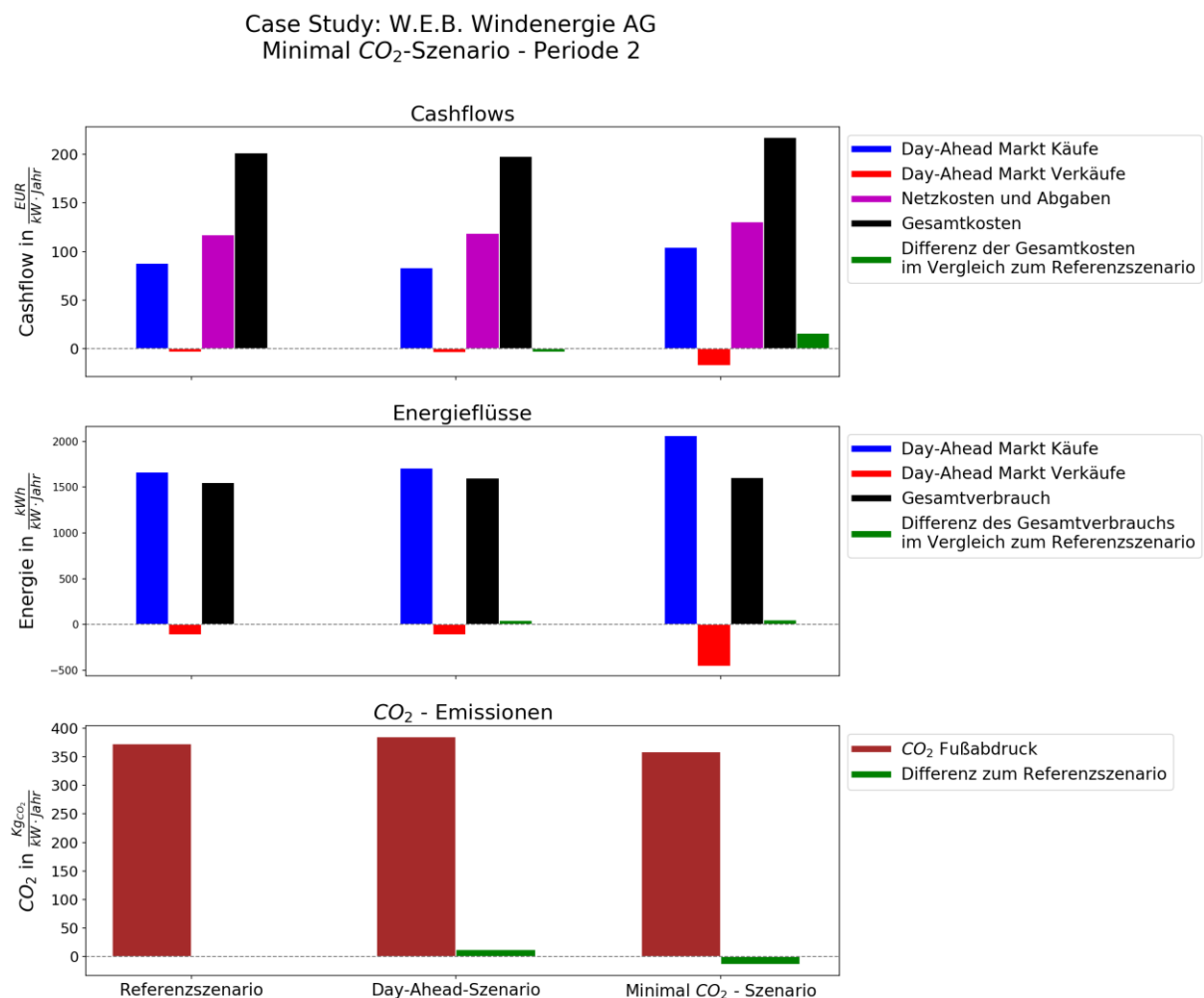


Abbildung 27: Case Study W.E.B. Windenergie AG - Minimal CO₂ - Szenario – Periode 2.

4.4 Use Case 2: Sekundärregel-, Day-Ahead-und Intraday-Markt

Die Optimierung im Use Case 2 „Sekundärregel-, Day-Ahead-und Intraday-Markt“ wurde bereits im Abschnitt 2.2.4 beschrieben. Zusätzlich zum Day-Ahead Markt Handel wird die flexible Energiemenge des gesamten Energiemanagementsystems am Sekundärregelenergiemarkt in Form von 4h-Strom-Produkten angeboten. Jeder Abruf erfolgt mit einer gewissen Wahrscheinlichkeit und damit unter anderem die Leistungs- und Energievorhaltung möglich ist, werden auch Nachkäufe am Intraday-Markt betrachtet, die aber nicht optimiert werden.

Die Day-Ahead Markt Käufe (in blau) bzw. Day-Ahead Markt Verkäufe (in rot) stellen die Kosten der Energie und die Energiemenge dar, die am Day-Ahead Markt gehandelt wird. 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 erzielt werden. Die Netzkosten und Abgaben werden violett angezeigt. Die Gesamtkosten bzw. der Gesamtverbrauch werden schwarz angezeigt, während die Differenzen der Gesamtkosten und des Gesamtverbrauchs im Vergleich zum Referenzszenario grün angezeigt werden.

4.4.1 Periode 1

In Abbildung 28 sind die Ergebnisse des Use Case 2 in der Periode 1 (01.10.2017 – 30.09.2018) gezeigt. Die Energiemenge, die in diesem Fall am Day-Ahead Markt gekauft wird, sinkt im Vergleich zum Referenzszenario um 1,54 %, während die Energiemenge, die am Day-Ahead Markt verkauft wird um 63,79 % steigt. Am Sekundärregelenergiemarkt werden insgesamt 423,79 kWh/kW aktiviert (61,8 % davon negativ und 38,2 % positiv). Am Intraday-Markt werden insgesamt 782,28 kWh/kW nachgekauft. Der Gesamtverbrauch steigt somit im Vergleich zum Referenzszenario um 7,01 %. Die Kosten für die Day-Ahead Markt Käufe sinken um 10,1 % und gleichzeitig steigt das Einkommen für die Day-Ahead Markt Verkäufe um 80,64 %. Am Regelenergiemarkt werden in diesem Fall 45,54 EUR/kW vergütet, während am Intraday-Markt, aufgrund der Nachkäufe sich eine Vergütung von insgesamt 6,45 EUR/kW ergibt. Die Netzkosten erhöhen sich um 2,43 %. Es ergibt sich somit eine Reduzierung der Gesamtkosten von 27,37 % im Vergleich zum Referenzszenario. Die detaillierten Ergebnisse sind im Abschnitt 11.4.2 in Tabelle 17 zusammengefasst.

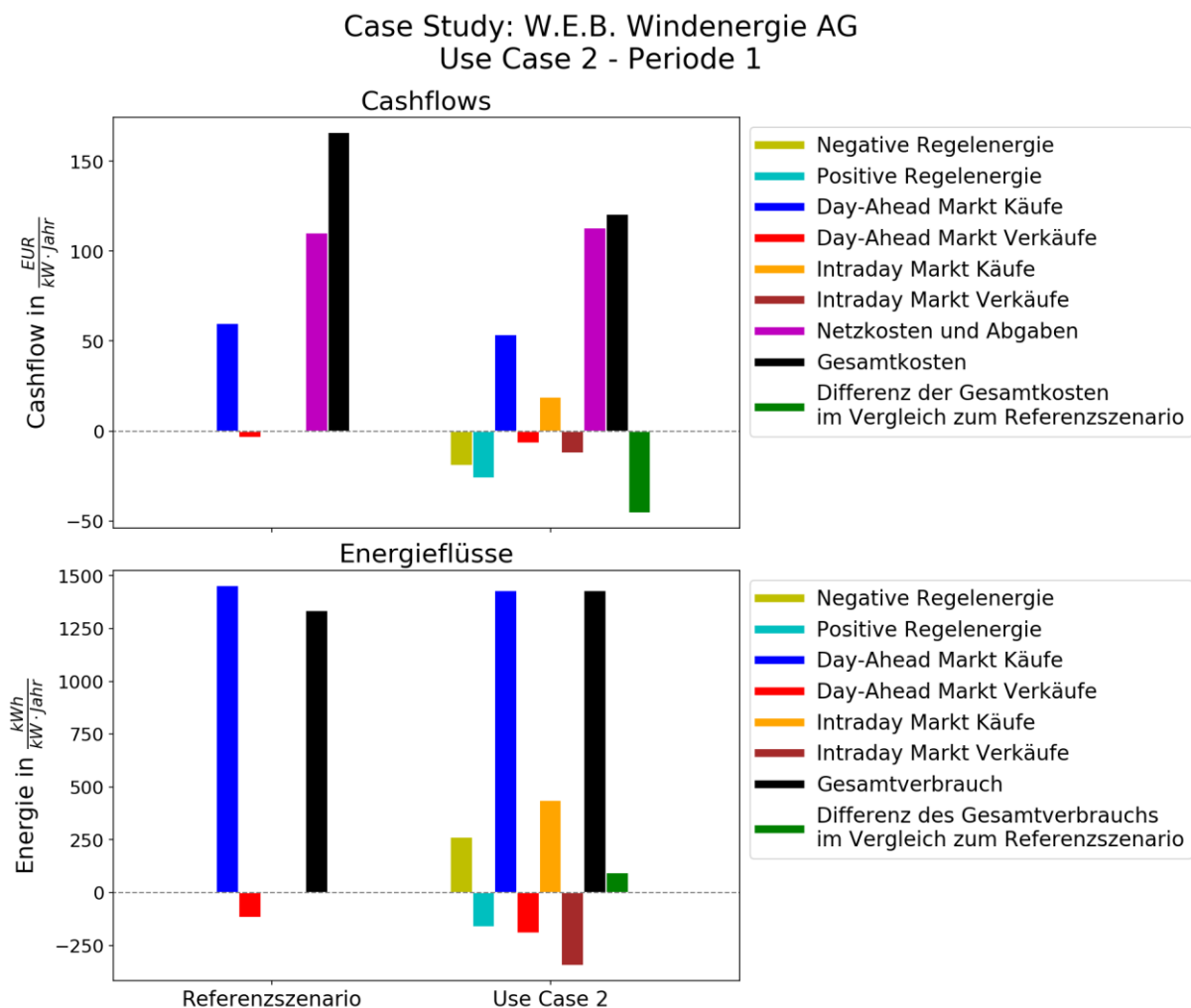


Abbildung 28: Case Study W.E.B. Windenergie AG – Use Case 2 – Periode 1.

4.4.2 Periode 2

Auch in diesem Fall wurden die Ergebnisse der zweiten Periode (01.11.2018 – 30.06.2019) auf ein Jahr hochskaliert. Die Ergebnisse sind in Abbildung 29 ersichtlich. Die Energiemenge, die in diesem Fall am Day-Ahead Markt gekauft wird, sinkt im Vergleich zum Referenzszenario um 4,33 %, während die Energiemenge, die am Day-Ahead Markt verkauft wird, um 6,53 % steigt. Die Energiemenge die am Sekundärregelenergiemarkt aktiviert wird, ist 759,91 kWh/kW (davon 54,7 % negative Regelleistung). Die Energiemenge die am Intraday-Markt nachgekauft wird, beträgt 1.043,35 kWh/kW. Der Gesamtverbrauch steigt also im Vergleich zum Referenzszenario insgesamt um 6,81 %. Die Kosten, die für die Day-Ahead Markt Käufe auftreten sinken um 10,22 % und das Einkommen für die Day-Ahead Markt Verkäufe steigt um 19,41 %. Durch die hergestellten Regelleistungangebote und deren Aktivierungen werden in diesem Fall 25,72 EUR/kW vergütet, während am Intraday-Markt für die Nachkäufe 8,41 EUR/kW erzielt werden. Die Netzkosten erhöhen sich um 0,78 % Die Gesamtkosten reduzieren sich also um 13,86 % im Vergleich zum Referenzszenario. Die detaillierten Ergebnisse sind im Abschnitt 11.4.2 in Tabelle 18 zusammengefasst.

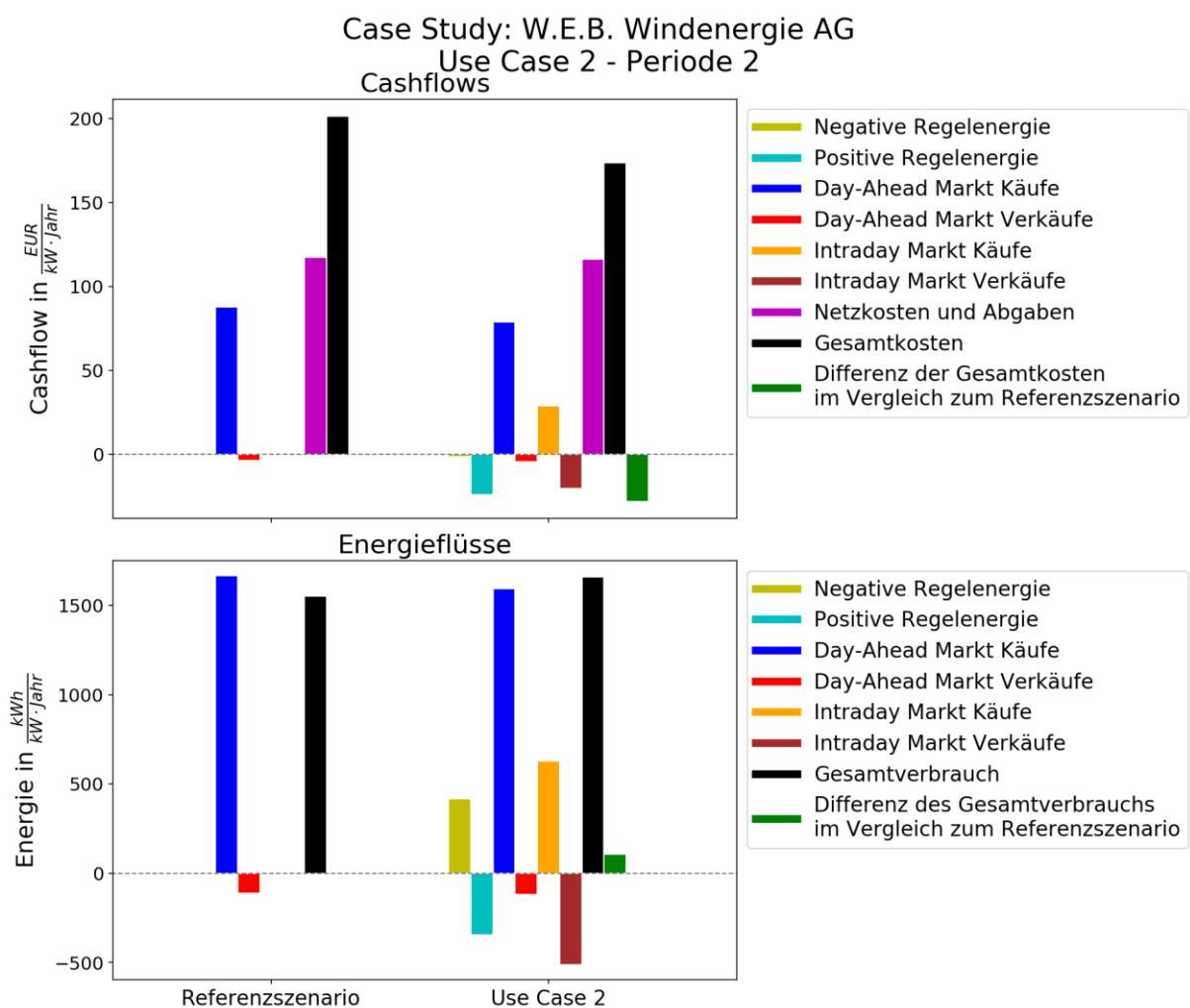


Abbildung 29: Case Study W.E.B. Windenergie AG – Use Case 2 – Periode 2.

FLEX⁺

4.5 Use Case 3: Tertiärregel-, Day-Ahead-und Intraday-Markt

Der Use Case 3 „Tertiärregel-, Day-Ahead-und Intraday-Markt“ ist im Abschnitt 2.2.5 beschrieben. Zwischen Use Case 2 und Use Case 3 besteht im Optimierungsalgorithmus kein Unterschied, bis auf die Preise und die Abrufwahrscheinlichkeiten, die am Tertiärregelmarkt anders sind und die damit verbundenen Erlösmöglichkeiten, die unvermeidlich auch unterschiedlich sind.

In Abbildung 30 und Abbildung 31 sind die Ergebnisse des Use Cases 3 „Tertiärregel-, Day-Ahead-und Intraday-Markt“ in der ersten und in der zweiten Periode gezeigt. Die Day-Ahead Markt Käufe (in blau) bzw. Day-Ahead Markt Verkäufe (in rot) zeigen die Kosten der Energie und die Energiemenge, die am Day-Ahead Markt gehandelt wird. 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 erzielt werden. Die Netzkosten und Abgaben werden violett angezeigt. Die Gesamtkosten und der Gesamtverbrauch sind schwarz angezeigt, während die Differenzen der Gesamtkosten und des Gesamtverbrauchs im Vergleich zum Referenzszenario grün angezeigt werden.

4.5.1 Periode 1

In Abbildung 30 sind die Ergebnisse des Use Cases 3 in der ersten Periode (01.10.2017 – 30.09.2018) gezeigt. Am Day-Ahead Markt wird im Vergleich zum Referenzszenario in diesem Fall eine höhere Energiemenge gekauft, um 4,16 %. Auch die Energiemenge, die am Day-Ahead Markt verkauft wird steigt leicht um 1,31 %. Am Regelenenergiemarkt werden 0,16 kWh/kW aktiviert, positiv und negativ in gleicher Menge. Die Energiemenge, die am Regelenenergiemarkt aktiviert wird ist gering, wegen der niedrigen Abrufwahrscheinlichkeit, die in der Simulation angenommen wird. Die Energiemenge die am Intraday-Markt nachgekauft wird, ist 0,17 kWh/kW. Der Gesamtverbrauch steigt im Vergleich zum Referenzszenario insgesamt um 4,38 %. Die Kosten für die Day-Ahead Markt Käufe sinken im Vergleich zum Referenzszenario um 10,35 %, während die Vergütung für die Day-Ahead Markt Verkäufe um 9 % steigt. Die Vergütung für die Regelenenergieangebote und deren Aktivierungen beträgt 1,27 EUR/kW, während es keine Kosten/Erlöse für den Nachkauf am Intraday-Markt entstehen. Die Netzkosten erhöhen sich um 1,82 %. Die Gesamtkosten reduzieren sich im Vergleich zum Referenzszenario um 3,48 %. Die detaillierten Ergebnisse sind im Abschnitt 11.4.2 in Tabelle 19 zusammengefasst.

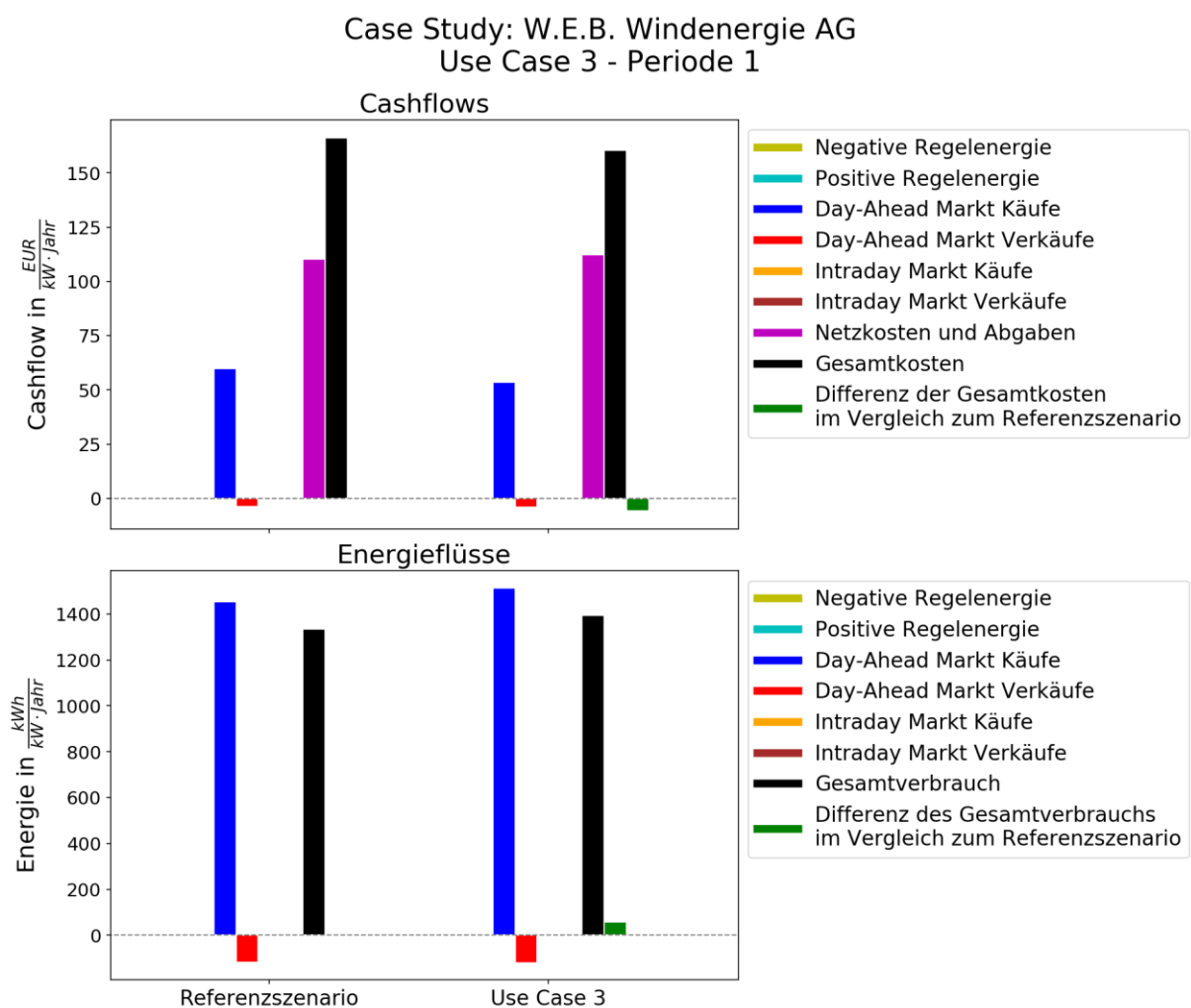


Abbildung 30: Case Study W.E.B. Windenergie AG – Use Case 3 – Periode 1.

FLEX⁺

4.5.2 Periode 2

Die Ergebnisse der zweiten Periode (01.11.2018 – 30.06.2019), die in Abbildung 31 gezeigt sind, wurden auf ein Jahr hochskaliert. Die Energiemenge, die in diesem Fall am Day-Ahead Markt gekauft wird, steigt im Vergleich zum Referenzszenario um 2,83 %, während die Energiemenge, die am Day-Ahead Markt verkauft wird, um 1,05 % sinkt. Am Tertiärregelenergiemarkt werden in diesem Fall insgesamt 2,43 kWh/kW aktiviert (51,4 % davon negativ und 48,6 % positiv). Am Intraday-Markt werden insgesamt 2,17 kWh/kW nachgekauft. Der Gesamtverbrauch steigt somit im Vergleich zum Referenzszenario um 3,12 %. Die Kosten für die Day-Ahead Markt Käufe sinken um 5,16 %, während das Einkommen für die Day-Ahead Markt Verkäufe um 7,01 % steigt. Am Regelenergiemarkt werden in diesem Fall 0,25 EUR/kW vergütet, während am Intraday-Markt, aufgrund der Nachkäufe sich Kosten von insgesamt 0,04 EUR/kW ergeben. Die Netzkosten und Abgaben erhöhen sich um 1,33 %. Es ergibt sich somit eine Reduzierung der Gesamtkosten von 1,84 % im Vergleich zum Referenzszenario. Die detaillierten Ergebnisse sind im Abschnitt 11.4.2 in Tabelle 20 zusammengefasst.

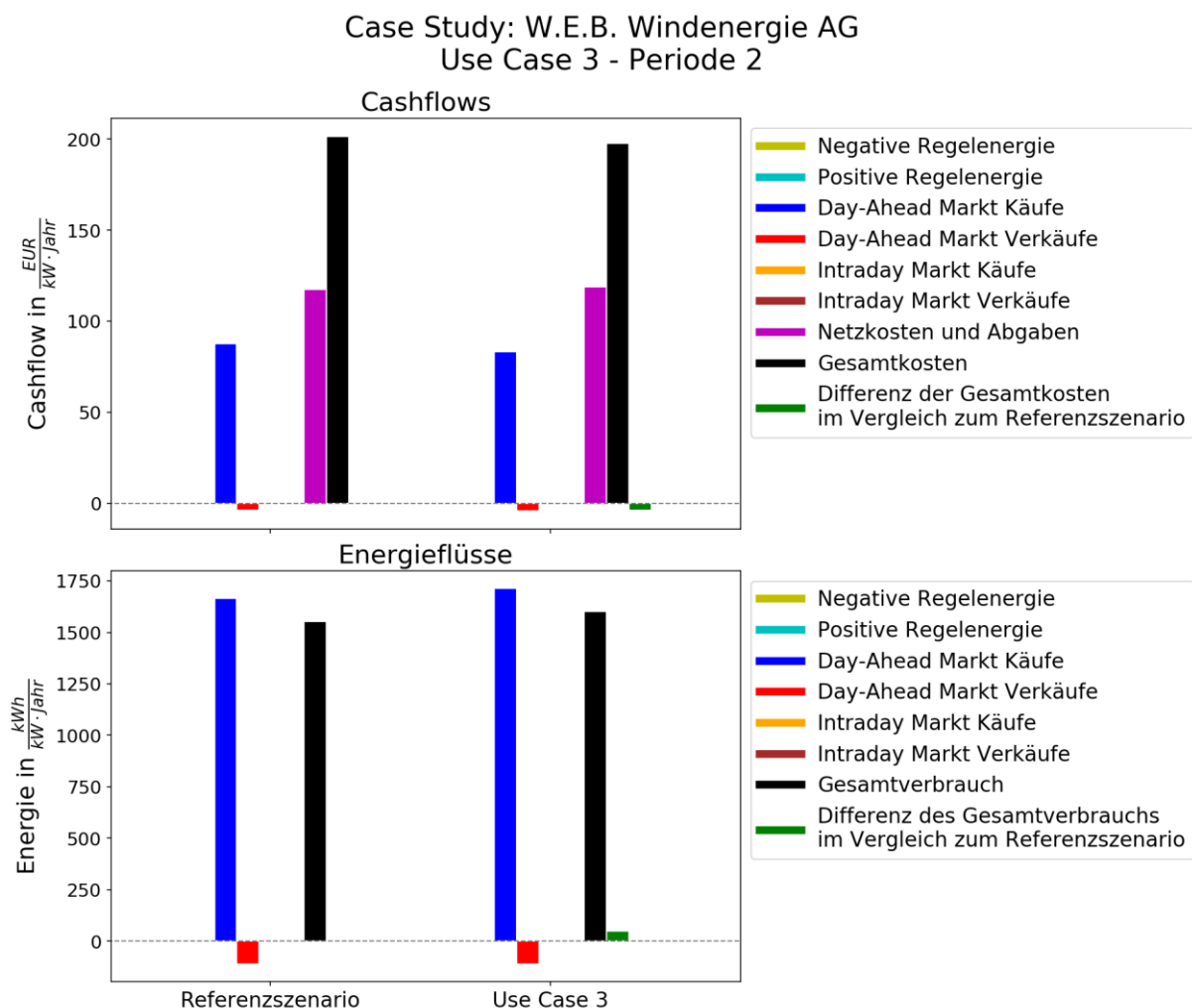


Abbildung 31: Case Study W.E.B. Windenergie AG – Use Case 3 – Periode 2.

4.6 Use Case 4: Day-Ahead-und Intraday-Markt

Die Optimierung im Use Case 4 „Day-Ahead-und Intraday-Markt“ wurde im Abschnitt 2.2.6 beschrieben. 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.

In folgender Abbildung sind die Day-Ahead Markt Käufe blau angezeigt. Die Day-Ahead Markt Verkäufe sind rot angezeigt. 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 erzielt werden. Die Netzkosten und Abgaben werden in violett dargestellt. Die Gesamtkosten und der Gesamtverbrauch werden schwarz angezeigt, während die Differenzen im Vergleich zum Referenzszenario der Gesamtkosten und des Gesamtverbrauchs grün angezeigt werden.

4.6.1 Periode 3

In Abbildung 32 sind die Ergebnisse des Use Cases 4 „Day-Ahead-und Intraday-Markt“ in der dritten Periode (06.01.2020 – 19.01.2020) gezeigt. Die Energiemenge, die in diesem Fall am Day-Ahead Markt gekauft wird, sinkt im Vergleich zum Referenzszenario um 1 %, während die Energiemenge, die am Day-Ahead Markt verkauft wird, immer null bleibt. Am Intraday-Markt werden 8,24 kWh/kW gekauft und 4,49 kWh/kW verkauft. Es ergibt sich somit eine Erhöhung des Gesamtverbrauchs von 2,29 % im Vergleich zum Referenzszenario. Die Kosten für die Day-Ahead Markt Käufe sinken um 3,88 %. Die Kosten am Intraday-Markt sind insgesamt 0.25 EUR/kW und die Netzkosten steigen um 2,43 %, aufgrund der höheren vom Netz bezogenen Energiemenge. Es ergibt sich so eine Reduktion der Gesamtkosten von 1,97 % im Vergleich zum Referenzszenario. Die detaillierten Ergebnisse sind im Abschnitt 11.4.2 in Tabelle 21 zusammengefasst.

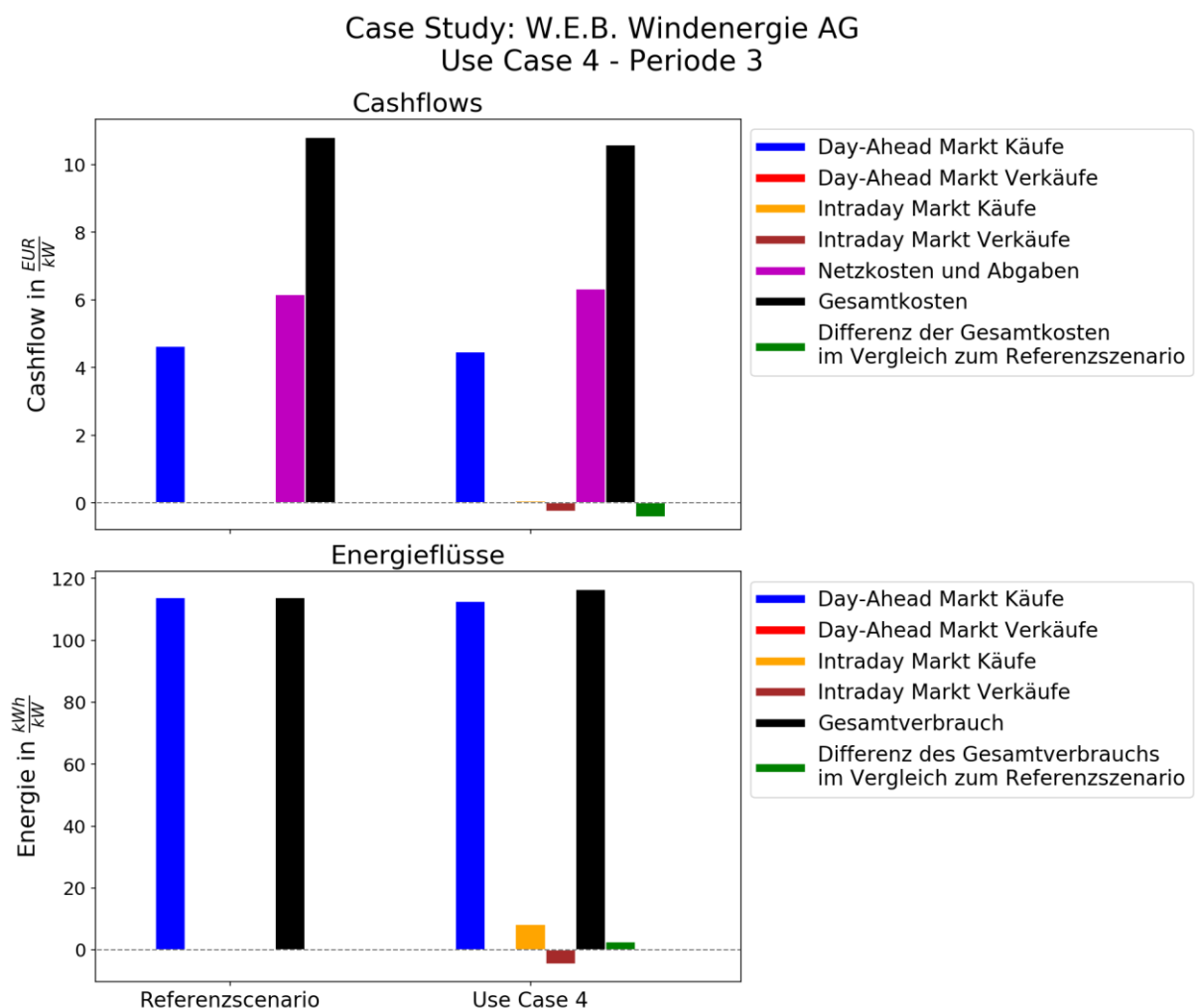


Abbildung 32: Case Study W.E.B. Windenergie AG – Use Case 4 – Periode 3.

5 Vergleich der erzielbaren Erlöse für die Energiemanagementsysteme

In diesem Kapitel werden die Kostenreduktion und der Mehrverbrauch aller Anwendungsfälle, die in diesem Bericht analysiert wurden in den verschiedenen Zeiträumen verglichen. Tabelle 3 und Abbildung 33 fassen die Kostenreduktion und den Mehrverbrauch für die analysierten Use Cases zusammen. Die Kostenreduktion und der Mehrverbrauch im Vergleich zum jeweiligen Referenzszenario werden als Prozentsatz angegeben. In Abbildung 33 und Tabelle 3 sind die Use Cases in absteigender Reihenfolge der prozentualen Kostenreduktion von oben nach unten sortiert.

Tabelle 3: Zusammenfassung der Ergebnisse für die Energiemanagementsysteme in den verschiedenen Szenarios.

Use Case	Kostenreduktion in % im Vergleich zum Referenzszenario	Mehrverbrauch in % im Vergleich zum Referenzszenario
W.E.B. Windenergie AG - Use Case 2 - Periode 1	27.37	7.01
W.E.B. Windenergie AG - Use Case 2 - Periode 2	13.86	6.81
Sonnenplatz Großschönau - Use Case 2 - Periode 1	11.89	5.88
Sonnenplatz Großschönau - Use Case 2 - Periode 2	6.73	5.02
W.E.B. Windenergie AG - Use Case 3 - Periode 1	3.48	4.38
W.E.B. Windenergie AG - Day-Ahead-Szenario - Periode 1	3.01	4.19
W.E.B. Windenergie AG - Use Case 4 - Periode 3	1.97	2.29
Sonnenplatz Großschönau - Use Case 3 - Periode 1	1.89	4.67
W.E.B. Windenergie AG - Use Case 3 - Periode 2	1.84	3.12
W.E.B. Windenergie AG - Day-Ahead-Szenario - Periode 2	1.66	3.01
Sonnenplatz Großschönau - Day-Ahead-Szenario - Periode 1	1.51	4.66
Sonnenplatz Großschönau - Use Case 3 - Periode 2	1.26	3.19
Sonnenplatz Großschönau - Day-Ahead-Szenario - Periode 2	1.18	3.13
Sonnenplatz Großschönau - Use Case 4 - Periode 3	0.78	3.21
W.E.B. Windenergie AG - Day-Ahead-Szenario - Periode 3	0.51	1.47
Sonnenplatz Großschönau - Day-Ahead-Szenario - Periode 3	0.41	1.18

Es ist ersichtlich, dass die höheren relativen Kostenreduktionen in Use Case 2 „Sekundärregel-, Day-Ahead-und Intraday-Markt“ erzielt werden. Das Energiemanagementsystem W.E.B. Windenergie AG erzielt in der ersten Periode in diesem Fall 27,37 % Kostenreduktion mit einem Mehrverbrauch von 7,01 %. Dies ist größtenteils auf die reduzierten Netzkosten beim Bezug von negativer Regelleistung zurückzuführen. Es besteht außerdem eine gute Möglichkeit am SRL-Markt, Einnahmen für den noch benötigten Energieverbrauch zu erwirtschaften.

Im Allgemeinen ermöglicht das Energiemanagementsystem W.E.B. Windenergie AG größere Einsparungen als das Energiemanagementsystem Sonnenplatz Großschönau, da die verfügbare Flexibilität höher ist. Das Energiemanagementsystem W.E.B. Windenergie AG hat unter anderem einen 100 kW-Netzanschluss, während das Energiemanagementsystem Sonnenplatz Großschönau einen 40 kW-Netzanschluss hat. Außerdem ist bei der W.E.B. Windenergie AG eine Batterie installiert, die siebenmal größer ist als die Batterie, die beim Energiemanagementsystem Sonnenplatz Großschönau installiert ist. Eine größere Batterie ermöglicht eine höhere Nutzung der Marktpreissignale, eine höhere Bereitstellung von Regelleistung und eine wirtschaftlichere Nutzung der Photovoltaikerzeugung.

In Abbildung 33 ist auch ersichtlich, dass in Periode 1 die Kostenreduktionen im Allgemeinen größer sind als in der Periode 2. Dies ist darauf zurückzuführen, dass in Periode 2 der österreichische und der deutsche Markt getrennt waren. Die Markttrennung führt in Österreich zu einer Senkung der Volatilität der Preise um 8 Prozent (Next-Kraftwerke, 2019), nachdem der deutsche volatile Wind- und Sonnenstrom zur Preisbildung nicht mehr berücksichtigt wird.

Es ist auch zu beachten, dass die relative Kostenreduktion mit dem relativen Mehrverbrauch generell korreliert. Dies ist jedoch beim EMS W.E.B. Windenergie AG beim Use Case 4 in der dritten Periode nicht der Fall, denn es wird eine Kostenreduktion von 2 % erzielt mit einem Mehrverbrauch von nur 2,29 % (W.E.B. Windenergie AG - Day-Ahead-Szenario - Periode 1 erzielt z.B. eine Kostenreduktion von 3,01 % erzielt mit einem Mehrverbrauch von 4,2 %). Da die optimierte Zeitspanne zwei Winterwochen umfasst, ist dieses Ergebnis aber nicht repräsentativ. Dies könnte aber zeigen, dass man mit der Flexibilität eines EMS, dank der Preisvolatilität am Intraday-Markt ein Profit erwirtschaften kann.

Der Mehrverbrauch ist in diesem Fall (W.E.B. Windenergie AG Use Case 4 Periode 3) sehr gering, da die Energie, die am Intraday-Markt gehandelt wird, die Energie ist, die bereits am Vortag am Day-Ahead Markt gehandelt wurde, aber noch nicht geliefert wurde. Auf diese Weise kann auch der Energieverbrauch kurzfristig optimiert werden, wodurch der Mehrverbrauch verringert wird.

Vergleich der erzielbaren Erlöse für die Energiemanagementsysteme

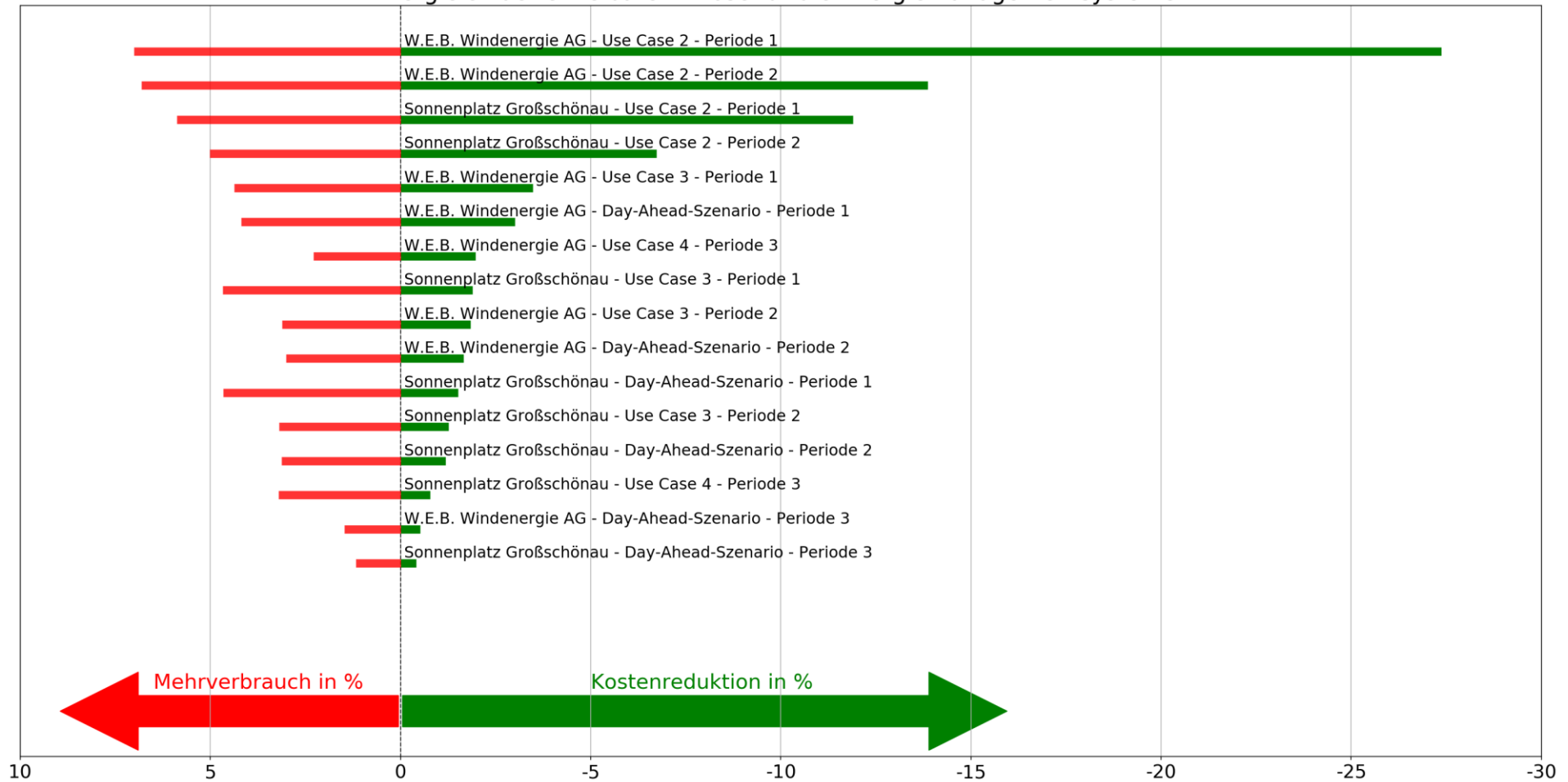


Abbildung 33: Vergleich der erzielbaren Erlöse und des Mehrverbrauchs bei der Optimierung der Energiemanagementsysteme.

6 Optimierung der Echtzeit-Aktivierung

Bei den Aktivierungen der Regelenenergieprodukte kommt es im Allgemeinen nicht notwendigerweise zu Abrufen der gesamten angebotenen Leistung. Für Pools setzen sich die Vorhaltungen aus vielen individuellen Reserven der einzelnen Komponenten zusammen. Daher stellt sich die Frage, wie die abgerufene Leistung auf die individuellen Reserven aufgeteilt werden soll. Im Wesentlichen gibt es dafür zwei Möglichkeiten:

1. Die Abrufe werden aliquot auf alle Komponenten aufgeteilt.
2. Die Abrufe werden so aufgeteilt, dass manche Komponenten nicht aktiviert werden, andere dafür mit der maximal verfügbaren Leistung aktiviert werden.

Im Folgenden werden diese Optionen anhand eines Beispiels erläutert. Dabei wird zum Zweck der Vereinfachung keine Rücksicht auf realistische Leistungswerte oder Minimalgebote genommen. Angenommen ein Gesamtgebot von 10 kW setzt sich aus drei Geboten A, B und C mit 5 kW, 3 kW und 2 kW zusammen. Im ersten Fall kommt es bei einer Aktivierung von beispielsweise 7 kW zu einem Abruf von je 70 % der individuellen Reserve, also 3,5 kW für A, 2,1 kW für B und 1,4 kW für C. Diese Möglichkeit ist in Abbildung 34 unter Option 1 dargestellt.

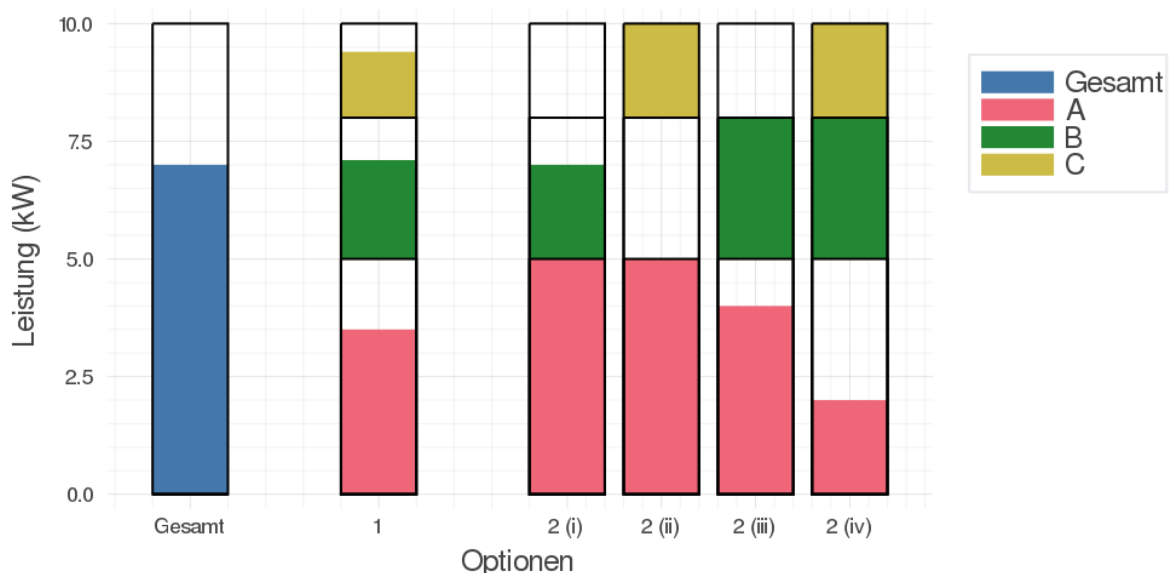


Abbildung 34: Beispiel für unterschiedlich Zuordnungen der Echtzeitaktivierung auf drei Komponenten A, B und C.

Im zweiten Fall ergeben sich mehrere Möglichkeiten einer Zuordnung der Abrufe auf die individuellen Komponenten. Abbildung 34 zeigt die vier verschiedenen Kombinationen für das obige Beispiel in den Optionen 2 (i) – 2 (iv). Für die Kosten, die mit der Aktivierung unterschiedlicher Komponenten verbunden sind, kann jeweils eine optimale Kombination

gewählt werden. Die Aktivierungskosten einer Komponente K werden nachfolgend mit C_K bezeichnet. Zum Beispiel stellt für $C_A \leq C_B \leq C_C$ Option 2 (i) die optimale Kombination dar, während für die umgekehrte Reihung $C_C \leq C_B \leq C_A$ Option 2 (iv) die geringsten Gesamtkosten aufweist.

Da schon die reale Implementierung der Optimierung von Regelenergievorhaltung eine große Herausforderung darstellt wird im Flex+ Projekt Option 1 gewählt. Diese zeichnet sich durch Transparenz und einfache Nachvollziehbarkeit aus. Die zweite Variante kann für Pools von Komponenten mit unterschiedlichen Aktivierungskosten und insbesondere für Energiemanagementsysteme zu besseren Ergebnissen führen. Allerdings stellt in diesem Fall die Bewertung der Aktivierungskosten eine große Herausforderung dar. In einer reinen Marktbetrachtung ergeben sich für eine Komponente mit stündlichen relativen Verlusten l bei einem Intraday-Ausgleich nach einer Stunde folgende Profite bei Aktivierungen am positiven beziehungsweise am negativen Regelenergiemarkt:

$$\begin{aligned}\pi^{pos} &= p_{Res}^{pos} \cdot r^{pos} - p_{ID} \cdot (1 - l) \cdot (r^{pos} - r_{exp}^{pos}) \\ \pi^{neg} &= -p_{Res}^{neg} \cdot r^{neg} + p_{ID} \cdot (1 - l) \cdot (r^{neg} - r_{exp}^{neg})\end{aligned}$$

Hier bezeichnen r und r_{exp} die tatsächlichen und die erwarteten Regelenergieabrufe. Die Regelenergiepreise sind durch p_{res} und die Intradaypreise zum Zeitpunkt des Ausgleichs durch p_{ID} gegeben. Aus den Profiten ist ersichtlich, dass für den positiven Regelenergiemarkt Komponenten mit höheren Verlusten und für negative Regelenergie umgekehrt Komponenten mit niedrigeren Verlusten zu priorisieren wären.

Die obigen Gleichungen gelten für flexible Verbraucher. Für Batterien stellt sich die Situation komplizierter dar. Je nachdem, ob sie zum Zeitpunkt der Abrufe und zum Zeitpunkt des Ausgleichs gerade bezogen oder eingespeist hätten, ergeben sich unterschiedliche Aktivierungskosten. Falls eine Batterie durch Aktivierungen vom Verbraucher zum Einspeiser oder umgekehrt wurde, sind in der Profitberechnung sowohl der Lade- als auch der Entladewirkungsgrad zu berücksichtigen. Das macht den Vergleich mit anderen Komponenten schwierig.

Zudem werden in den obigen Gleichungen weder technische Details wie Teillastwirkungsgrade, noch zusätzliche Kosten, wie zum Beispiel Ladezyklenkosten, berücksichtigt. Mit einer simplen Sortierung nach Speicherverlusten, würden immer dieselben Komponenten zuerst abgerufen, was zu einem erhöhten Verschleiß führen kann. Natürlich kann man auch Strategien entwickeln, diese Reihung der Komponenten dynamisch und zyklisch zu adaptieren. Dabei kommt man allerdings auch der Option 1 wieder näher.

7 Fallback-Methoden und lokale Optimierung

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

Dabei gibt es zwei Möglichkeiten:

- 1) Der bereits zur Komponente kommunizierte Fahrplan wird bis zu dessen zeitlichen Ende fortgesetzt. Der Nutzen ist dabei vom Markt abhängig, bei dem die Energie vermarktet wird.
- 2) Die Komponente wechselt unmittelbar nach Verbindungsabbruch in einen Standard Betriebsmodus der Komponente.

7.1 Standard Betriebsmodi der einzelnen Komponenten

In den folgenden Kapiteln werden die State of the Art Betriebsmodi und möglichen Einstellungen der einzelnen Komponenten beschrieben, die für die in Flex+ umgesetzten Use Cases von Bedeutung sind.

7.1.1 Wärmepumpe

Der derzeitige Normalbetrieb der Wärmepumpe setzt sich aus den Betriebsarten Heizen, Kühlen und Warmwasser zusammen. Heizen und Kühlen wird Witterungs-, Zeit- und Raumtemperaturgeführt gesteuert. Warmwasser wird zum Teil bedarfsgerecht, aber auch durch Zeitprogramme gesteuert.

In Verbindung mit einer PV Anlage wird eine Eigenverbrauchsoptimierung durchgeführt. Bei dieser wird über einen Wechselrichter, der mit einem Hausverbrauchszähler gekoppelt ist, oder über ein PV-Managementsystem, der tatsächliche Gebäudeüberschuss ermittelt. Ist ein Überschuss vorhanden und deckt dieser die minimale Aufnahmeleistung der Wärmepumpe, schaltet diese auch außerhalb des Normalbetriebs ein und stellt Wärme für Warmwasser, Heizung und Kühlung zur Verfügung. Dabei regelt die Wärmepumpe die Leistung eigenständig auf einen Nullüberschuss aus.

Im Falle von stundenvariablen Stromtarifen von aWATTar, Linz AG und Energie AG optimiert sich die Wärmepumpe lokal auf die variablen Strompreise. Dabei ist das Profil von 14:00 bzw. 16:00 bis zum nächsten Tag 24:00 auf der Wärmepumpe hinterlegt. Somit wird auch eine Optimierung bei fehlender Internetverbindung für diesen Zeitblock durchgeführt.

7.1.2 Boiler

Um den „Standardbetriebsmodus“ eines Austrian Email Boilers zu beschreiben wird ein 120 Liter Speicher, Type EWH betrachtet.

Die Standardeinstellung bei Auslieferung beträgt 83°C (+/- 4 K), die Aufheizzeit beträgt etwa 6 Stunden. Wird der Boiler im Energiesparmodus betrieben, beträgt die Temperatur 65°C (+/- 5 K).

7.1.3 Elektrofahrzeuge

Statischer Betrieb

Festsetzung der maximalen Ladeleistung auf einen festen Leistungswert über das EMS. Somit wird dem Nutzer das Laden ermöglicht, jedoch ein hoher Verlust durch fehlende Konnektivität vermieden.

Dynamischer Betrieb

Die Ladeleistung wird dynamisch an die zur Verfügung stehende Leistung angepasst. Die Vorgabe erfolgt entweder intern über den Ladecontroller oder durch das EMS, das auch nach Abbruch der Verbindung lokal noch vorhanden ist. Vorgabe der Ladeleistung über den Ladestrom in Ampere. Hier kann priorisiertes Laden über RFID Karten eingestellt werden oder nach einer bestimmten Startzeit, Zeitspanne geladen werden. Es können Wetter Prognosen berücksichtigt werden, wenn zum Beispiel die Leistung eines Generators zur Verfügung steht.

Abrechnungsbetrieb

Einwahl in ein Backendsystem das vom Betreiber vorgesehen ist (über GSM), wenn die Verbindung unterbrochen wurde. Danach erfolgt der normale Betriebsmodus der Ladestation bis zur Deaktivierung, nachdem die Verbindung wiederhergestellt wurde.

Freier Betrieb

Die Ladeleistung wird dem Kunden so lange frei zur Verfügung gestellt, bis die Verbindung wiederhergestellt wurde. Eine Außerbetriebnahme wäre generell möglich, aber wird nicht favorisiert, da im öffentlichen Bereich ein Ad-Hoc-Laden ermöglicht werden muss, d.h. ist nur ein Ladepunkt vorhanden, muss dieser in Betrieb bleiben. Bei mehreren Ladepunkten wäre es denkbar, einen bestimmten Prozentsatz abzuschalten, oder auf Wartung zu setzen.

7.1.4 Batteriespeicher

Eigenverbrauchsoptimierung

Der derzeitige Standardbetrieb bei Fronius Hybrid Systemen mit einer Solar Battery ist die Maximierung des Eigenverbrauchs. Hierbei wird die von der PV Anlage gelieferte Energie direkt im Haushalt verbraucht. Für den Fall, dass ein Überangebot an PV Energie besteht, wird jener Anteil welcher nicht im Haushalt benötigt wird in der Solar Battery zwischengespeichert, um später wenn die PV Anlage nicht mehr ausreichend Energie liefert, die Haushaltslast zu versorgen.

Im Fall einer vollständig geladenen Solar Battery während eines Überangebots an PV Energie, können zusätzliche Verbraucher (Wärmepumpe, Poolpumpe, ...) sowie der Fronius Ohmpilot (Stufenloser Verbrauchsregler zur Warmwasserbereitung) zur bestehenden Haushaltslast zugeschaltet werden, um eine Netzeinspeisung zu vermeiden und somit den Eigenverbrauch zu optimieren.

Optimierungsalgorithmus auf Komponentenebene

Für eine Verbesserung zum standardmäßigen eigenverbrauchsmaximierten Betrieb steht ein (prototypischer) Optimierungsalgorithmus zur Batteriebewirtschaftung über die Fronius Solar web Cloud zur Verfügung.

Dabei werden Ertragsprognosen, Lastprognosen, sowie stündlich veränderbare Strompreise mit einbezogen. Daraus wird die optimale Leistung am Einspeisepunkt bestimmt und durch gezieltes Laden und Entladen der Batterie umgesetzt.

Kennlinienbetrieb $P(f)$

Beim aktivierten Kennlinienbetrieb GFDPR (Grid Frequency Dependent Power Reduction; $P(f)$) wird bei Überschreiten eines definierten Netzfrequenz-Grenzwertes die Wirkleistung entsprechend eines definierten Gradienten reduziert oder angehoben werden. Es kann gewählt werden ob sobald sich die Netzfrequenz wieder ihrem Sollwert annähert die Leistung gemäß desselben Gradienten angepasst wird, oder erst auf den ursprünglichen Wert zurückkehrt, wenn sich die Frequenz bereits für eine definierte Dauer im Sollbereich befindet.

Der $P(f)$ Betrieb ermöglicht die Bereitstellung von Primärregelenergie und kann mit Betriebsmodus A) und B) kombiniert werden.

7.1.5 Energiemanagement

Beeinflussbarkeit der Komponenten

Die online Komponenten (Cloud angebunden) Boiler/ AE, Wärmepumpe/ IDM können nur bei verfügbarer Internetverbindung gesteuert werden.

Im Falle der nicht Verfügbarkeit von Flex+ ist sehr wahrscheinlich auch die Steuerung der Online Komponenten unterbrochen und fällt somit in das Fallback Szenario des jeweiligen Systems zurück.

Die offline Komponenten (lokal angebunden) Batterie/ Fronius und Wallbox/ Kreisel können auch ohne Internetverbindung gesteuert werden. Für die Offline Komponenten können beide Varianten 1) und 2) aus Kapitel 7 als Fallback Szenario im EMS abgebildet werden.

Standardbetrieb EMS

Für Day-Ahead Markt müssen minimal Potenziale der jeweiligen Komponenten vorgehalten werden (vergleichbar mit: Batterie nicht vollständig aufladen, bzw. entladen ‚Flexibilitätsreserve‘). Die minimalen Potenziale sind abhängig von in den Eigeninteressen definierten Komfortgrenzen.

Für Intraday bzgl. Regelenergie können zusätzliche zu den minimalen Day-Ahead Markt Potenzialen weitere Flexibilitäten abhängig vom jeweiligen SoC der Komponenten angeboten werden, unter Einbeziehung des Faktors Zeit.

Das EMS würde die Flexibilitäten der Komponenten aggregieren bzw. anhand der Eigeninteressen / Komfortgrenzen nur reduziert anbieten.

In den Eigeninteressen kann z.B. der Leistungsbezug des Haushalts begrenzt werden. Die Leistung würde sich im Fall von Eigenproduktion entsprechend erhöhen. Weiters würde das EMS nicht ständig verfügbare Komponenten (E-Auto, Wärmepumpe im Sommer) nur als alternative Flexibilität anbieten (keine zusätzliche Flexibilität).

Über das Kostenmodell der einzelnen Komponenten kann das EMS die Flexibilitäten ansteuern als auch zur Verfügung stellen.

Es werden die Komponenten abhängig von den Eigenverbrauchs‘kosten‘ bevorzugt.

Die Flexibilitäten können abhängig vom Zustand des Hauses (Anwesend, Abwesend, Urlaub), bzw. von Zeitschaltmodi anbieten.

Durch Flex+ beeinflusster Betrieb

Das EMS verteilt entsprechend Verfügbarkeit / Kostenmodell (Kapitel 2.1) die Potenziale auf die einzelnen Komponenten unter Berücksichtigung der Komfortgrenzen und weiteren Eigeninteressen. Für die Beeinflussung der einzelnen Komponenten simuliert das EMS modellseitig die Komponenten als Batterien bzw. deren SoC und die jeweiligen Kosten zum Be- oder Entladen.

7.2 Definition der Fallback-Szenarien

Auf Basis der gesammelten Standard Betriebsmodi der einzelnen Komponenten wurde versucht, eine allgemeine Aussage über das beste Verhalten im Falle eines Verbindungsabbruchs zur Flex+ Plattform treffen zu können.

Dafür wurden drei Ebenen definiert, welche für die Definition des Fallback Szenarios unterschieden werden müssen:

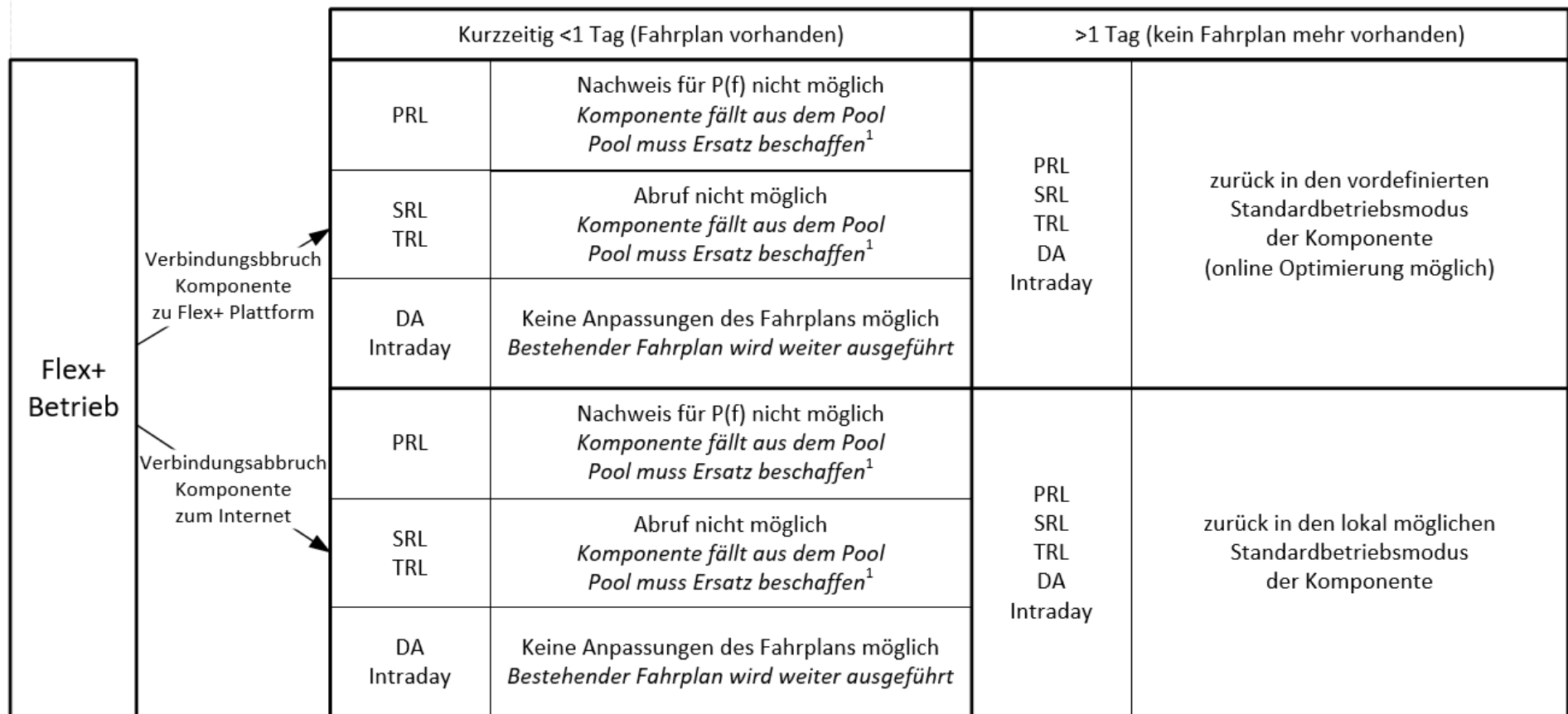
- 1) Verbindungsabbruch nur zur Flex+ Plattform oder gesamte Internetverbindung abgebrochen
- 2) Verbindungsabbruch nur für einige Stunden bis zu einem Tag (Fahrplan vorhanden) oder über längeren Zeitraum
- 3) Use Cases

Nach dieser Unterscheidung wurden die jeweils technisch möglichen Betriebsmodi eruiert. Das Ergebnis ist in Abbildung 35 zu sehen.

Aus der Tabelle ist sehr schnell zu erkennen, dass sich die Komponenten aus den einzelnen Pools immer ähnlich verhalten sollten, wenn ein Verbindungsabbruch entsteht. Daraus ergibt sich eine allgemeine Definition der Fallback Szenarien, wie in Abbildung 36 ersichtlich.

Betriebsmodus	Komponenten im System	Standardbetrieb	Flex+ Betrieb	Fallback Betrieb							
Art des Verbindungsabbruchs				Verbindung zu Flex+ abgebrochen				Verbindung zum Internet abgebrochen			
Dauer				kurzzeitig (1 Tag)		ab zweitem Tag		kurzzeitig (1 Tag)		ab zweitem Tag	
Use Case				PRL	SRL/TRL	Intraday/Day Ahead	alle Use Cases	PRL	SRL/TRL	Intraday/Day Ahead	alle Use Cases
Wärmepumpe	nach Umgebungsbedingungen + PV + stundenvariable Stromtarife	Heizen, Kühlen, Warmwassererzeugung (lokal) Eigenverbrauchsoptimiert durch PV Überschuss (lokal) Ökonomischer Betrieb durch Fahrplan für den nächsten Tag (online)	Fahrplan; konkreter Abruf für Regelenenergie	x	Abruf nicht möglich - Pool muss Ersatz beschaffen.	Fahrplan weiter ausführen	Heizen, Kühlen, Warmwassererzeugung (lokal) Eigenverbrauchsoptimiert durch PV Überschuss (lokal) Ökonomischer Betrieb durch Fahrplan für den nächsten Tag (online)	x	Abruf nicht möglich - Pool muss Ersatz beschaffen.	Fahrplan weiter ausführen	Heizen, Kühlen, Warmwassererzeugung (lokal) Eigenverbrauchsoptimiert durch PV Überschuss (lokal)
Boiler		Standardtemperatur 83°C (+/-4K) Energiesparmodus 65°C (+/-5K)	Fahrplan; konkreter Abruf für Regelenenergie	x	Abruf nicht möglich - Pool muss Ersatz beschaffen.	Fahrplan weiter ausführen	Standardtemperatur 83°C (+/-4K) Energiesparmodus 65°C (+/-5K)	x	Abruf nicht möglich - Pool muss Ersatz beschaffen.	Fahrplan weiter ausführen	Standardtemperatur 83°C (+/-4K) Energiesparmodus 65°C (+/-5K)
E-Auto		Statischer Betrieb (lokal) Dynamischer Betrieb (lokal) Abrechnungsbetrieb Freier Betrieb	Fahrplan, konkreter Abruf für Regelenenergie	x	Abruf nicht möglich - Pool muss Ersatz beschaffen.	Fahrplan weiter ausführen	Statischer Betrieb (lokal) Dynamischer Betrieb (lokal) muss mit Anbietern diskutiert werden LP wird Kostenlos angeboten	x	Abruf nicht möglich - Pool muss Ersatz beschaffen.	Fahrplan weiter ausführen	Statischer Betrieb (lokal) Dynamischer Betrieb (lokal) muss mit Anbietern diskutiert werden LP wird Kostenlos angeboten
Batterien		Eigenverbrauchsoptimiert durch PV Überschuss (lokal) Optimierungsalgorithmus auf Komponentenebene (online)	Fahrplan; P(f); konkreter Abruf für Regelenenergie	x	Abruf nicht möglich - Pool muss Ersatz beschaffen.	Fahrplan weiter ausführen	Eigenverbrauchsoptimiert Optimierungsalgorithmus auf Komponentenebene	x	Abruf nicht möglich - Pool muss Ersatz beschaffen.	Fahrplan weiter ausführen	Eigenverbrauchs-optimiert
Energie-management	lokal angesteuert online angesteuert lokal und online	regelbasierte Optimierung	Fahrplan; P(f); konkreter Abruf für Regelenenergie; Kosten-optimierter Fahrpläne für Komponenten	x	Abruf nicht möglich - Pool muss Ersatz beschaffen.	Fahrplan weiter ausführen	regelbasierte Eigenverbrauchs- und Eigeninteressen-optimierung Fallback Szenario der jeweiligen Komponente Fallback Szenario der jeweiligen Komponente	x	Abruf nicht möglich - Pool muss Ersatz beschaffen.	Fahrplan weiter ausführen	regelbasierte Eigenverbrauchs- und Eigeninteressen-optimierung Fallback Szenario der jeweiligen Komponente Fallback Szenario der jeweiligen Komponente

Abbildung 35: Fallback Szenarien pro Komponente.



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 36: Allgemeine Definition der Fallback-Szenarien.

Für kurzzeitige Ausfälle der Kommunikation ist das Fallback-Szenario unabhängig davon, ob nur die Verbindung zur Flex+ Plattform oder die gesamte Internetanbindung unterbrochen wurde.

Die Erbringung von Primärregelleistung wäre zwar technisch gesehen auch weiterhin möglich, da die Komponente die Regelung auf Basis einer frequenzabhängigen Leistungskennlinie lokal vornehmen kann. Da jedoch der Regelenergievermarkter nicht wissen kann, ob nur die Verbindung unterbrochen ist, oder die Komponente ganz ausgefallen ist, fällt die Komponente aus dem Pool und es muss eine andere Komponente als Backup aktiviert werden. Bei Sekundär- und Tertiärregelerbringung ist die Aktivierung der jeweiligen Komponente auch technisch nicht möglich, weshalb in diesem Fall ebenfalls Backup einer anderen Komponente im Pool bereitgestellt werden muss. Sobald die ausgefallene Komponente die Verbindung zum Internet bzw. zur Flex+ Plattform wieder hergestellt hat, kann sie dem Pool wieder als Backup Komponente zur Verfügung stehen.

Im Fall der Day-Ahead bzw. Intraday Vermarktung, muss der hinterlegte Fahrplan für die Komponente (sofern dieser offline zur Verfügung ist), weiter von der Komponente verfolgt werden, um Kosten durch Fahrplanabweichungen zu verhindern.

Bei Ausfällen, die länger andauern, als ein Fahrplan vorhanden ist, soll die Komponente in ihren Standardbetriebsmodus zurückfallen. Wenn nur die Verbindung zu Flex+ unterbrochen ist, ist immer noch eine online Optimierung der Komponente möglich. Bei Gesamtausfall der Internetanbindung wechselt die Komponente in den lokal möglichen Betriebsmodus.

Wie der Wechsel zwischen den möglichen Betriebsmodi der Komponenten stattfindet und wie die Backup Komponenten für den Pool bereitgestellt werden, ist für jede Komponente vom jeweiligen Hersteller gesondert zu betrachten. Dies wird in der im Realbetrieb weiter untersucht.

8 Baselineerstellung für Energiemanagementsysteme

Bei Ungleichheiten zwischen Erzeugung und Verbrauch wird die Differenz durch Regelenergie ausgeglichen. Die Erbringung von Regelenergie muss im Anschluss durch Messungen, Berechnungen oder Simulationen nachweisbar sein. Um die Erbringung von Regelenergie nachzuweisen, wird die sogenannte Baseline benötigt. Die Baseline beschreibt dabei jenes Verhalten der Anlage, hätte sie zu dem Zeitpunkt keine Regelenergie erbracht. Die Differenz zwischen Baseline und tatsächlichem Arbeitspunkt der Anlage kann somit als Nachweis der Erbringung von Regelenergie herangezogen werden.

Im Flex+ Projekt werden Möglichkeiten betrachtet, wie Regelenergie von unterschiedlichen Prosumer Komponenten angeboten werden kann. Es gibt unterschiedliche Methoden, um Baselineszenarios für diese Anlagen zu erstellen, wichtig dabei ist die Transparenz, Reproduzierbarkeit und Genauigkeit der Baseline. Die zu verwendende Methode hängt dabei ausschließlich von den anlagenspezifischen Parametern ab.

Um die Baseline für mehrere Systemkomponenten zu erstellen, muss definiert werden welche Anlagen innerhalb eines Haushaltes Regelenergie anbieten können bzw. sollen. In Abbildung 37 werden unterschiedliche Systemgrenzen angeführt, dargestellt als graue Umrandungen mit den Ziffern a) bis f) gekennzeichnet. Sämtliche Komponenten innerhalb der Systemgrenze werden als Flexibilität genutzt um Regelenergie anzubieten.

Da die Bereitstellung an Regelenergie am Netzanschlusspunkt messbar sein muss, wird der Netzanschlusspunkt auch als Messstelle für die Regelenergie definiert.

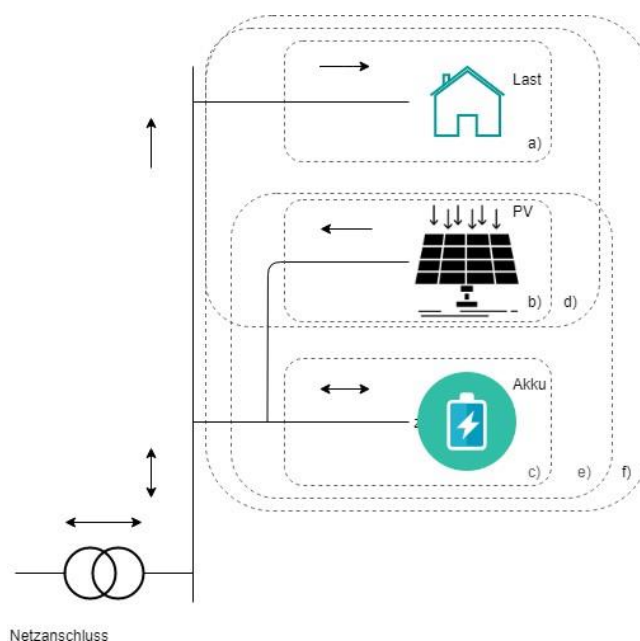


Abbildung 37: Technisch mögliche Systemgrenzen.

Folgende Anlagenkombinationen können als Flexibilität herangezogen werden:

- a) Last
- b) PV Anlage
- c) Batteriespeicher
- d) Last in Kombination mit PV Anlage
- e) Batteriespeicher in Kombination mit PV Anlage
- f) Last, PV Anlage und Batteriespeicher

Eine weitere technisch mögliche Systemgrenze, die aus Übersichtsgründen nicht in der Abbildung dargestellt ist, ist die Kombination der Last mit einem Batteriespeicher.

Die Nutzung der Anlagen als Flexibilität bedeutet, dass die Leistung der Anlagen von außen verändert werden kann.

Das gesamte Regelenergiepotential des Haushaltes setzt sich aus der Flexibilitätssumme der einzelnen Komponenten zusammen. Abbildung 38 zeigt die Zusammensetzung des Regelenergiepotentials nach vektorieller Energieflussrichtung, anhand eines Beispiels. In diesem Beispiel wird die Last konstant gehalten und nicht als Flexibilität genutzt, der Batteriespeicher und die PV Anlage hingegen befinden sich innerhalb der Systemgrenze.

In Abbildung 38 zu erkennen ist, dass das Regelenergiepotential größer ist, desto mehr Anlagen Flexibilität anbieten. Die am Netzanschlusspunkt gemessene Regelenergie kann vereinfacht, wie in Abbildung 38, anhand von vektoriellen Energieflüssen dargestellt werden.

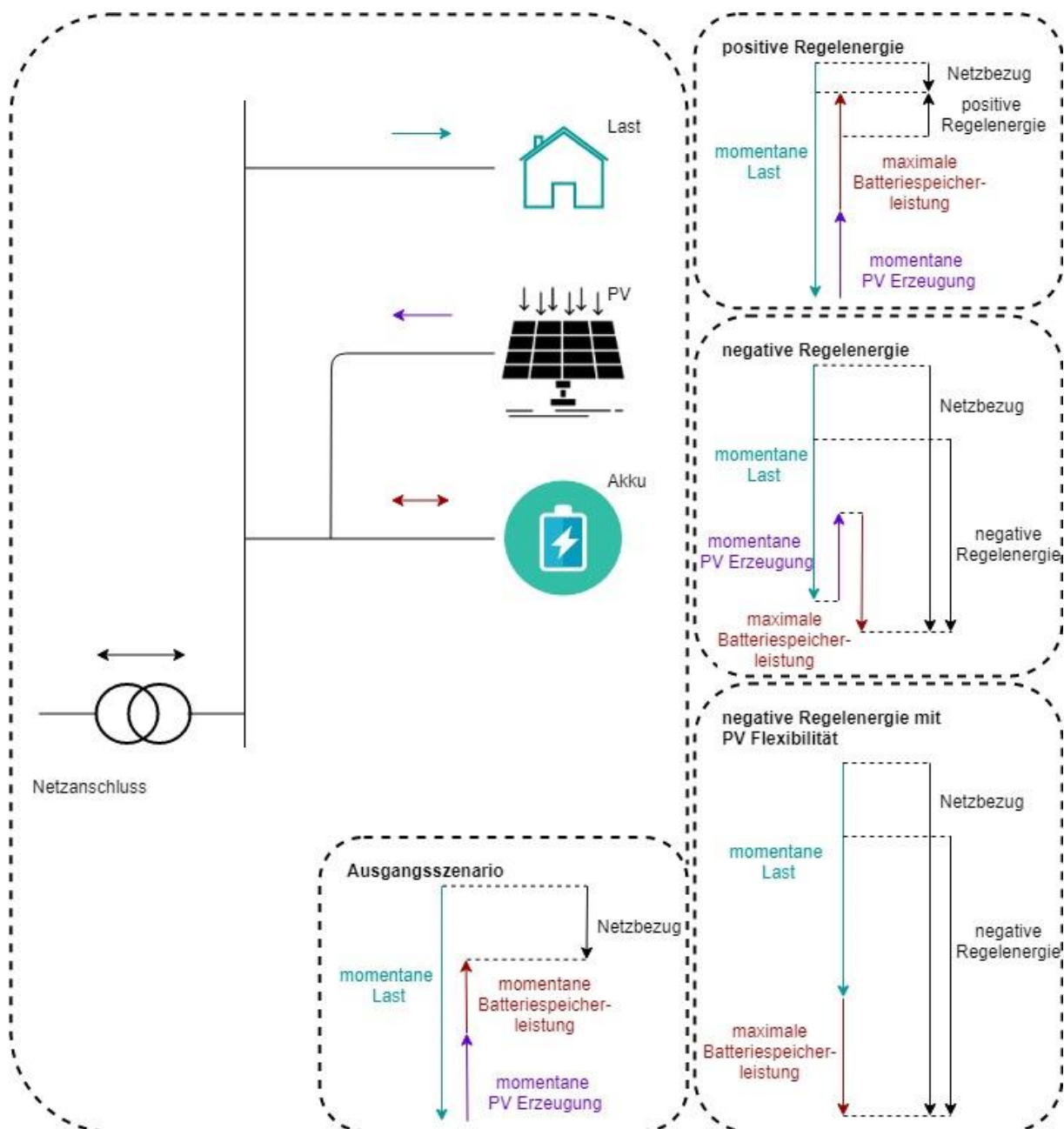


Abbildung 38: Vereinfachte vektorielle Darstellung von Energieflüssen.

Um die Baseline für das gesamte System zu erstellen muss für jede Anlage in dem System eine Baseline erstellt werden. Die Baselineberechnungsmethode der einzelnen Anlagen können dabei voneinander differenziert werden. Wichtig ist allerdings, dass für jede Anlage eine passende Methode gewählt wird. Im Bericht (AIT, 2020) werden verschiedene Baselineberechnungsmethoden genauer vorgestellt.

Ebenso wie das Regelenenergiepotential, dargestellt in Abbildung 38, können auch die Baselines der Einzelanlagen vektoriell nach Energieflussrichtung addiert werden. Jede Anlage hat dabei der eigenen Baseline so exakt wie möglich zu folgen, die Wahrscheinlichkeit die angebotene Regelenenergie bereitstellen zu können muss mindesten 97,5 % betragen. Zu

berücksichtigen ist, dass bei der Addition der Baselines auch die Unsicherheit der Baselines addiert wird, es sollte daher besondere Rücksicht auf die Qualität der Prognosen und Messungen gelegt werden.

Die Teilnahme am Regelenergiemarkt kann dabei durch zusammenschließen von mehreren Anlagen in Pools erfolgen. Die Zusammensetzung der Pools ist dabei nicht von Bedeutung, und ändert auch nichts an der Baselineerstellung der Pools.

9 Schlussfolgerungen

Der Optimierungsalgorithmus wird im Rahmen des Projekts Flex+ in den zwei Energiemanagementsystemen implementiert und in realen Feldversuchen getestet. In den Simulationen hat sich gezeigt, dass die Teilnahme am Sekundärregelenergiemarkt die größten Einsparungen bzw. Erlöse erzielt. Die Faktoren, die den Sekundärregelenergiemarkt so rentabel machen, sind die höhere Wahrscheinlichkeit aktiviert zu werden und die höheren Leistungs- und Arbeitspreise im Vergleich zum Tertiärregelenergiemarkt. Die reduzierten Netzentgelte für die Regelernergieerbringung haben somit im Use Case Sekundärregelenergie einen höheren Einfluss als im Use Case Tertiärregelenergie.

Die Simulationen zeigen, dass in Periode 1 die Kostenreduktionen im allgemein größer sind als in Periode 2. Anhand der Ergebnisse der Simulationen kann also bestätigt werden, dass die Markttrennung von Deutschland und Österreich im Herbst 2018 die Geschäftsmodelle für Flexibilitätsvermarktung in Österreich beeinträchtigt hat. Die durchschnittlichen Strommarktpreise sind in Österreich zwar gestiegen, jedoch gab es auch eine Reduzierung der Volatilität der Energiepreise an den österreichischen Spotmärkten als direkte Folge der Markttrennung. Marktorientierte Optimierung von EMSen könnten in Zukunft mit der Zunahme erneuerbarer Energiequellen im Strommix und der damit verbundenen Zunahme der Preisvolatilität an Bedeutung gewinnen. Dies könnte zukünftig auch die Geschäftsmodelle attraktiver machen, bei denen in den Simulationen nur geringe Kostenreduktionen erzielt wurden.

Aus den Ergebnissen der Simulationen ist ersichtlich, dass die Größe der Batterie (Leistung und Kapazität) einen großen Einfluss auf die Energiekostenreduktionen hat, insbesondere im Fall der Geschäftsmodelle, die die Bereitstellung von Regelernergie vorsehen. Aus diesem Grund ermöglicht das EMS W.E.B. Windenergie AG (in dem eine Batterie mit einer Speicherkapazität von 80 kWh und eine Lade-bzw. Entladeleistung von 80 kW installiert ist) eine größere prozentuale Einsparung im Vergleich zum EMS Sonnenplatz Großschönau (in dem eine Batterie mit einer Speicherkapazität von 11,52 kWh und eine Lade-/Entladeleistung von 6,4/5 kW betrieben wird). Flexible Komponenten eines EMS, wie Warmwasserboilers, Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge können den Verbrauch zeitlich verschieben aber nicht beliebig viele Lade- und Entladezyklen fahren, wie eine Batterie. Da das aktuelle Sekundärregelmarktdesign 4-stündige Produkte vorsieht können diese Komponenten nur zeitlich koordiniert an diesem Markt teilnehmen. Sollte sich in Zukunft die Länge der Produkte verkürzen, würden von EMSen mit der Vermarktung am Regelergiemarkt sicherlich noch größere Einsparungen erzielt.

Abschließend ist auch zu betonen, dass in den Simulationen die Investitionskosten der notwendigen Technologien, die diese Geschäftsmodelle ermöglichen würden, nicht berücksichtigt wurden, wie z.B. ein effizienter Datenaustausch zwischen den verschiedenen Marktteilnehmern oder ein lokaler Optimierer, der die Geräte eines EMS lokal steuert. Die bisher durchgeführten Simulationen wurden außerdem auf der Grundlage genauer Preis-/Last-/Erzeugungs-Vorhersagen durchgeführt. Dies ist jedoch in der Realität nicht der Fall, die Einsparungen werden daher abnehmen und der Mehrverbrauch könnte zunehmen. Es

wird daher in Zukunft notwendig sein zu verstehen, inwieweit die Investitionskosten für die Kommunikations- und Informationstechnologie und die Qualität der Prognosen die Gesamteinsparungen der Optimierung beeinflussen kann.

10 Referenzen

- AIT. (2020). *Beschreibung der Algorithmen und Bewertung der Skalierbarkeit*.
- Al-Awami, A. (2011). Coordinating Vehicle-to-Grid Services With Energy Trading. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 453 - 462.
- CALB. (2017). <https://deligreen.en.made-in-china.com>. Von <https://deligreen.en.made-in-china.com/product/CNQJcYVUXSkh/China-High-Quality-Prismatic-EV-Car-Calb-Lithium-Ion-LiFePO4-Cell-3-2V-180ah-Battery.html> abgerufen
- Corinaldesi. (2019). *Spezifikation der Geschäftsmodelle und deren Rahmenbedingungen*. Flex+.
- Fronius. (2019). www.fronius.com. Von <https://www.fronius.com/en/photovoltaics/products/all-products/storage-units/compatible-batteries/byd-battery-box-hv/byd-battery-box-hv> abgerufen
- Guggilam, S. S., & Dall’Anese, E. (2016). Scalable Optimization Methods for Distribution Networks With High PV Integration. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2061 - 2070.
- IDM. (2019). www.idm-energie.at. Von <https://www.idm-energie.at/> abgerufen
- Next-Kraftwerke. (2019). www.next-kraftwerke.at. Von <https://www.next-kraftwerke.at/wissen/strommarkt/strompreiszonentrennung> abgerufen
- Pedram, S. (2015). Load Scheduling and Power Trading in Systems With High Penetration of Renewable Energy Resources. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 1802 - 1812.
- Spreitzhofer, J. (2019). *Eigeninteressen der Prosumer und dynamische Interaktionsmöglichkeiten zwischen Aggregator und Prosumer*. Flex+.
- W.E.B. (11 2019). www.windenergie.at. Von <https://www.windenergie.at/page.asp/-/ladesaeulen.htm> abgerufen

11 Anhang

11.1 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Graphische Darstellung eines Energiemanagementsystems und der zugehörigen Lastflüsse..	12
Abbildung 2: Erzeugung einer abregelbaren Photovoltaikanlage.	14
Abbildung 3: Marktoptimierter Batteriebetrieb.	15
Abbildung 4: Marktoptimierter Ladevorgang eines Elektrofahrzeugs.....	16
Abbildung 5: Marktoptimierter Verbrauch eines Boilers.....	18
Abbildung 6: Marktoptimierter Verbrauch eines Boilers mit On / Off Funktionsweise.	18
Abbildung 7: Marktoptimierter Verbrauch einer Wärmepumpe.	20
Abbildung 8: Marktoptimierter Verbrauch einer Wärmepumpe mit begrenzter minimalen Leistung.	20
Abbildung 9: Konfiguration des Energiemanagementsystems Sonnenplatz Großschönau.	24
Abbildung 10: Use Cases in den jeweiligen Perioden.	25
Abbildung 11: Die Battery-Box HV, die im Energiemanagementsystem Sonnenplatz Großschönau installiert wurde (Fronius, 2019).	26
Abbildung 12: Case Study Sonnenplatz Großschönau - Day-Ahead-Szenario– Periode 1.....	29
Abbildung 13: Case Study Sonnenplatz Großschönau - Day-Ahead-Szenario– Periode 2.....	30
Abbildung 14: Case Study Sonnenplatz Großschönau - Day-Ahead-Szenario– Periode 3.....	31
Abbildung 15: Case Study Sonnenplatz Großschönau - Minimal CO ₂ –Szenario– Periode 2.....	33
Abbildung 16: Case Study Sonnenplatz Großschönau - Use Case 2 – Periode 1.....	35
Abbildung 17: Case Study Sonnenplatz Großschönau - Use Case 2 – Periode 2.....	36
Abbildung 18: Case Study Sonnenplatz Großschönau - Use Case 3 – Periode 1.....	38
Abbildung 19: Case Study Sonnenplatz Großschönau - Use Case 3 – Periode 2.....	39
Abbildung 20: Case Study Sonnenplatz Großschönau - Use Case 4 – Periode 3.....	41
Abbildung 21: Konfiguration des W.E.B. Windenergie AG -Energiemanagementsystems.	42
Abbildung 22: Eine der 140 Zellen, die das Batteriemodul im Energiemanagementsystem WEB bildet (CALB, 2017).	42
Abbildung 23: W.E.B-Ladesäulen (W.E.B., 2019).....	43
Abbildung 24: Case Study W.E.B. Windenergie AG - Day-Ahead-Szenario – Periode 1.	45
Abbildung 25: Case Study W.E.B. Windenergie AG - Day-Ahead-Szenario – Periode 2.	46
Abbildung 26: Case Study W.E.B. Windenergie AG - Day-Ahead-Szenario – Periode 3.	47
Abbildung 27: Case Study W.E.B. Windenergie AG - Minimal CO ₂ - Szenario – Periode 2.	49
Abbildung 28: Case Study W.E.B. Windenergie AG – Use Case 2 – Periode 1.	51
Abbildung 29: Case Study W.E.B. Windenergie AG – Use Case 2 – Periode 2.	52
Abbildung 30: Case Study W.E.B. Windenergie AG – Use Case 3 – Periode 1.	54
Abbildung 31: Case Study W.E.B. Windenergie AG – Use Case 3 – Periode 2.	55
Abbildung 32: Case Study W.E.B. Windenergie AG – Use Case 4 – Periode 3.	57
Abbildung 33: Vergleich der erzielbaren Erlöse und des Mehrverbrauchs bei der Optimierung der Energiemanagementsysteme.	60
Abbildung 34: Beispiel für unterschiedlich Zuordnungen der Echtzeitaktivierung auf drei Komponenten A, B und C.	61
Abbildung 35: Fallback Szenarien pro Komponente.....	68
Abbildung 36: Allgemeine Definition der Fallback-Szenarien.	69
Abbildung 37: Technisch mögliche Systemgrenzen.	71
Abbildung 38: Vereinfachte vektorielle Darstellung von Energieflüssen.....	73

11.2 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Technische Parameter der Wärmepumpe TERRA SW Basic (IDM, 2019).....	26
Tabelle 2: Ladeleistungen der Ladesäulen.	43
Tabelle 3: Zusammenfassung der Ergebnisse für die Energiemanagementsysteme in den verschiedenen Szenarios.	58
Tabelle 4: Case Study Sonnenplatz Großschönau - Day-Ahead-Szenario– Periode 1.	82
Tabelle 5: Case Study Sonnenplatz Großschönau - Day-Ahead-Szenario– Periode 2.	82
Tabelle 6: Case Study Sonnenplatz Großschönau - Day-Ahead-Szenario– Periode 3.	83
Tabelle 7: Case Study Sonnenplatz Großschönau - Minimal CO2 – Szenario – Periode 2.	83
Tabelle 8: Case Study Sonnenplatz Großschönau - Use Case 2 – Periode 1.	84
Tabelle 9: Case Study Sonnenplatz Großschönau - Use Case 2 – Periode 2.	85
Tabelle 10: Case Study Sonnenplatz Großschönau - Use Case 3 – Periode 1.	86
Tabelle 11: Case Study Sonnenplatz Großschönau - Use Case 3 – Periode 2.	87
Tabelle 12: Case Study Sonnenplatz Großschönau - Use Case 4– Periode 3.	88
Tabelle 13: Case Study W.E.B. Windenergie AG - Day-Ahead-Szenario– Periode 1.	89
Tabelle 14: Case Study W.E.B. Windenergie AG - Day-Ahead-Szenario– Periode 2.	89
Tabelle 15: Case Study W.E.B. Windenergie AG - Day-Ahead-Szenario– Periode 3.	90
Tabelle 16: Case Study W.E.B. Windenergie AG - Minimal CO2 - Szenario – Periode 2.	90
Tabelle 17: Case Study W.E.B. Windenergie AG – Use Case 2 – Periode 1.....	91
Tabelle 18: Case Study W.E.B. Windenergie AG – Use Case 2 – Periode 2.....	92
Tabelle 19: Case Study W.E.B. Windenergie AG – Use Case 3 – Periode 1.....	93
Tabelle 20: Case Study W.E.B. Windenergie AG – Use Case 3 – Periode 2.....	94
Tabelle 21: Case Study W.E.B. Windenergie AG – Use Case 4 – Periode 3.....	94

11.3 Zusammenfassung der Nebenbedingungen des Optimierungsalgorithmus

In dieser Optimierung wird ein Zeitraum $\mathcal{T}$ betrachtet, wobei $t \in \mathcal{T} = \{1, 2, \dots, T\}$ fünfzehn-minütigen Zeitschritte bezeichnen.

$$\begin{cases} p_t^{GCP,Load} \leq p_{max}^{GCP,Load} \\ p_t^{GCP,Feed-in} \leq p_{max}^{GCP,Feed-in} \end{cases} \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad \text{(Bedingung 1)}$$

$$p_t^{EV} - p_t^{BAT,Discharge} + p_t^{BAT,Charge} + p_t^{HP} + p_t^{Boiler} - p_t^{PV} + p_t^{NFL} = p_t^{GCP,Load} - p_t^{GCP,Feed-in}, \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad \text{(Bedingung 2)}$$

$$p_t^{GCP,Load} - p_t^{GCP,Feed-in} = p_t^{DA,Buy} - p_t^{DA,Sell} + p_t^{ID,Buy} - p_t^{ID,Sell} + p_t^{Reserve,Buy} - p_t^{Reserve,Sell} \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad \text{(Bedingung 3)}$$

$$0 \leq p_t^{PV} \leq p_{max,t}^{PV} \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad \text{(Bedingung 4)}$$

$$soc_0^{BAT} = soc_{Start}^{BAT} \quad \text{(Bedingung 5)}$$

$$soc_T^{BAT} = soc_{End}^{BAT} \quad \text{(Bedingung 6)}$$

$$0 \leq p_t^{BAT,Charge} \leq p_{max}^{BAT,Charge} \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad \text{(Bedingung 7)}$$

$$0 \leq p_t^{BAT,Discharge} \leq p_{max}^{BAT,Discharge} \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad \text{(Bedingung 8)}$$

$$soc_t^{BAT} = soc_{t-1}^{BAT} + \left(\eta^{BAT,Charge} \cdot p_t^{BAT,Charge} - \frac{p_t^{BAT,Discharge}}{\eta^{BAT,Discharge}} - p_{loss}^{BAT} \right) \cdot \Delta t \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad \text{(Bedingung 9)}$$

$$E_{min}^{BAT} \leq soc_t^{BAT} \leq E^{BAT} \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad \text{(Bedingung 10)}$$

$$soc_{S^{EV}}^{EV} = 0 \quad \text{(Bedingung 11)}$$

$$soc_{D^{EV}}^{EV} = 0 \quad \text{(Bedingung 12)}$$

$$p_{min}^{EV} \cdot \sigma_t^{EV} \leq p_t^{EV} \leq p_{max,t}^{EV} \cdot \sigma_t^{EV} \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad \text{(Bedingung 13)}$$

$$soc_t^{EV} = soc_{t-1}^{EV} + (\eta^{EV} \cdot p_t^{EV} - p_{loss}^{EV}) \cdot \Delta t - A_{Loss}^{EV} \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad \text{(Bedingung 14)}$$

$$T_0^{Boiler} = T_{Start}^{Boiler} \quad \text{(Bedingung 15)}$$

$$T_T^{Boiler} \geq T_{End,min}^{Boiler} \quad \text{(Bedingung 16)}$$

$$p_t^{Boiler} = \sigma_t^{Boiler} \cdot p_{el,max}^{Boiler} \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad \text{(Bedingung 17)}$$

$$T_t^{Boiler} = T_{t-1}^{Boiler} + \left(\frac{\eta_{el}^{Boiler} \cdot p_t^{Boiler} - p_{Load,t}^{Boiler}}{c_p^{Boiler} \cdot \rho^{Boiler} \cdot V^{Boiler}} - K^{Boiler} \cdot (T_{t-1}^{Boiler} - T_a^{Boiler}) \right) \Delta t \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad \text{(Bedingung 18)}$$

$$T_{min}^{Boiler} \leq T_t^{Boiler} \leq T_{max}^{Boiler} \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad \text{(Bedingung 19)}$$

$$T_0^{indoor} = T_{Start}^{indoor} \quad \text{(Bedingung 20)}$$

$$p_{el,min}^{HP} \cdot \sigma_t^{HP} \leq p_t^{HP} \leq p_{el,max}^{HP} \cdot \sigma_t^{HP} \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad \text{(Bedingung 21)}$$

$$T_t^{indoor} = T_{t-1}^{indoor} + \left(\frac{cop_t^{HP} \cdot p_t^{Boiler}}{A^{HP} \cdot cf^{HP}} - K_0^{HP} + K_1^{HP} \cdot (T_{t-1}^{indoor} - T_{t-1}^{outdoor}) \right) \Delta t \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad \text{(Bedingung 22)}$$

$$T_{min}^{indoor,user} \leq T_t^{indoor} \leq T_{max,t}^{indoor} \quad \forall t \in \mathcal{T} \quad \text{(Bedingung 23)}$$

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

11.4 Ergebnistabellen für die Energiemanagementsysteme in den verschiedenen Szenarios

11.4.1 Sonnenplatz Großschönau

Tabelle 4: Case Study Sonnenplatz Großschönau - Day-Ahead-Szenario– Periode 1.

KPI	Einheit	Referenzszenario	Day-Ahead-Szenario
Day-Ahead Markt Käufe	EUR/kW/Jahr	29,94	27,59
Day-Ahead Markt Verkäufe	EUR/kW/Jahr	-7,36	-7,76
Netzkosten und Abgaben	EUR/kW/Jahr	108,31	109,08
Gesamtkosten	EUR/kW/Jahr	130,89	128,9
Differenz der Gesamtkosten zum Referenzszenario	EUR/kW/Jahr		-1,98
Day-Ahead Markt Käufe	kWh/kW/Jahr	726,7	749,81
Day-Ahead Markt Verkäufe	kWh/kW/Jahr	-177,4	-174,9
Gesamtverbrauch	kWh/kW/Jahr	549,3	574,91
Differenz des Gesamtverbrauchs zum Referenzszenario	kWh/kW/Jahr		25,61

Tabelle 5: Case Study Sonnenplatz Großschönau - Day-Ahead-Szenario– Periode 2.

KPI	Einheit	Referenzszenario	Day-Ahead-Szenario
Day-Ahead Markt Käufe	EUR/kW/Jahr	42,16	39,99
Day-Ahead Markt Verkäufe	EUR/kW/Jahr	-4,75	-5,07
Netzkosten und Abgaben	EUR/kW/Jahr	112,1	112,82
Gesamtkosten	EUR/kW/Jahr	149,51	147,74
Differenz der Gesamtkosten zum Referenzszenario	EUR/kW/Jahr		-1,77

Day-Ahead Markt Käufe	kWh/kW/Jahr	834,13	855,57
Day-Ahead Markt Verkäufe	kWh/kW/Jahr	-130,46	-129,88
Gesamtverbrauch	kWh/kW/Jahr	703,67	725,69
Differenz des Gesamtverbrauchs zum Referenzszenario	kWh/kW/Jahr		22,03

Tabelle 6: Case Study Sonnenplatz Großschönau - Day-Ahead-Szenario- Periode 3.

KPI	Einheit	Referenzszenario	Day-Ahead-Szenario
Day-Ahead Markt Käufe	EUR/kW	1,52	1,49
Day-Ahead Markt Verkäufe	EUR/kW	-0,25	-0,25
Netzkosten und Abgaben	EUR/kW	4,35	4,36
Gesamtkosten	EUR/kW	5,62	5,6
Differenz der Gesamtkosten zum Referenzszenario	EUR/kW		-0,02
Day-Ahead Markt Käufe	kWh/kW	36,28	36,67
Day-Ahead Markt Verkäufe	kWh/kW	-2,99	-2,99
Gesamtverbrauch	kWh/kW	33,29	33,68
Differenz des Gesamtverbrauchs zum Referenzszenario	kWh/kW		0,39

Tabelle 7: Case Study Sonnenplatz Großschönau - Minimal CO₂ – Szenario – Periode 2.

KPI	Einheit	Referenzszenario	Day-Ahead Szenario	Minimal CO₂ Szenario
Day-Ahead Markt Käufe	EUR/kW/Jahr	42,16	39,99	44,65
Day-Ahead Markt Verkäufe	EUR/kW/Jahr	-4,75	-5,07	-6,74
Netzkosten und Abgaben	EUR/kW/Jahr	112,1	112,82	113,93

Gesamtkosten	EUR/kW/Jahr	149,51	147,74	151,85
Differenz der Gesamtkosten zum Referenzszenario	EUR/kW/Jahr		-1,77	2,34
Day-Ahead Markt Käufe	kWh/kW/Jahr	834,13	855,57	888,8
Day-Ahead Markt Verkäufe	kWh/kW/Jahr	-130,46	-129,88	-176,23
Gesamtverbrauch	kWh/kW/Jahr	703,67	725,69	712,57
Differenz des Gesamtverbrauchs zum Referenzszenario	kWh/kW/Jahr		22,03	8,9
CO₂ Fußabdruck	kgCO ₂ /kW/Jahr	169,36	174,17	163,53
Differenz des CO₂ Fußabdruckes zum Referenzszenario	kgCO ₂ /kW/Jahr		4,82	-5,82

Tabelle 8: Case Study Sonnenplatz Großschönau - Use Case 2 – Periode 1.

KPI	Einheit	Referenzszenario	Sekundärregel-, Day-Ahead-und Intraday-Markt
Negative Regelenergie	EUR/kW/Jahr		-8,04
Positive Regelenergie	EUR/kW/Jahr		-10,1
Day-Ahead Markt Käufe	EUR/kW/Jahr	29,94	32,06
Day-Ahead Markt Verkäufe	EUR/kW/Jahr	-7,36	-11,31
Intraday Markt Käufe	EUR/kW/Jahr		5,07
Intraday Markt Verkäufe	EUR/kW/Jahr		-3,85
Netzkosten und Abgaben	EUR/kW/Jahr	108,31	111,5
Gesamtkosten	EUR/kW/Jahr	130,89	115,33
Differenz der Gesamtkosten zum Referenzszenario	EUR/kW/Jahr		-15,56
Negative Regelenergie	kWh/kW/Jahr		63,75

Positive Regelenergie	kWh/kW/Jahr		-62,28
Day-Ahead Markt Käufe	kWh/kW/Jahr	726,7	827,03
Day-Ahead Markt Verkäufe	kWh/kW/Jahr	-177,4	-256,54
Intraday Markt Käufe	kWh/kW/Jahr		122,55
Intraday Markt Verkäufe	kWh/kW/Jahr		-112,92
Gesamtverbrauch	kWh/kW/Jahr	549,3	581,6
Differenz des Gesamtverbrauchs zum Referenzszenario	kWh/kW/Jahr		32,3

Tabelle 9: Case Study Sonnenplatz Großschönau - Use Case 2 – Periode 2.

KPI	Einheit	Referenzszenario	Sekundärregel-, Day-Ahead-und Intraday-Markt
Negative Regelenergie	EUR/kW/Jahr		-1,21
Positive Regelenergie	EUR/kW/Jahr		-10,61
Day-Ahead Markt Käufe	EUR/kW/Jahr	42,16	42,72
Day-Ahead Markt Verkäufe	EUR/kW/Jahr	-4,75	-6,46
Intraday Markt Käufe	EUR/kW/Jahr		9,59
Intraday Markt Verkäufe	EUR/kW/Jahr		-7,44
Netzkosten und Abgaben	EUR/kW/Jahr	112,1	112,86
Gesamtkosten	EUR/kW/Jahr	149,51	139,46
Differenz der Gesamtkosten zum Referenzszenario	EUR/kW/Jahr		-10,05
Negative Regelenergie	kWh/kW/Jahr		112,73
Positive Regelenergie	kWh/kW/Jahr		-151,32
Day-Ahead Markt Käufe	kWh/kW/Jahr	834,13	919,16
Day-Ahead Markt Verkäufe	kWh/kW/Jahr	130,46	-157,56

Intraday Markt Käufe	kWh/kW/Jahr		205,09
Intraday Markt Verkäufe	kWh/kW/Jahr		-189,13
Gesamtverbrauch	kWh/kW/Jahr	703,67	738,97
Differenz des Gesamtverbrauchs zum Referenzszenario	kWh/kW/Jahr		35,3

Tabelle 10: Case Study Sonnenplatz Großschönau - Use Case 3 – Periode 1.

KPI	Einheit	Referenzszenario	Tertiärregel-, Day-Ahead- und Intraday-Markt
Negative Regelenenergie	EUR/kW/Jahr		-0,3
Positive Regelenenergie	EUR/kW/Jahr		-0,11
Day-Ahead Markt Käufe	EUR/kW/Jahr	29,94	27,75
Day-Ahead Markt Verkäufe	EUR/kW/Jahr	-7,36	-7,79
Intraday Markt Käufe	EUR/kW/Jahr		0
Intraday Markt Verkäufe	EUR/kW/Jahr		0
Netzkosten und Abgaben	EUR/kW/Jahr	108,31	108,86
Gesamtkosten	EUR/kW/Jahr	130,89	128,41
Differenz der Gesamtkosten zum Referenzszenario	EUR/kW/Jahr		-2,48
Negative Regelenenergie	kWh/kW/Jahr		0,03
Positive Regelenenergie	kWh/kW/Jahr		0
Day-Ahead Markt Käufe	kWh/kW/Jahr	726,7	750,57
Day-Ahead Markt Verkäufe	kWh/kW/Jahr	177,4	-175,6
Intraday Markt Käufe	kWh/kW/Jahr		0
Intraday Markt Verkäufe	kWh/kW/Jahr		-0,03
Gesamtverbrauch	kWh/kW/Jahr	549,3	574,97

Differenz des Gesamtverbrauchs zum Referenzszenario	kWh/kW/Jahr		25,67
--	-------------	--	-------

Tabelle 11: Case Study Sonnenplatz Großschönau - Use Case 3 – Periode 2.

KPI	Einheit	Referenzszenario	Tertiärregel-, Day-Ahead- und Intraday-Markt
Negative Regelenenergie	EUR/kW/Jahr		-0,11
Positive Regelenenergie	EUR/kW/Jahr		-0,08
Day-Ahead Markt Käufe	EUR/kW/Jahr	42,16	40,04
Day-Ahead Markt Verkäufe	EUR/kW/Jahr	-4,75	-5,09
Intraday Markt Käufe	EUR/kW/Jahr		0,04
Intraday Markt Verkäufe	EUR/kW/Jahr		-0,01
Netzkosten und Abgaben	EUR/kW/Jahr	112,1	112,84
Gesamtkosten	EUR/kW/Jahr	149,51	147,63
Differenz der Gesamtkosten zum Referenzszenario	EUR/kW/Jahr		-1,88
Negative Regelenenergie	kWh/kW/Jahr		0,42
Positive Regelenenergie	kWh/kW/Jahr		-0,52
Day-Ahead Markt Käufe	kWh/kW/Jahr	834,13	856,09
Day-Ahead Markt Verkäufe	kWh/kW/Jahr	130,46	-130,01
Intraday Markt Käufe	kWh/kW/Jahr		0,56
Intraday Markt Verkäufe	kWh/kW/Jahr		-0,37
Gesamtverbrauch	kWh/kW/Jahr	703,67	726,17
Differenz des Gesamtverbrauchs zum Referenzszenario	kWh/kW/Jahr		22,5

Tabelle 12: Case Study Sonnenplatz Großschönau - Use Case 4– Periode 3.

KPI	Einheit	Referenz-szenario	Day-Ahead-und Intra-day-Markt
Day-Ahead Markt Käufe	EUR/kW	1,52	1,36
Day-Ahead Markt Verkäufe	EUR/kW	-0,25	-0,13
Intraday Markt Käufe	EUR/kW		0,09
Intraday Markt Verkäufe	EUR/kW		-0,15
Netzkosten und Abgaben	EUR/kW	4,35	4,40
Gesamtkosten	EUR/kW	5,62	5,58
Differenz der Gesamtkosten zum Referenzszenario	EUR/kW		-0,04
Day-Ahead Markt Käufe	kWh/kW	36,28	34,27
Day-Ahead Markt Verkäufe	kWh/kW	-2,99	-3,02
Intraday Markt Käufe	kWh/kW		4,3
Intraday Markt Verkäufe	kWh/kW		-1,2
Gesamtverbrauch	kWh/kW	33,29	34,36
Differenz des Gesamtverbrauchs zum Referenzszenario	kWh/kW		1,07

11.4.2 W.E.B. Windenergie AG

Tabelle 13: Case Study W.E.B. Windenergie AG - Day-Ahead-Szenario- Periode 1.

KPI	Einheit	Referenzszenario	Day-Ahead-Szenario
Day-Ahead Markt Käufe	EUR/kW/Jahr	59,78	53,24
Day-Ahead Markt Verkäufe	EUR/kW/Jahr	-3,77	-4,17
Netzkosten und Abgaben	EUR/kW/Jahr	110,19	112,12
Gesamtkosten	EUR/kW/Jahr	166,21	161,2
Differenz der Gesamtkosten zum Referenzszenario	EUR/kW/Jahr		-5,01
Day-Ahead Markt Käufe	kWh/kW/Jahr	1453,42	1511,06
Day-Ahead Markt Verkäufe	kWh/kW/Jahr	-118,07	-119,74
Gesamtverbrauch	kWh/kW/Jahr	1335,35	1391,33
Differenz des Gesamtverbrauchs zum Referenzszenario	kWh/kW/Jahr		55,98

Tabelle 14: Case Study W.E.B. Windenergie AG - Day-Ahead-Szenario- Periode 2.

KPI	Einheit	Referenzszenario	Day-Ahead-Szenario
Day-Ahead Markt Käufe	EUR/kW/Jahr	87,78	83,17
Day-Ahead Markt Verkäufe	EUR/kW/Jahr	-3,71	-3,97
Netzkosten und Abgaben	EUR/kW/Jahr	117,37	118,89
Gesamtkosten	EUR/kW/Jahr	201,44	198,08
Differenz der Gesamtkosten zum Referenzszenario	EUR/kW/Jahr		-3,36
Day-Ahead Markt Käufe	kWh/kW/Jahr	1665,76	1711,34
Day-Ahead Markt Verkäufe	kWh/kW/Jahr	-111,97	-110,78

Gesamtverbrauch	kWh/kW/Jahr	1553,79	1600,56
Differenz des Gesamtverbrauchs zum Referenzszenario	kWh/kW/Jahr		46,77

Tabelle 15: Case Study W.E.B. Windenergie AG - Day-Ahead-Szenario– Periode 3.

KPI	Einheit	Referenzszenario	Day-Ahead-Szenario
Day-Ahead Markt Käufe	EUR/kW	4,64	4,54
Day-Ahead Markt Verkäufe	EUR/kW	0	0
Netzkosten und Abgaben	EUR/kW	6,17	6,21
Gesamtkosten	EUR/kW	10,81	10,75
Differenz der Gesamtkosten zum Referenzszenario	EUR/kW		-0,05
Day-Ahead Markt Käufe	kWh/kW	113,85	115,52
Day-Ahead Markt Verkäufe	kWh/kW	0	0
Gesamtverbrauch	kWh/kW	113,85	115,52
Differenz des Gesamtverbrauchs zum Referenzszenario	kWh/kW		1,67

Tabelle 16: Case Study W.E.B. Windenergie AG - Minimal CO2 - Szenario – Periode 2.

KPI	Einheit	Referenzszenario	Day-Ahead Szenario	Minimal CO ₂ Szenario
Day-Ahead Markt Käufe	EUR/kW/Jahr	87,78	83,17	104,48
Day-Ahead Markt Verkäufe	EUR/kW/Jahr	-3,71	-3,97	-17,59
Netzkosten und Abgaben	EUR/kW/Jahr	117,37	118,89	130,61
Gesamtkosten	EUR/kW/Jahr	201,44	198,08	217,5
Differenz der Gesamtkosten zum Referenzszenario	EUR/kW/Jahr		-3,36	16,06

Day-Ahead Markt Käufe	kWh/kW/Jahr	1665,76	1711,34	2062,12
Day-Ahead Markt Verkäufe	kWh/kW/Jahr	-111,97	-110,78	-457,13
Gesamtverbrauch	kWh/kW/Jahr	1553,79	1600,56	1604,99
Differenz des Gesamtverbrauchs zum Referenzszenario	kWh/kW/Jahr		46,77	51,2
CO₂ Fußabdruck	kgCO ₂ /kW/Jahr	372,74	384,98	359,19
Differenz des CO₂ Fußabdruckes zum Referenzszenario	kgCO ₂ /kW/Jahr		12,25	-13,55

Tabelle 17: Case Study W.E.B. Windenergie AG – Use Case 2 – Periode 1.

KPI	Einheit	Referenzszenario	Sekundärregel-, Day-Ahead-und Intraday-Markt
Negative Regelenenergie	EUR/kW/Jahr	0	-19,36
Positive Regelenenergie	EUR/kW/Jahr	0	-26,18
Day-Ahead Markt Käufe	EUR/kW/Jahr	59,78	53,74
Day-Ahead Markt Verkäufe	EUR/kW/Jahr	-3,77	-6,81
Intraday Markt Käufe	EUR/kW/Jahr	0	18,89
Intraday Markt Verkäufe	EUR/kW/Jahr	0	-12,44
Netzkosten und Abgaben	EUR/kW/Jahr	110,19	112,87
Gesamtkosten	EUR/kW/Jahr	166,21	120,71
Differenz der Gesamtkosten zum Referenzszenario	EUR/kW/Jahr		-45,5
Negative Regelenenergie	kWh/kW/Jahr	0	261,79
Positive Regelenenergie	kWh/kW/Jahr	0	-162
Day-Ahead Markt Käufe	kWh/kW/Jahr	1453,42	1431,08

Day-Ahead Markt Verkäufe	kWh/kW/Jahr	-118,07	-193,39
Intraday Markt Käufe	kWh/kW/Jahr	0	436,89
Intraday Markt Verkäufe	kWh/kW/Jahr	0	-345,39
Gesamtverbrauch	kWh/kW/Jahr	1335,35	1428,98
Differenz des Gesamtverbrauchs zum Referenzszenario	kWh/kW/Jahr		93,63

Tabelle 18: Case Study W.E.B. Windenergie AG – Use Case 2 – Periode 2.

KPI	Einheit	Referenzszenario	Sekundärregel-, Day-Ahead-und Intraday-Markt
Negative Regelenenergie	EUR/kW/Jahr	0	-1,59
Positive Regelenenergie	EUR/kW/Jahr	0	-24,13
Day-Ahead Markt Käufe	EUR/kW/Jahr	87,78	78,81
Day-Ahead Markt Verkäufe	EUR/kW/Jahr	-3,71	-4,43
Intraday Markt Käufe	EUR/kW/Jahr	0	28,9
Intraday Markt Verkäufe	EUR/kW/Jahr	0	-20,49
Netzkosten und Abgaben	EUR/kW/Jahr	117,37	116,46
Gesamtkosten	EUR/kW/Jahr	201,44	173,54
Differenz der Gesamtkosten zum Referenzszenario	EUR/kW/Jahr		-27,9
Negative Regelenenergie	kWh/kW/Jahr	0	415,3
Positive Regelenenergie	kWh/kW/Jahr	0	-344,61
Day-Ahead Markt Käufe	kWh/kW/Jahr	1665,76	1593,69
Day-Ahead Markt Verkäufe	kWh/kW/Jahr	111,97	-119,28
Intraday Markt Käufe	kWh/kW/Jahr	0	628,95
Intraday Markt Verkäufe	kWh/kW/Jahr	0	-514,4

Gesamtverbrauch	kWh/kW/Jahr	1553,79	1659,66
Differenz des Gesamtverbrauchs zum Referenzszenario	kWh/kW/Jahr		105,87

Tabelle 19: Case Study W.E.B. Windenergie AG – Use Case 3 – Periode 1.

KPI	Einheit	Referenzszenario	Tertiärregel-, Day-Ahead-und Intraday-Markt
Negative Regelenenergie	EUR/kW/Jahr	0	-0,76
Positive Regelenenergie	EUR/kW/Jahr	0	-0,51
Day-Ahead Markt Käufe	EUR/kW/Jahr	59,78	53,59
Day-Ahead Markt Verkäufe	EUR/kW/Jahr	-3,77	-4,11
Intraday Markt Käufe	EUR/kW/Jahr	0	0
Intraday Markt Verkäufe	EUR/kW/Jahr	0	0
Netzkosten und Abgaben	EUR/kW/Jahr	110,19	112,2
Gesamtkosten	EUR/kW/Jahr	166,21	160,41
Differenz der Gesamtkosten zum Referenzszenario	EUR/kW/Jahr		-5,8
Negative Regelenenergie	kWh/kW/Jahr	0	0,08
Positive Regelenenergie	kWh/kW/Jahr	0	-0,08
Day-Ahead Markt Käufe	kWh/kW/Jahr	1453,42	1513,43
Day-Ahead Markt Verkäufe	kWh/kW/Jahr	118,07	-119,62
Intraday Markt Käufe	kWh/kW/Jahr	0	0,09
Intraday Markt Verkäufe	kWh/kW/Jahr	0	-0,08
Gesamtverbrauch	kWh/kW/Jahr	1335,35	1393,82
Differenz des Gesamtverbrauchs zum Referenzszenario	kWh/kW/Jahr		58,47

Tabelle 20: Case Study W.E.B. Windenergie AG – Use Case 3 – Periode 2.

KPI	Einheit	Referenz-szenario	Tertiärregel-, Day-Ahead-und Intraday-Markt
Negative Regelenergie	EUR/kW/Jahr	0	-0,3
Positive Regelenergie	EUR/kW/Jahr	0	-0,22
Day-Ahead Markt Käufe	EUR/kW/Jahr	87,78	83,25
Day-Ahead Markt Verkäufe	EUR/kW/Jahr	-3,71	-3,97
Intraday Markt Käufe	EUR/kW/Jahr	0	0,08
Intraday Markt Verkäufe	EUR/kW/Jahr	0	-0,04
Netzkosten und Abgaben	EUR/kW/Jahr	117,37	118,93
Gesamtkosten	EUR/kW/Jahr	201,44	197,73
Differenz der Gesamtkosten zum Referenzszenario	EUR/kW/Jahr		-3,71
Negative Regelenergie	kWh/kW/Jahr	0	1,25
Positive Regelenergie	kWh/kW/Jahr	0	-1,18
Day-Ahead Markt Käufe	kWh/kW/Jahr	1665,76	1712,9
Day-Ahead Markt Verkäufe	kWh/kW/Jahr	111,97	-110,79
Intraday Markt Käufe	kWh/kW/Jahr	0	1,16
Intraday Markt Verkäufe	kWh/kW/Jahr	0	-1,01
Gesamtverbrauch	kWh/kW/Jahr	1553,79	1602,33
Differenz des Gesamtverbrauchs zum Referenzszenario	kWh/kW/Jahr		48,54

Tabelle 21: Case Study W.E.B. Windenergie AG – Use Case 4 – Periode 3.

KPI	Einheit	Referenzszenario	Day-Ahead-und Intraday-Markt
-----	---------	------------------	------------------------------

Day-Ahead Markt Käufe	EUR/kW	4,64	4,46
Day-Ahead Markt Verkäufe	EUR/kW	0	0
Intraday Markt Käufe	EUR/kW		0,05
Intraday Markt Verkäufe	EUR/kW		-0,25
Netzkosten und Abgaben	EUR/kW	6,17	6,32
Gesamtkosten	EUR/kW	10,81	10,59
Differenz der Gesamtkosten zum Referenzszenario	EUR/kW		-0,21
Day-Ahead Markt Käufe	kWh/kW	113,85	112,71
Day-Ahead Markt Verkäufe	kWh/kW	0	0
Intraday Markt Käufe	kWh/kW		8,24
Intraday Markt Verkäufe	kWh/kW		-4,49
Gesamtverbrauch	kWh/kW	113,85	116,46
Differenz des Gesamtverbrauchs zum Referenzszenario	kWh/kW		2,61

Kontakt



Hauptautor

Carlo Corinaldesi Dipl.-Ing.,

TU Wien

Institute of Energy Systems and Electrical Drives

Energy Economics Group (EEG)

corinaldesi@eeg.tuwien.ac.at

T +43-01-58801-370370



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