

Einsatzmöglichkeiten flexibler Kapazitäten für Sekundärregelung

Case Study

Karl Frauendorfer, Michael Schürle
(ior/cf-HSG, Universität St. Gallen)

23. September 2020

Würdigung: Die in dieser Arbeit erzielten Ergebnisse basieren auf Methoden des ior/cf-HSG, deren Entwicklung als Teil der Aktivitäten innerhalb des SCCER CREST finanziell durch die *innosuisse* mitunterstützt wurde.

Prof. Dr. Karl Frauendorfer ist Ordinarius für Operations Research an der Universität St. Gallen, Mitglied der School of Finance und Direktor des ior/cf-HSG.

Dr. Michael Schürle ist Vizedirektor am ior/cf-HSG und Lehrbeauftragter für Computational Finance an der Universität St.Gallen.

Zusammenfassung

Ein erheblicher Teil der Stromproduktion wird künftig dezentral erbracht und ins Verteilnetz eingespeist. Verbraucherseitig wird die Last flexibler Einheiten wie Wärmepumpen erheblich zunehmen, die zur Substitution von fossilen Energien notwendig sind. Ebenso werden billigere Batteriespeichern zum Ausgleich der schwankenden Einspeisung erneuerbarer Energien beitragen. Flexiblen Einheiten haben in der Energiestrategie 2050 der Schweiz einen hohen Stellenwert und sollen künftig netz- und systemdienliche Leistungen erbringen. In der vorliegenden Untersuchung wird am Beispiel der Sekundärregelleistung das wirtschaftliche Einsparpotential der Nutzung verschiedener Flexibilitäten quantifiziert, also solcher Einheiten, die die Entnahme oder Einspeisung von Strom zeitlich verschieben können. Die Ergebnisse legen nahe, dass die grösste Kostenreduktion aus Einheiten resultiert, die mit konstanter Leistung verfügbar sind. Andere Einheiten, die lediglich mit einem gewissen Anteil ihrer variablen Last beitragen können, führen zu deutlich geringeren Einsparungen. Zudem geht die Nutzung erheblich zurück, sofern man den Anbietern über ihre jeweiligen Grenzkosten hinaus noch Prämien als Anreiz zur Bereitstellung ihrer Flexibilitäten bieten muss.

1. Motivation

Praktisch alle europäischen Länder stehen vor grossen Herausforderungen hinsichtlich der Erzeugung und Verteilung von Elektrizität. Einerseits erfordert die Reduktion von Treibhausgasen und die Erreichung ambitionierter Klimaziele, wie sie die Europäische Kommission im Rahmen des "Green Deal" formuliert hat (EU 2019), erhebliche Anstrengungen zur Substitution fossiler Kraftwerke durch erneuerbare Stromerzeugung wie Photovoltaik oder Wind. Andererseits wird in Europa ein Anstieg des Stromverbrauchs bis 2035 um den Faktor 1.3 erwartet, der neben gesellschaftlichen Trends wie Bevölkerungswachstum, zunehmende Anzahl von Einpersonenhaushalten und elektrischer Geräte auch getrieben wird durch die Elektrifizierung der Sektoren Mobilität und Wärme (Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen), welche mit dem Ersatz fossiler Energiequellen einhergeht (Eurelectric 2018). Gleichzeitig erfolgt künftig ein Grossteil der Einspeisung nicht mehr durch ans Übertragungsnetz angeschlossene Grosskraftwerke, sondern durch dezentrale Erzeuger, die ihre schwankende Produktion direkt ins Verteilnetz abgeben.

Für die Schweiz prognostiziert VSE (2018) ebenfalls einen starken Anstieg des Stromverbrauchs auf 70 TWh im Jahr 2035 von derzeit ca. 57 TWh (BFE, 2020). Laut Schätzung des VSE werden bis dahin zwischen 10% und 25% der Schweizer Stromproduktion aus dezentralen Quellen stammen, was einem ausschöpfbaren Potential von 16 TWh entspricht. Das BFE (2018) sieht für 2050 sogar ein mögliches Potential von 50 TWh. Andererseits bringt nach Rüdüsüli et al. (2019) die Substitution fossiler Energien im Mobilitäts- und Wärmesektor bei einem angenommenen Anteil von 20% Elektrofahrzeugen und 75% Wärmepumpen einen zusätzlichen Bedarf von 3.7 TWh (Elektrofahrzeuge) bzw. 10 TWh (Wärmepumpen) mit sich.

Neben der Frage, durch welche Quellen die Schweiz den zukünftig höheren Strombedarf decken will, haben diese Entwicklungen ebenfalls erhebliche Auswirkungen auf den Ausbaubedarf der Stromnetze und die Art, wie diese gesteuert werden. Eine dezentrale Energieversorgung benötigt mehr Speichermöglichkeiten zum Ausgleich der schwankenden Einspeisung erneuerbarer Energien und zur Abfederung von verbraucherseitigen Lastspitzen. Ins Verteilnetz eingebundene Batteriespeicher, für die bis 2030 ein Rückgang der Herstellungskosten bis zu zwei Dritteln erwartet wird (IRENA 2017), werden hierbei einen wesentlichen Beitrag leisten.

Daneben nimmt durch den Ausbau von Wärmepumpen, Ladestationen und Speichern auch die Flexibilität von Verbrauchern zu, durch zeitliche Verschiebung der Entnahme oder durch Rückeinspeisung die stochastische Einspeisung oder Last zu "glätten". Der zunehmende Einsatz von Smart-Grid-Technologien wird Haushalten oder Unternehmen ebenfalls die Möglichkeit geben, ihren Energieverbrauch als Flexibilität zum Lastausgleich zur Verfügung zu stellen. Verbraucher werden also im künftigen Energiesystem aktiv an der Erzeugung teilhaben und ihre Flexibilität als Teil von Energiedienstleistungsprodukten anbieten können.

Gleichzeitig ändert sich die Rolle der Verteilnetzbetreiber. Wurden bisher Systemdienstleistungen wie Regelenergie zum Ausgleich des Lastflusses im Stromnetz von grossen Erzeugern für den Übertragungsnetzbetreiber (*Transmission System Operator*, TSO) bereitgehalten und erbracht, koordiniert künftig der Verteilnetzbetreiber (*Distribution System Operator*, DSO) den Abruf aus dem von ihm verantworteten Verteilnetz. Zudem bündelt er die Kapazitäten kleinerer Erzeuger, Verbraucher oder Speichereinheiten, da für das Anbieten netz- und systemdienlicher Dienstleistungen Markteintrittsbarrieren bestehen wie erforderliche Mindestkapazitäten von mehreren Megawatt (MW).

Flexibilität im Verteilnetz kann grundsätzlich von verschiedenen Technologien wie Batterien, Wärmepumpen, Haushalten oder Unternehmen erbracht werden. Um jedoch die Gesamtkosten für den Aus- bzw. Umbau und Betrieb der Netze gering zu halten, sollten diese zueinander im Wettbewerb stehen. Es stellt sich daher die Frage, wie diese Flexibilitäten am besten genutzt werden können und wie gross das damit verbundene Einsparpotential gegenüber dem aktuellen Netzbetrieb ist. Verschiedene Untersuchungen (Baumgart 2016; Fuchs 2018) legen nahe, dass durch das Anbieten von Sekundärregelreserve durch Betreiber flexibler Anlagen signifikante Mehrerlöse in der Grössenordnung von bis zu 100'000 EUR pro MW und Jahr erwirtschaftet werden können.

In der nachfolgenden Untersuchung wird versucht, das Potential der Nutzung einiger "typischer" Flexibilitäten für Sekundärregelleistung (SRL) näher zu quantifizieren. Wir stützen uns dabei auf die Fallstudie von Fuchs (2018) aus einem Bericht für die Schweizerische Gesellschaft für Energie- und Netzforschung (SGEN), welche spezifisch auf die Situation eines Schweizer Verteilnetzes abzielt. Darin werden die Verfügbarkeiten und Abrufe von flexiblen Einheiten auf Wochenbasis aggregiert. Demgegenüber betrachten wir den Bedarf an Reserveleistung und die Abrufe von Regelenergie in viertelstündlicher Auflösung unter Verwendung von SRL-Daten des Jahres 2019. Dies trägt der Tatsache Rechnung, dass die Last flexibler Verbraucher – und damit die Möglichkeit der Lastverschiebung – im Zeitablauf stark schwankt. Ebenso variiert die (regelbare) Einspeisung aus erneuerbaren Energien oder ist – wie Photovoltaik – nur zeitweise verfügbar. Durch die höhere Zeitauflösung kann somit – auf Kosten eines grösseren Rechenaufwands – das tatsächliche wirtschaftliche Potential konkurrierender Technologien realistischer abgeschätzt werden. Zudem verwendet die ursprüngliche Studie von Fuchs (2018) Daten für Sekundärregelleistung des Jahres 2015. Seitdem hat sich einerseits der Ausschreibungsmechanismus geändert, andererseits sind die Ausgaben des Netzbetreibers Swissgrid für SRL deutlich zurückgegangen, was – zumindest für die aktuelle Netzkonfiguration – das Einsparpotential durch flexible Einheiten reduziert.

2. Regelreserve

Neben dem Unterhalt des Übertragungsnetzes für den Transport von Elektrizität ist der Lastausgleich eine weitere Kernaufgabe eines TSOs. In der Schweiz wird diese Rolle durch den nationalen Netzbetreiber Swissgrid übernommen. Normalerweise müssen Produktion und Verbrauch im Netz stets ausgeglichen sein, um dessen Stabilität zu gewährleisten. Weil es jedoch bei der Planung von beiden zu Prognosefehlern kommen kann, ist dies nicht immer gegeben. Daher stehen flexible Kraftwerke wie Pumpspeicher bereit, um durch Erhöhung (Verminderung) der Produktion bzw. Verbrauch durch Pumpen für einen Lastausgleich zu sorgen. Dabei besitzt Swissgrid diese Kapazitäten nicht selbst, sondern beschafft die benötigte Menge an Regelleistung über Ausschreibungen.

Es gibt verschiedene Produkte für Reserveleistung, die sich hinsichtlich der technischen Anforderungen wie Verfügbarkeit (Geschwindigkeit, Länge eines Abrufs), Leistungsniveau oder Region unterscheiden. Primärregelleistung wird mittels einer koordinierten gemeinsamen Ausschreibung der TSOs verschiedener europäischer Länder beschafft und muss jederzeit sofort abrufbar sein, was hohe Anforderungen an die teilnehmenden Anbieter stellt. Bei längerer Leistungsabweichung steht Sekundärregelleistung (SRL) für den Lastausgleich zur Verfügung. Diese wird nur innerhalb der Regelzone Schweiz beschafft und koordiniert. Das gleiche gilt für die Tertiärregelleistung (TRL), welche bei längerer Leistungsabweichung die SRL entlastet. Während SRL ebenfalls automatisch abgerufen wird und daher nur präqualifizierte Anlagen, die hierfür entsprechend ausgelegt sind, an der Ausschreibung teilnehmen können, erfolgt der Abruf von TRL manuell.

Weiterhin erfolgt der Abruf von Sekundärregelreserve proportional zur reservierten Leistung, d.h. die benötigte Energie wird von allen Einheiten erbracht, deren Gebot bei der wöchentlichen Ausschreibung berücksichtigt wurde. Die Vergütung der abgerufenen Energiemenge erfolgt zu einem Arbeitspreis, der an den Swissix gekoppelt ist. Bei TRL hingegen werden auch Gebote für die Vergütung der Energie eingereicht und die Abrufe erfolgen dann nach der Merit Order. Grundsätzlich sind die abgerufenen Energiemengen bei Sekundärregelreserve höher als bei der Tertiärregelung. So wurden im Jahr 2019 insgesamt 177'439 MWh positive und 163'034 MWh negative Sekundärregelenergie abgerufen gegenüber 134'622 bzw. 120'958 bei der Tertiärregelung. Unsere Analyse fokussiert auf die SRL wegen der grösseren Energiemengen und weil die Art der automatischen Aktivierung analog zur Laststeuerung flexibler Einheiten in einem Verteilnetz erfolgt. Tabelle 1 stellt eine Übersicht über die erzeugten Mengen an positiver und negativer Regelenergie seit 2015 dar.

	Positive Regelenergieabrufe [MWh]	Negative Regelenergieabrufe [MWh]
2015	242'405	183'115
2016	192'189	138'679
2017	155'919	158'296
2018	182'601	145'235
2019	177'424	163'049

Tabelle 1: Jährliche abgerufene Mengen von positiver und negativer Regelenergie.

Swissgrid beschafft wöchentlich jeweils ca. 400 MW positive und negative SRL. Der konkrete Bedarf ergibt sich aus einer stochastischen Optimierung unter Berücksichtigung der Anforderungen an die Systemsicherheit (Swissgrid 2020). Beispielsweise wurden im Jahr 2019 im Mittel 393.2 MW positive und 383.2 MW negative Reserveleistung pro Woche beschafft. Gebote müssen mindestens ± 5 MW umfassen. Es werden dabei die günstigsten eingegangenen Gebote berücksichtigt, bis die erforderliche Leistung erreicht ist (Merit Order). Die Vergütung erfolgt dann jeweils nach Gebotspreis ("pay-as-bid auction").

Seit Kalenderwoche 24 des Jahres 2018 (Ausschreibung vom 04.06.2018) werden richtungsgrennte Leistungsbänder ausgeschrieben. Vorher konnte nur auf symmetrische Leistungsbänder geboten werden, d.h. ein Anbieter musste in der Lage sein, sowohl positive wie negative Regelenergie bereitzustellen. In der Schweiz waren deshalb hauptsächlich Pumpspeicher dafür qualifiziert, die innerhalb kürzester Zeit sowohl Strom erzeugen (positive Regelenergie) oder durch Pumpen verbrauchen (negative Regelenergie) können. Durch die neue Regelung hat sich Anzahl möglicher Anbieter erhöht, was sich dämpfend auf die Beschaffungskosten auswirken sollte. Tatsächlich sind die Kosten für die SRL-Beschaffung seit Verfügbarkeit der Daten gesunken.

2015	2016	2017	2018	2019
86'149'550	140'591'257	94'343'891	62'500'734	51'448'145

Tabelle 2: Jährliche Kosten für die Beschaffung von SRL in CHF (ohne Kosten für Energieabrufe).

Wie erwähnt, wird die abgerufene Energie nach einem Satz vergütet, der an den Swissix, also den Stundenpreis am Day-Ahead-Markt gekoppelt ist. Im Allgemeinen entschädigt Swissgrid einen Anbieter bei einem positiven Energieabruf mit dem 1.2-fachen des jeweiligen Swissix-

Stundenpreises, jedoch mindestens Wochenbase. Bei einem negativen Abruf zahlt der Anbieter den 0.8-fachen Swissix-Preis an Swissgrid, höchstens aber Wochenbase. Ausnahmen davon gibt es bei negativen Swissix-Preisen, für Details sei auf Swissgrid (2020) verwiesen. Durch dieses Schema erhält der Anbieter für Erzeugung mehr bzw. zahlt für Verbrauch weniger als am Day-Ahead-Markt.

3. *SGEN-Fallstudie*

In einer Untersuchung für die Schweizerische Gesellschaft für Energie- und Netzforschung betrachtet Fuchs (2018) verschiedene Möglichkeiten der Interaktion zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern. In zwei Fallstudien wird die aggregierte Beschaffung von Redispatch- und Reserveenergie im Verteilnetz betrachtet. Demnach erlaubt der Einsatz aggregierter Flexibilitäten im Verteilnetz, einen wesentlichen Teil der möglichen Regelenergie zu erbringen ohne das Verteilnetz zu überlasten, und bietet gleichzeitig Kosteneinsparpotential. Die Erbringung von Redispatch-Leistungen in Verteilnetzen ist hingegen aufgrund der geringen Häufigkeit und der Vergütungsstruktur nicht sinnvoll.

In der Fallstudie zur Beschaffung von SRL wird davon ausgegangen, dass diese auch durch flexible Lasten, die ihre Leistung schnell anpassen können, bereitgestellt werden kann. Betrachtet werden insbesondere industrielle Lasten bzw. verteilte Erzeuger wie Kühllhäuser, Batteriespeicher und PV-Anlagen. Das Kühlhaus vermag Energie bereitzustellen durch Abregelung oder Erhöhung der Leistungsaufnahme der Kompressoren, was zu Temperaturschwankungen führt. Die nach Energieabrufen erforderlichen Aktivierungen und Deaktivierungen der Anlagen zum Wiedererreichen des Sollwerts führt aufgrund von Ineffizienzen und Kühlverlusten zu einem höheren Energieverbrauch gegenüber dem Normalbetrieb. Dementsprechend ergeben sich die Kosten für die Bereitstellung von Regelenergie durch ein Kühlhaus aus der prozentualen Erhöhung des Energieaufwands (in der Studie werden hierfür 10% angenommen), multipliziert mit dem für den Betreiber relevanten Energiepreis.

Präqualifizierte Batteriespeicher vermögen ebenfalls Reserveenergie bereitzustellen, da sie innerhalb von Sekunden zwischen Lade- und Endlademodus wechseln können. Die Kosten für die Nutzung sind neben dem Energiepreis abhängig von der Lade- und Endladeeffizienz sowie Kosten der Abnutzung, die im Wesentlichen von der Anzahl der Zyklen abhängt. PV-Anlagen wiederum können schnell auf Regelsignale reagieren und die Stromproduktion abregeln. Offensichtlich kann dadurch nur negative Regelenergie bereitgestellt werden und diese steht aufgrund der Abhängigkeit der Leistung von der Sonneneinstrahlung nicht konstant zur Verfügung. Die Opportunitätskosten für den Einsatz ergeben sich aus der entgangenen Vergütung durch die Abregelung der Anlage.

Schliesslich betrachtet die Studie von Fuchs (2018) auch Haushalte, in denen Laständerungen durch flexible Verbraucher wie Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen, Heiz- und Klimaanlage oder kombinierte PV-Speichersysteme erzielt werden können. Demnach ist die theoretische Flexibilität sehr hoch, da die nötige Leistung innerhalb von einer Minute abgerufen werden kann. Die Nutzung ist jedoch von der Verfügbarkeit von IT- und Kommunikationsstrukturen abhängig. Angaben des Projektpartners EWZ folgend, wird für Haushalte ein maximales Flexibilitätspotential von 15% des Stromverbrauchs angenommen und ebenfalls von einem 10% höheren Energieaufwand infolge der Flexibilitätsnutzung ausgegangen.

In seiner Fallstudie zur Beschaffung von SRL untersucht Fuchs (2018), inwieweit der Betrieb der sekundären Reservesteuerung durch Einsatz flexibler Lasten und Erzeuger optimiert werden kann. Dies erfolgt im Rahmen einer ex-post Optimierung basierend auf den bekannten Daten von Swissgrid des Jahres 2015 für die reservierte Sekundärregelreserve P_t^{SRL} in Woche

t sowie der über die Woche summierten Abrufquote r_t . Durch Lösung eines linearen Optimierungsproblems (LP) wird berechnet, inwieweit die Regelreserve anstelle der "klassischen" Reservierung von Wasserkraft P_t^{hydro} durch die die Leistung von N flexiblen Komponenten P_{it}^{flex} , $i = 1, \dots, N$, ersetzt werden kann, so dass die Kosten für die Bereitstellung von SRL und Energieabrufe minimiert werden. Die Kosten für den Abruf von Regelenergie in Woche t betragen c_t^{deploy} . Entgegen der Konvention für SRL verwendet die Studie ohne Differenzierung zwischen positiven und negativen Abrufen den Swissix-Preis. Im Fall der flexiblen Komponente i betragen die Energiekosten c_i^{flex} (zeitunabhängig, abgeleitet aus "typischen" Preisen kommerzieller und privater Verbraucher und den obigen Annahmen bezüglich Energieverluste). Für die Bereitstellung von Wasserkraft, nicht jedoch für die flexiblen Komponenten, in Woche t fallen Leistungspreise c_t^{proc} an (gemessen in CHF/MW) entsprechend des höchsten bei der Ausschreibung für die Woche t berücksichtigten Gebots.

Das Optimierungsproblem in Fuchs (2018) für die kostenminimale Aufteilung der Regelreserve zwischen Wasserkraft und flexiblen Komponenten lässt sich wie folgt beschreiben (mit gewissen Abweichungen in der Notation und Korrektur offensichtlicher Fehler):

$$\min \sum_{t=1}^{\#weeks} \sum_{i=1}^N \left(P_{it}^{flex} \cdot c_i^{flex} \cdot 0.25h \cdot r_t + P_t^{hydro} \cdot (c_t^{proc} + c_t^{deploy} \cdot 0.25h \cdot r_t) \right) \quad (1)$$

unter den Nebenbedingungen

$$\sum_{i=1}^N P_{it}^{flex} + P_t^{hydro} = P_t^{SRL} \quad t = 1, \dots, \#weeks \quad (2)$$

$$0 \leq P_{it}^{flex} \leq \bar{P}_i^{flex} \quad t = 1, \dots, \#weeks; \quad i = 1, \dots, N \quad (3)$$

$$P_t^{hydro} \geq 0 \quad t = 1, \dots, \#weeks \quad (4)$$

Dabei bezeichnet $\#weeks$ die Anzahl Wochen im Betrachtungszeitraum sowie \bar{P}_i^{flex} die maximal verfügbare Kapazität der flexiblen Komponenten. Weil die Abrufe in den Swissgrid-Daten ursprünglich in 15-min Intervallen gegeben sind und r_t die Summe der wöchentlichen (gemittelten) Abrufquoten darstellt, erfolgt in der Zielfunktion (1) die Multiplikation der abgerufenen Leistung mit dem Faktor $0.25h$, da die Kosten in EUR/MWh gegeben sind. Die Studie betrachtet insbesondere ein konkretes (Teil-) Verteilnetz mit gegebenen maximalen Leitungslasten, so dass das dort betrachtete Optimierungsproblem noch zusätzliche Restriktionen für den Betrieb des Netzes innerhalb seiner technischen Grenzen berücksichtigt und die Flexibilitäten somit nicht immer voll ausgeschöpft werden können. Dies wurde in der Darstellung vernachlässigt, da in unserer Analyse Netzrestriktionen aufgrund der Datenverfügbarkeit nicht betrachtet werden.

Im Optimierungsproblem (1) – (4) wird nicht zwischen der Beschaffung und Abrufen positiver und negativer SRL unterschieden. Tatsächlich wurden vor Juni 2018 nur symmetrische Leistungsbänder ausgeschrieben, ein Anbieter musste also sowohl positive wie negative Regelenergie bereitstellen können. Die Multiplikation der Abrufquote r_t mit den Leistungen in der Zielfunktion (1) impliziert, dass die Abrufe proportional zwischen den flexiblen Komponenten und der Wasserkraft aufgeteilt werden gemäss den Anteilen der reservierten Leistungen P_{it}^{flex} und P_t^{hydro} an der insgesamt benötigten Reserveleistung P_t^{SRL} . Dennoch werden in der Studie flexible Komponenten berücksichtigt, deren Leistungsprofil nicht konstant ist wie Haushalte und Photovoltaik. Erstere könnten nachts durch Auf- oder Abregeln weniger Regelenergie bereitstellen als tagsüber. Letztere vermögen, abgesehen von ihrer schwankenden

Leistung, nur negative Regelenergie zu erbringen. Die Modellierung in Wochenschritten inkl. Aufsummierung von Abrufquoten stellt somit eine starke Vereinfachung dar, geht man von einem Stand der Netzsteuerung aus, in dem Flexibilitäten nicht getrennt steuerbar sind.

Die Ergebnisse von Fuchs (2018) zeigen insgesamt in grosses Potential der Nutzung von Flexibilitäten für SRL, das am höchsten für Kühlhäuser und einen (grösseren) Haushaltsverbraucher ausfällt, gefolgt vom Batteriespeicher. Der Beitrag der Photovoltaik-Anlage ist, trotz vergleichsweise grosser Kapazität, gering. Das Nutzungspotential von Flexibilität ist für SRL auch wesentlich grösser als bei der ebenfalls untersuchten Anwendung des Redispatch, was sich mit den eingesparten Aufwendungen für die Bereitstellung von Reserveleistung in Form von Leistungspreisen begründen lässt, die gemäss Annahme nur für die "konventionelle" Wasserkraft anfallen. Allerdings sind seit 2015 die in den Ausschreibungsergebnisse von SRL erzielten Leistungspreise seit 2015 deutlich zurückgegangen, wie Tabelle 2 zeigt, was das Einsparpotential entsprechend reduziert. Unklar ist, warum in der Studie sowohl positive wie negative bezogene Regelenergie mit dem Swissix-Preis abgegolten und hier nicht die Berechnung von Swissgrid zugrunde gelegt wird. Zudem wird durch obigen Modellansatz, sofern man nicht von der Möglichkeit einer getrennten Aktivierung der einzelnen Flexibilitäten ausgeht, der Wert jener flexiblen Komponenten mutmasslich überschätzt, die nicht stets mit konstanter Leistung verfügbar sind.

4. *Ökonomischer Nutzen flexibler Last- und Erzeugungskapazitäten für SRL*

In der nachfolgenden Abschätzung des Potentials flexibler Komponenten zur Erbringung von SRL werden einige der in der oben diskutierten Vereinfachungen aufgehoben. Entsprechend dem aktuellen Vorgehen von Swissgrid bei der Ausschreibung von Sekundärregelung kann getrennt auf positive und negative Regelleistungsbänder geboten werden. Ausserdem wird nicht mehr unterstellt, dass alle verfügbaren Kapazitäten mit derselben Quote abgerufen werden. Vielmehr wird unterschieden zwischen Komponenten, die stets die gleiche reservierte Leistung bereitstellen wie gemäss Qualifizierung für SRL erforderlich und solchen, die nur zeitweise bzw. nicht mit konstanter Leistung zur Verfügung stehen wie Photovoltaik oder Haushalte. Nachfolgend wird nur die erste Gruppe als "flexible Komponenten" bezeichnet, für die zweite Gruppe wird zur besseren Abgrenzung der Begriff "Laststeuerung" (*Demand Side Management, DSM*) verwendet. Dies bringt mit sich, dass die Daten der Abrufe nicht mehr wochenweise aggregiert werden, vielmehr erfolgt die Optimierung in Viertelstundenschritten entsprechend der Zeitauflösung der vorliegenden Swissgrid-Daten und Verbrauchsprofile.

4.1. *Formulierung des Optimierungsproblems*

Es bezeichnet N die Anzahl flexibler Kapazitäten, die Regelreserve zu erbringen vermögen, sowie M die Anzahl der für DSM verfügbaren steuerbaren Lasten. $\#weeks$ steht wiederum für die Anzahl von Wochen im Beobachtungszeitraum (ganzes Jahr 2019) und $\#qh(w)$ bezeichnet die Anzahl von 15-min-Intervallen in Woche $w = 1, \dots, \#weeks$. Die Anzahl 15-min-Intervalle in den einzelnen Wochen unterscheiden sich neben Kalendereffekten (Umstellung Sommer-/Winterzeit) insbesondere dadurch, dass die erste und letzte Woche des Jahres vor dem 1. Januar beginnt bzw. nach dem 31. Dezember endet, jedoch für die Tage zuvor bzw. danach keine Daten für die Verbrauchsprofile verfügbar sind und daher verkürzte Wochen betrachtet werden.

Die problemrelevanten Parameter sind (jeweils für positive u. negative Reserve):

Benötigte SRL in Woche w :	P_w^+, P_w^-	$w = 1, \dots, \#weeks$
Abrufquote in Viertelstunde q :	r_{qw}^+, r_{qw}^-	$q = 1, \dots, \#qh(w);$ $w = 1, \dots, \#weeks$
Verfügbare flexible Kapazität:	$\bar{p}_i^{flex,+}, \bar{p}_i^{flex,-}$	$w = 1, \dots, \#weeks;$ $i = 1, \dots, N$
Verfügbare DSM-Kapazität in Viertelstunde q :	$\bar{d}_{iwq}^{dsm,+}, \bar{d}_{iwq}^{dsm,-}$	$q = 1, \dots, \#qh(w);$ $w = 1, \dots, \#weeks;$ $i = 1, \dots, M$

Entscheidungsvariablen sind die Beschaffung (*procurement*) von Wasserkraft und flexiblen Kapazitäten für SRL in Woche $w = 1, \dots, \#weeks$ des Betrachtungszeitraums, weiterhin die Abrufe (*deployment*) dieser Kapazitäten und jener für Laststeuerung:

Beschaffung Wasserkraft:	$P_w^{hydro,+}, P_w^{hydro,-} \geq 0$	$w = 1, \dots, \#weeks$
Beschaffung flexible Kapazität i :	$0 \leq P_{iw}^{flex,+} \leq \bar{p}_i^{flex,+}$ $0 \leq P_{iw}^{flex,-} \leq \bar{p}_i^{flex,-}$	$w = 1, \dots, \#weeks;$ $i = 1, \dots, N$
Abruf von Wasserkraft in Viertelstunde q :	$d_{wq}^{hydro,+}, d_{wq}^{hydro,-} \geq 0$	$q = 1, \dots, \#qh(w);$ $w = 1, \dots, \#weeks$
Abruf flexibler Kapazität i in Viertelstunde q :	$d_{iwq}^{flex,+}, d_{iwq}^{flex,-} \geq 0$	$q = 1, \dots, \#qh(w);$ $w = 1, \dots, \#weeks;$ $i = 1, \dots, N$
Abruf Laststeuerung i in Viertelstunde q :	$0 \leq d_{iwq}^{dsm,+} \leq \bar{d}_{iwq}^{dsm,+}$ $0 \leq d_{iwq}^{dsm,-} \leq \bar{d}_{iwq}^{dsm,-}$	$q = 1, \dots, \#qh(w);$ $w = 1, \dots, \#weeks;$ $i = 1, \dots, M$

Sämtliche Entscheidungsvariablen sind in MW gemessen. Da im Fall des Demand Side Management davon ausgegangen wird, dass die entsprechenden Lasten um einen gewissen Prozentsatz ihrer aktuellen Leistungen ab- oder hochgeregelt werden können, sind die jeweiligen Obergrenzen zeitabhängig.

Schliesslich sind die folgenden Kostenkoeffizienten relevant (alle in CHF/MWh):

Entschädigung beschaffte Leistung:	$c_w^{proc,+}, c_w^{proc,-}$	$w = 1, \dots, \#weeks$
Entschädigung Energie:	$c_{wq}^{deploy,+}, c_{wq}^{deploy,-}$	$q = 1, \dots, \#qh(w);$ $w = 1, \dots, \#weeks$
Entschädigung für Abruf flexible Kapazität i :	$c_{iwq}^{flex,+}, c_{iwq}^{flex,-}$	$q = 1, \dots, \#qh(w);$ $w = 1, \dots, \#weeks;$ $i = 1, \dots, N$
Entschädigung für Laststeuerung Komponente i :	$c_{iwq}^{dsm,+}, c_{iwq}^{dsm,-}$	$q = 1, \dots, \#qh(w);$ $w = 1, \dots, \#weeks;$ $i = 1, \dots, M$

Da Entscheidungsvariablen in MW und Zeitschritte in 15-min-Intervallen gemessen werden, müssen die in CHF/MWh gegebenen Koeffizienten in der Zielfunktion wiederum mit 0.25h multipliziert werden, damit insgesamt Kosten in CHF resultieren. Somit lautet das neue Optimierungsproblem:

$$\begin{aligned}
\min 0.25h \cdot & \left[\sum_{w=1}^{\#weeks} \#qh(w) \cdot (P_w^{hydro,+} \cdot c_w^{proc,+} + P_w^{hydro,-} \cdot c_w^{proc,-}) \right. \\
& + \sum_{w=1}^{\#weeks} \sum_{q=1}^{\#qh(w)} (d_{wq}^{hydro,+} \cdot c_{wq}^{deploy,+} + d_{wq}^{hydro,-} \cdot c_{wq}^{deploy,-}) \\
& + \sum_{w=1}^{\#weeks} \sum_{q=1}^{\#qh(w)} \sum_{i=1}^N (d_{iwq}^{flex,+} \cdot c_{iwq}^{flex,+} + d_{iwq}^{flex,-} \cdot c_{iwq}^{flex,-}) \\
& \left. + \sum_{w=1}^{\#weeks} \sum_{q=1}^{\#qh(w)} \sum_{i=1}^M (d_{iwq}^{dsm,+} \cdot c_{iwq}^{dsm,+} + d_{iwq}^{dsm,-} \cdot c_{iwq}^{dsm,-}) \right] \quad (5)
\end{aligned}$$

unter den Nebenbedingungen:

$$P_w^{hydro,+} + \sum_{i=1}^N P_{iw}^{flex,+} \leq P_w^+ \quad w = 1, \dots, \#weeks \quad (6)$$

$$P_w^{hydro,-} + \sum_{i=1}^N P_{iw}^{flex,-} \leq P_w^- \quad w = 1, \dots, \#weeks \quad (7)$$

$$d_{wq}^{hydro,+} + \sum_{i=1}^N d_{iwq}^{flex,+} + \sum_{i=1}^M d_{iwq}^{dsm,+} = r_{wq}^+ \cdot P_w^+ \quad \begin{array}{l} q = 1, \dots, \#qh(w); \\ w = 1, \dots, \#weeks \end{array} \quad (8)$$

$$d_{wq}^{hydro,-} + \sum_{i=1}^N d_{iwq}^{flex,-} + \sum_{i=1}^M d_{iwq}^{dsm,-} = r_{wq}^- \cdot P_w^- \quad \begin{array}{l} q = 1, \dots, \#qh(w); \\ w = 1, \dots, \#weeks \end{array} \quad (9)$$

$$d_{wq}^{hydro,+} - r_{wq}^+ \cdot P_w^+ \leq 0 \quad \begin{array}{l} q = 1, \dots, \#qh(w); \\ w = 1, \dots, \#weeks \end{array} \quad (10)$$

$$d_{wq}^{hydro,-} - r_{wq}^- \cdot P_w^- \leq 0 \quad \begin{array}{l} q = 1, \dots, \#qh(w); \\ w = 1, \dots, \#weeks \end{array} \quad (11)$$

$$d_{iwq}^{flex,+} - r_{wq}^+ \cdot P_w^+ \leq 0 \quad \begin{array}{l} q = 1, \dots, \#qh(w); \\ w = 1, \dots, \#weeks; \\ i = 1, \dots, N \end{array} \quad (12)$$

$$d_{iwq}^{flex,-} - r_{wq}^- \cdot P_w^- \leq 0 \quad \begin{array}{l} q = 1, \dots, \#qh(w); \\ w = 1, \dots, \#weeks; \\ i = 1, \dots, N \end{array} \quad (13)$$

Die erste Zeile der Zielfunktion (5) enthält die Kosten für die Bereitstellung von positiver und negativer Reserveleistung, die seit Juni 2018 als getrennte Leistungsbänder angeboten werden, in den einzelnen Wochen des Beobachtungszeitraums. Die Summe der Bereitstellungskosten wird noch mit der Länge der Periode, d.h. der Anzahl der Viertelstundenintervalle $\#qh(w)$ in Woche w , multipliziert. In der zweiten Zeile erfolgt die Summierung der Kosten für SRL-Abrufe (Wasserkraft) in den einzelnen Viertelstundenintervallen aller Wochen. Der Kosten für die Abrufe flexibler Kapazitäten und von Laststeuerung werden in der dritten und vierten Zeile berücksichtigt.

Die Restriktionen (6) und (7) stellen sicher, dass die reservierten Leistungen aus Wasserkraft und flexiblen Kapazitäten dem Bedarf an positiver bzw. negativer Regelleistung P_w^+ und P_w^- in Woche w nicht übersteigen. Im Prinzip dürfte aber weniger Leistung reserviert werden als benötigt, da Regelernergie auch von DSM-Kapazitäten abgerufen werden kann. Die Nebenbedingungen (8) und (9) fordern, dass die in einer bestimmten Viertelstunde q der Woche w

abgerufene Energiemengen $r_{wq}^+ \cdot P_w^+$ bzw. $r_{wq}^- \cdot P_w^-$ durch Wasserkraft, eine andere flexible Kapazität oder durch Laststeuerung (DSM) erbracht werden. Da Regelernergie durch sowohl von Wasserkraft als auch von flexiblen Kapazitäten durch einen Abruf aller reservierten Leistungen im gleichen Verhältnis r_{wq}^+ bzw. r_{wq}^- erbracht wird, darf ein Abruf nicht allein durch jene Technologie erfolgen (im Rahmen der Kapazitätsgrenzen), die in der jeweiligen Viertelstunde gerade die günstigsten Kosten hat, da die vom Swissix abgeleiteten Preise für SRL-Abrufe je nach Zeitpunkt über oder unter den Kosten der alternativen Flexibilitäten liegen können. Dies wird durch die Restriktionen (10) bis (13) erreicht, wobei das " \leq " erlaubt, dass die Energie jeweils auch durch einen Laststeuerungsabruf erbracht werden könnte, falls dies günstiger ist.

4.2. Swissgrid-Daten für SRL

Swissgrid publiziert auf ihrer Webseite sowohl die Ausschreibungsergebnisse der benötigten Mengen an Regelleistung (primär, sekundär, tertiär) als auch abgerufenen Energiemengen an Sekundär- und Tertiärregelenergie in 15-minütlicher Zeitauflösung sowie die zugehörigen Preise (Swissgrid 2020a, 2020b). Im Fall der beschafften SRL werden nur die berücksichtigten Gebote publiziert, getrennt nach positiver und negativer Regelleistung, sowie die zugehörigen Preise sowohl in CHF/MW als auch in CHF/MWh. Die Summe der Leistungen aller berücksichtigten Gebote in Woche $w = 1, \dots, \#weeks$ entspricht den Koeffizienten P_w^+ und P_w^- . Die Abrufquoten r_{qw}^+ und r_{qw}^- in einer bestimmten Viertelstunde q dieser Woche ergeben aus dem Quotienten aus abgerufener Energie und der mit dem Faktor $0.25h$ multiplizierten reservierten Leistung, da die Energiemenge in einer Viertelstunde bereitgestellt wurde.

Die Kostenkoeffizienten $c_w^{proc,+}$ und $c_w^{proc,-}$ für die Beschaffung (*procurement*) entsprechen für eine erste Berechnung den *mittleren* Preisen aller in Woche $w = 1, \dots, \#weeks$ berücksichtigten Gebote je MWh, gewichtet mit der jeweiligen Leistung. Für eine zweite Rechnung werden hingegen die Preise des *höchsten* berücksichtigten Gebots verwendet. Letzteres entspricht der Annahme, dass durch den Einsatz von Flexibilitäten zunächst das teuerste Gebot nicht mehr gezogen werden muss, was natürlich nur zulässig ist, solange die alternativ genutzten Kapazitäten klein sind. Je nach Ausmass der Verfügbarkeit von Flexibilitäten müsste man ansonsten für eine genauere Betrachtung die Preise entlang der Merit-Order-Kurve modellieren. Der Vergleich der Berechnungsergebnisse für mittlere und Höchstpreise erlaubt aber Rückschlüsse auf die Bandbreite möglicher Einsparungen. Der Verlauf der Beschaffungspreise für positive und negative SRL im betrachteten Jahr 2019 ist in Abbildung 1 dargestellt.

Die Preise der in einer bestimmten Viertelstunde q abgerufenen Energie sind, wie in Abschnitt 2 beschrieben, an den Swissix gebunden und somit in EUR/MWh notiert. Für die Berechnungen werden diese zum jeweiligen EURCHF-Tageskurs (Quelle: Bloomberg) in CHF/MWh umgerechnet, dies ergibt die Kostenkoeffizienten $c_{wq}^{deploy,+}$ und $c_{qw}^{deploy,-}$.

4.3. Beschreibung der verwendeten Verbrauchsprofile

Als flexible Kapazitäten, die analog zu SRL abgerufen werden können, werden (1) ein Kühlhaus und (2) ein Batteriespeicher berücksichtigt. Es wird zur besseren Vergleichbarkeit des Potentials der verschiedenen Flexibilitäten angenommen, dass beide jeweils über eine konstante Kapazität von 1 MW zur Erbringung von positiver wie negativer Regelleistung verfügen. Zwar entspricht dies nicht der erforderlichen Mindestleistung eines Gebots bei der SRL-Ausschreibung, man kann aber annehmen, dass ein Aggregator wie der DSO verschiedene Flexibilitäten bündelt. Die Zahlen in Klammern dienen nachfolgend zur Identifizierung der Anlagen. Somit sind im obigen Optimierungsproblem $\bar{P}_1^{flex,\pm} = \bar{P}_2^{flex,\pm} = 1$.

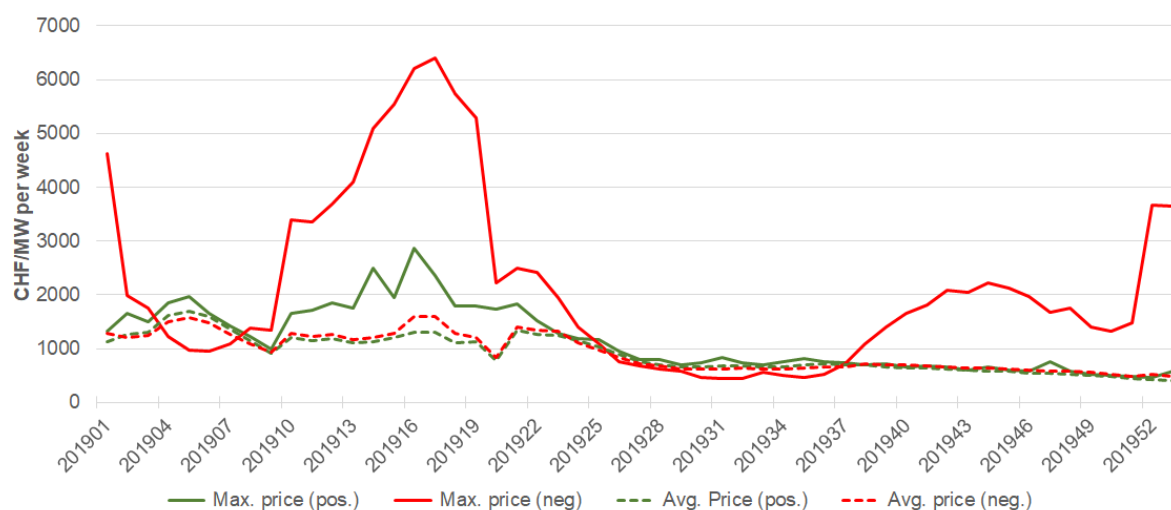


Abbildung 1: Beschaffungskosten für positive und negative SRL 2019 (mittlere und höchste Gebote).

Für die Laststeuerung stehen bereit (1) eine Wärmepumpe, (2) ein Haushalt, (3) eine private PV-Anlage, (4) eine Unternehmung und (5) eine grössere PV-Anlage eines Unternehmens. Für letztere stehen reale Last- bzw. Erzeugungsprofile in viertelstündlicher Zeitauflösung zur Verfügung. Die betrachtete Wärmepumpe (WP) hat in der Realität eine minimale Leistung von 0.1 kW bzw. eine maximale Leistung von 4.5 kW. Die verwendete Last (in kW) schwankt hingegen im Zeitablauf. Es wird der Einfachheit halber davon ausgegangen, dass in jedem 15-min-Intervall die Differenz zwischen der aktuellen und der minimalen Last teilweise als positive Regelleistung (durch Abregeln der Anlage) sowie die Differenz zwischen der maximalen und der aktuellen Last teilweise als negative Regelleistung (durch Hochregeln) abrufbar ist.

Da die Last naturgemäss im Winter grösser ist als im Sommer und tagsüber höher als nachts würde dies dazu führen, dass tendenziell im Winter mehr positive als negative Regelenergie abgerufen werden kann, im Sommer dagegen umgekehrt. Eine vollständige Abregelung auf die Minimallast durch Abrufe positiver Regelenergie könnte ggf. die Temperatur eines Hauses im Winter zu stark absenken. Analog würde durch vollständige Hochregelung auf die Maximallast im Sommer zu stark geheizt. Beides widerspricht dem realen Einsatz einer Wärmepumpe, daher wird von einem Flexibilitätspotential von 15% der Differenz zwischen aktueller und minimaler bzw. maximaler Last ausgegangen. Für eine künftige verfeinerte Analyse könnten etwa weitere Nebenbedingungen eingeführt werden, die einen Ausgleich von positiven und negativen Abrufen über bestimmte Zeitintervalle sicherstellen.

Im Fall des Haushalts und der Unternehmung wird analog zu Fuchs (2018) angenommen, dass die Last stets um 15% auf- oder abgeregelt werden kann. Da die tatsächliche Last im Tages- und Wochenverlauf stark schwankt, sind auch hier die abrufbaren Energiemengen nicht konstant. Für die beschriebene Skalierung auf eine einheitliche Leistung von 1 MW wird als "Kapazität" eines Haushalts bzw. eines Unternehmens die grösste während des Jahres beobachtete Last angenommen. Schliesslich können die PV-Anlagen durch Abregelung nur negative Regelleistung erbringen entsprechend der aktuellen Einspeisung. Hier nochmals eine Übersicht über die unteren und oberen Grenzen der möglichen DSM-Abrufe in den nachfolgenden Rechnungen:

$$\begin{aligned}
\bar{d}_{1wq}^{dsm,+} &= 15\% \cdot (\text{aktuelle Last WP} - \text{min. Leistung WP}) \\
\bar{d}_{1wq}^{dsm,-} &= 15\% \cdot (\text{max. Leistung WP} - \text{aktuelle Last WP}) \\
\bar{d}_{2wq}^{dsm,+}, \bar{d}_{2wq}^{dsm,-} &= 15\% \cdot \text{aktuelle Last Haushalt} \\
\bar{d}_{3wq}^{dsm,-} &= \text{aktuelle Erzeugungsleistung private PV-Anlage} \\
\bar{d}_{4wq}^{dsm,+}, \bar{d}_{4wq}^{dsm,-} &= 15\% \cdot \text{aktuelle Last Unternehmung} \\
\bar{d}_{5wq}^{dsm,-} &= \text{aktuelle Erzeugungsleistung kommerzielle PV-Anlage} \\
\bar{d}_{3wq}^{dsm,+}, \bar{d}_{5wq}^{dsm,+} &= 0
\end{aligned}$$

4.4. Kostenannahmen

Hinsichtlich der Kosten für die Abrufe der flexiblen Kapazitäten orientiert sich unsere Betrachtung an Fuchs (2018). Demnach sind die Kosten für den Betreiber eines Kühlhauses zur Bereitstellung von 1 MWh Flexibilität durch den um (angenommen) 10% höheren Verbrauch gegenüber dem Normalbetrieb bestimmt. Für die Energiekosten wird ein typischer mittlerer Stromtarif (Energie-, Netz- und sonstige Kosten) für Gewerbekunden in Höhe von 19.5 Rp/kWh angenommen. Somit betragen die Kosten sowohl für positive wie negative Energieabrufe:

$$c_{1wq}^{flex,+/-} = 1 \text{ MWh} \cdot 10\% \cdot 195 \text{ CHF/MWh} = 19.5 \text{ CHF/MWh} \quad \forall q, w \quad (14)$$

Die Kosten für die Nutzung der Batterie sind neben dem Energiepreis auch von Ladeeffizienz $\eta_{load} = 0.97$, der Entladeeffizienz $\eta_{gen} = 0.97$, und den Kosten der Abnutzung (*degradation*) $c_{deg} = 6 \text{ CHF/MWh}$, die jeweils für einen Lade- oder Entladevorgang anfallen:

$$\begin{aligned}
c_{2wq}^{flex,+/-} &= 195 \text{ CHF/MWh} \cdot (1 - \eta_{load} \cdot \eta_{gen}) + 2 \cdot c_{deg} \\
&= 21.63 \text{ CHF/MWh} \quad \forall q, w
\end{aligned} \quad (15)$$

Analog dazu wird auch bei den für Laststeuerung verfügbaren Verbrauchern mit variabler Last, also Wärmepumpe, Haushalt und Unternehmung, von Effizienzverlusten von 10% durch die Abrufe flexibler Leistung ausgegangen. Als relevanter Strompreis (Energie-, Netz- und sonstige Kosten) wurde der Tarif der St. Galler Stadtwerke (SGSW) von 2019 angesetzt. Dieser beträgt 23.68 Rp/kWh, falls q in die Hochtarifzeit (HT) fällt, und 17.80 Rp/kWh in der Niedertarifzeit (NT):

$$c_{iwq}^{dsm,+/-} = 1 \text{ MWh} \cdot 10\% \cdot 236.80 \text{ CHF/MWh} = 23.68 \text{ CHF/MWh} \quad \forall q \in \text{HT}, \forall w, i \in \{1,2,4\} \quad (16)$$

$$c_{iwq}^{dsm,+/-} = 1 \text{ MWh} \cdot 10\% \cdot 174.80 \text{ CHF/MWh} = 17.80 \text{ CHF/MWh} \quad \forall q \in \text{NT}, \forall w, i \in \{1,2,4\}$$

Wiederum wird zur Vereinfachung von gleichen Kosten für positive und negative Abrufe ausgegangen, obwohl bei Einspeisung Netzgebühren im Allgemeinen entfallen.

Die PV-Anlage des Privathaushalts erhält für die Abregelung eine Entschädigung von 10 Rp/kWh für entgangene Erlöse. Dies entspricht der Grössenordnung des üblichen Vergütungstarifs für ins Netz abgegebene Energie lokaler Schweizer Elektrizitätswerke (VESE 2020):

$$c_{3wq}^{dsm,-} = 100 \text{ CHF/MWh} \quad \forall q, w \quad (17)$$

Für die kommerzielle PV-Anlage wird wie in Fuchs (2018) der stundenaktuelle Swissix-Preis als Entschädigung verwendet:

$$c_{5wq}^{dsm,-} = \text{"Swissix"} \quad \forall q, w \quad (18)$$

Der Vollständigkeit halber sei $c_{3wq}^{dsm,+} = c_{5wq}^{dsm,+} := 0 \quad \forall q, w$ definiert. Die hohen Kosten für Abrufe der privaten PV-Anlage in (1717) im Vergleich zu den übrigen Flexibilitäten lassen erwarten, dass diese kaum genutzt wird.

5. Ergebnisse der Optimierung

Das in Abschnitt 4.1 formulierte Optimierungsproblem wird für die in 4.2 – 4.4 beschriebenen Abrufe von Sekundärregelreserve des Jahres 2019, Verbrauchsprofile und Kostenannahmen gelöst. Dabei werden zunächst keine flexiblen Kapazitäten oder Laststeuerungsabrufe berücksichtigt (nachfolgend als "Referenzfall" bezeichnet). Der resultierende Zielfunktionswert entspricht den Kosten, die Swissgrid gemäss den publizierten Daten im Jahr 2019 für Bereitstellung und Abrufe von SRL entstanden sind. Dann werden die verschiedenen Flexibilitäten jeweils einzeln als mögliche Alternative zur Erbringung der Regelleistungsabrufe betrachtet. Wie erwähnt, wurden zur besseren Vergleichbarkeit die maximalen Leistungen jeweils auf 1 MW skaliert. Im nächsten Schritt wurden zum einen die flexiblen Kapazitäten "Kühlhaus" und "Batteriespeicher" kombiniert und zum anderen alle fünf für Laststeuerung nutzbaren Einheiten, um den Einfluss gegenseitiger Substitution abschätzen zu können. Abschliessend wurden alle sieben Flexibilitäten im Optimierungsproblem zugelassen.

Aufgrund der viertelstündlichen Zeitschritte enthält das Optimierungsproblems (5) – (13) entsprechend viele Entscheidungsvariablen. Da die Beschaffung von SRL jeweils wöchentlich erfolgt und es in der Problemformulierung keine Abhängigkeiten zwischen den Entscheidungsvariablen verschiedener Kalenderwochen gibt, werden für jede Woche $w = 1, \dots, \#weeks$ jeweils eigene lineare Programme gelöst und die entsprechenden Zielfunktionswerte addiert, um die Kosten für Beschaffung und Energieabrufe von Sekundärregelreserve ohne und mit Einsatz von Flexibilitäten für das Gesamtjahr 2019 zu ermitteln.

5.1. Einsparpotential durch Flexibilitäten

In den nachfolgenden Tabellen werden die jeweils berücksichtigten Einheiten durch ein doppeltes Paar von eckigen Klammern "[...][...]" spezifiziert. Das erste Paar enthält jeweils die Indizes jener Kapazitäten, die mit konstanter Leistung verfügbar sind und analog zu SRL abgerufen werden können, also (1) Kühlhaus und (2) Batteriespeicher. Das zweite Klammerpaar enthält die für DSM verfügbaren Einheiten. Die ausgewiesenen Kosten ergeben sich aus dem Zielfunktionswert des Optimierungsproblems (5) – (13) für die jeweils betrachtete Kombination, wobei zusätzlich die Einsparungen gegenüber dem Referenzfall ausgewiesen werden. Wie in Abschnitt 4.2 erläutert, werden die Rechnungen für jede Kombination zweimal durchgeführt, wobei die Kostenkoeffizienten $c_w^{proc,+}$ und $c_w^{proc,-}$ in Woche w für die SRL-Bereitstellung einmal auf dem Mittelwert aller berücksichtigten Gebote und ein weiteres Mal auf dem Maximalwert beruhen. Dies soll die Bandbreite des möglichen Einsparpotentials erkennen lassen in Abhängigkeit davon, wieviel "konventionelle" SRL (Wasserkraft) durch Flexibilitäten ersetzt werden kann.

	Konfig.	SRL-Bereitstellungskosten aus Gebots-Mittelwerten		SRL-Bereitstellungskosten aus höchstem Gebot	
Referenzfall	[][]	55'649'280	Einsparung	69'915'353	Einsparung
+ Kühlhaus	[1][]	55'520'722	128'557	69'750'002	165'351
+ Batterie	[2][]	55'522'469	126'811	69'751'777	163'576
+ Kühl./Batt.	[1 2][]	55'393'912	255'368	69'586'426	328'927
+ Wärmep.	[][1]	55'626'357	22'923	69'887'779	27'574
+ Haushalte	[][2]	55'641'024	8'256	69'906'725	8'628
+ PV privat	[][3]	55'649'280	0	69'915'353	0
+ Untern.	[][4]	55'618'309	30'970	69'880'898	34'455
+ PV Untern.	[][5]	55'649'047	233	69'915'120	233
+ DSM 1 – 5	[][1 2 3 4 5]	55'581'036	68'243	69'836'184	79'170
+ alle	[1 2][1 2 3 4 5]	55'324'835	324'445	69'506'389	408'964

Tabelle 3: Kosten für die Beschaffung von SRL und Energieabrufe für verschiedene Konfigurationen von Flexibilitäten mit Daten des Jahres 2019.

Die Einsparungen durch den Einsatz von Kühlhaus und Batterie gegenüber dem Referenzfall resultieren im Wesentlichen daraus, dass sich die Beschaffung von Wasserkraft für positive Regelleistung $P_w^{hydro,+}$ während des gesamten Jahres um die Leistung der flexiblen Einheiten reduziert und somit die Zahlung der Leistungspreise entfällt. Im Fall von negativer Regelleistung bleiben die flexiblen Kapazitäten in 4 bzw. 3 Wochen im August/September ungenutzt (je nachdem, ob die Kostenkoeffizienten auf dem Mittel- oder Höchstwert der eingereichten Gebote basieren), in denen die durch Wasserkraft beschaffte Leistung $P_w^{hydro,-}$ dem gesamten Bedarf entspricht.

Werden nur die für DSM verfügbaren Flexibilitäten berücksichtigt, liegt das grösste Sparpotential bei der Unternehmung, gefolgt von der Wärmepumpe, die vor allem im Winter positive Regelenergie liefert, und dem Haushalt. Die Unternehmung liefert sogar eine grössere Menge positiver Regelenergie als Kühlhaus und Batterie, dennoch fällt die Kostenreduktion geringer aus als für die letztgenannten. Es wird nämlich weiterhin die gesamte Leistungsreserve durch "konventionelle" SRL reserviert, so dass keine Beschaffungskosten eingespart werden, die den wesentlichen Teil der Kosten für Regelreserve ausmachen. Eine Kostenreduktion wird lediglich durch Laststeuerungsabrufe von Einheiten erreicht, deren Grenzkosten unter der Entschädigung für Regelenergie in der jeweiligen Stunde liegt.

Vergleicht man die für Lastabrufe verfügbaren Einheiten untereinander, so resultiert die grössere Kostenreduktion für das Unternehmen gegenüber dem Haushalt durch den insgesamt höheren (und weniger schwankenden) Energieverbrauch, obwohl die Last für beide um 15% des aktuellen Werts variiert werden kann. Wie zu erwarten, bleibt die private PV-Anlage ungenutzt, da die angenommenen Kosten entsprechend der üblichen Vergütung lokaler Elektrizitätswerke für die ins Netz abgegebene Energie zu hoch sind. Das Einsparpotential durch die kommerzielle PV-Anlage, deren Abrufe annahmegemäss mit Swissix vergütet werden, ist

ebenfalls marginal. Anders als bei den mit konstanter Last verfügbaren Einheiten, d.h. Kühlhaus und Batterie, fällt die durch Kombination aller Einheiten realisierbare Kostenreduktion (68'243 CHF) höher aus als die Summe der Einsparungen bei einzelner Betrachtung (62'382 CHF). In der ex-post Betrachtung können die Abrufe der steuerbaren Einheiten optimal koordiniert werden. Im realen Einsatz würde die Ausschöpfung dieses Potentials bedingen, dass die verfügbaren Lasten der verschiedenen Einheiten einigermaßen genau prognostiziert werden können.

5.2. Abrufe von Regelenergie

Im Jahr 2019 wurden insgesamt 176'779.6 MWh positive und 162'845.9 MWh negative Regelenergie abgerufen. Der Bedarf an positiver Regelenergie war somit um ca. 8% höher als der Bedarf an negativer Regelenergie. Abbildung 2 zeigt, wieviel positive Regelenergie davon in der Modellrechnung durch Flexibilitäten erbracht wurde, wenn in den verschiedenen Konfigurationen jeweils 1 MW pro Einheit verfügbar war. Abbildung 3 zeigt dasselbe für negative Regelenergie. In beiden Fällen bezieht sich die Darstellung auf die Rechnungen mit mittleren Gebotspreisen für die bereitgestellte Leistung, die bei Verwendung der Höchstgebote resultierenden Mengen sind fast gleich.

Wie bereits erwähnt, werden die Kapazitäten von Kühlhaus und Batterie in allen Wochen dieses Zeitraums für positive Reserveleistung reserviert und dann analog zur "konventionellen" SRL maximal mit der Abrufquote r_{qw} der jeweiligen Viertelstunde genutzt. Auf diese Weise werden aus dem 1 MW reservierte Leistung je Einheit 450.3 MWh positive Regelenergie erzeugt. Für die Bereitstellung negativer Reserveleistung bleiben Kühlhaus und Batterie in einigen Wochen im August/September ungenutzt, da die Leistungspreise in dieser Zeit sehr tief waren und Wasserkraft somit günstiger reserviert werden konnte. Daher werden nur 373.4 MWh durch das Kühlhaus und 363.1 MWh durch den Batteriespeicher, für den höhere Abrufkosten angenommen werden, erbracht. Die von den flexiblen Kapazitäten erbrachte negative Regelenergie ist daher um mehr als 8% tiefer als die abgerufene positive Energiemenge.

Berücksichtigt man nur die für Lastabrufe verfügbaren Einheiten jeweils einzeln, so erzeugt die Unternehmung die weitaus grösste Menge positiver Regelenergie. Diese übersteigt auch die Erzeugung der stets mit konstanter Leistung verfügbaren Einheiten Kühlhaus und Batteriespeicher. Letztere werden im Schnitt aber nur mit einer durchschnittlichen Abrufquote von 5% genutzt, während für die Unternehmung ein Flexibilitätpotential von 15% der aktuellen Last angenommen wurde. Gleichwohl führt dies nicht zu einer vergleichbaren Einsparung, da nach wie vor Beschaffungskosten für Wasserkraft anfallen. Die von Wärmepumpe und Haushalte erzeugte positive Regelenergie ist deutlich geringer entsprechend ihrer tieferen mittleren Last gegenüber der Unternehmung.

Hingegen erfolgen nur wenige Lastabrufe von negativer Regelenergie, was darauf zurückzuführen ist, dass bei "konventioneller" SRL Swissgrid Geld vom Anbieter erhält und die Leistung ohnehin reserviert wurde, während für die DSM-Abrufe Kosten entstehen. Lediglich bei Kombination aller DSM-Einheiten mit Kühlhaus und Batterie steigt die Nutzung ersterer deutlich an. Die an die Haushaltspreise gekoppelten Abrufe sind zeitweise günstiger als die Einheitspreise der flexiblen Kapazitäten, so dass vor allem der teurere Batteriespeicher substituiert wird.

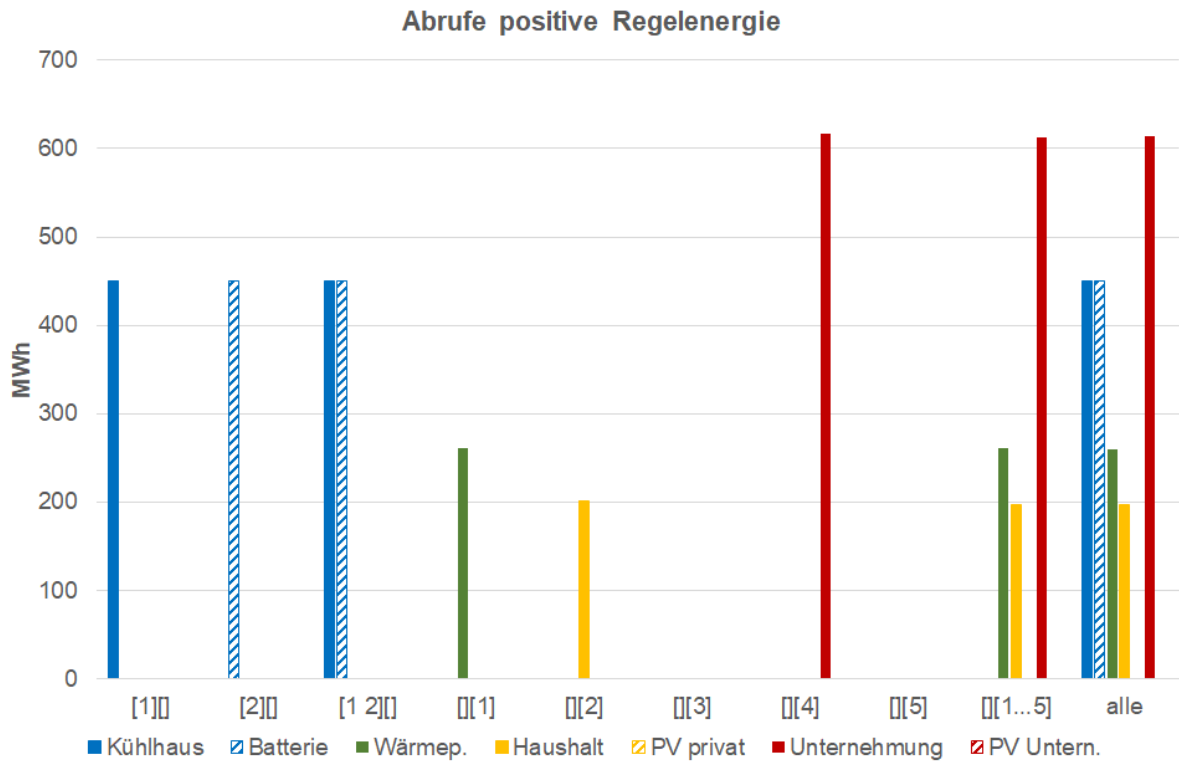


Abbildung 2: Abrufe positive Regelenergie.

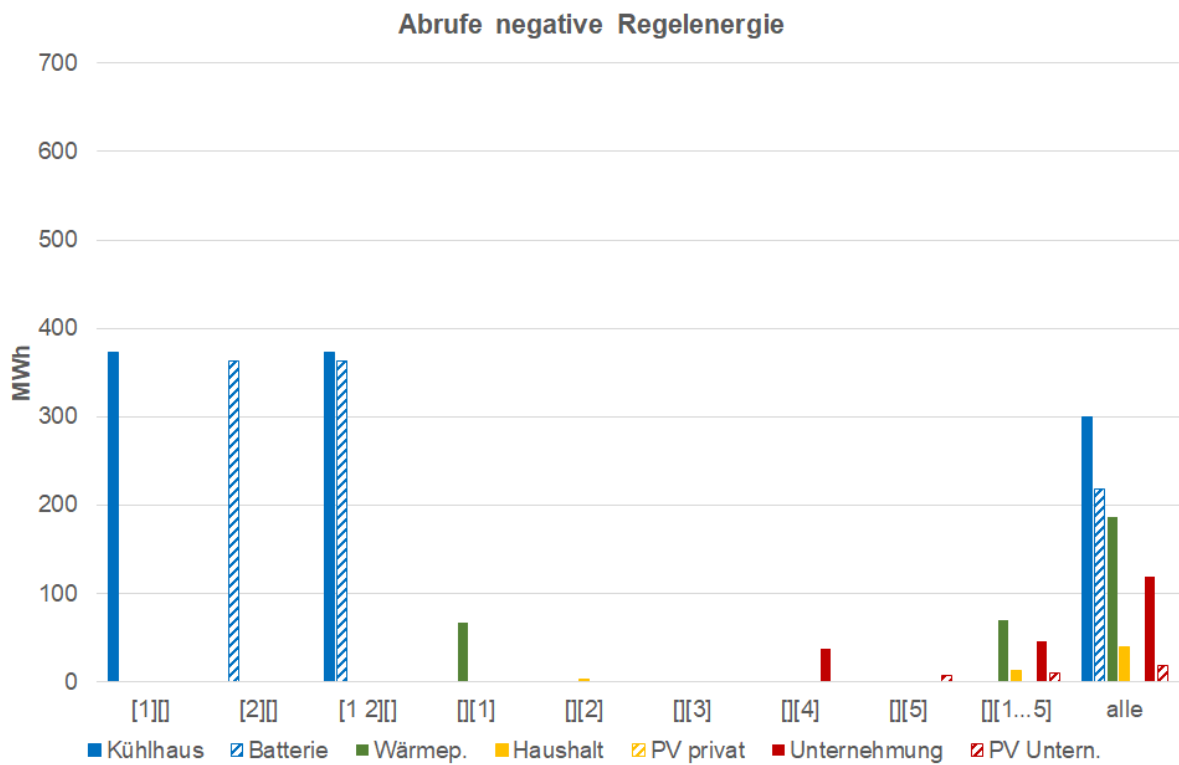


Abbildung 3: Abrufe negative Regelenergie.

5.3. Sensitivitätsanalyse

Die bisherigen Ergebnisse basieren auf den in Abschnitt 4.4 motivierten Kostenannahmen, die auf den Grenzkosten der jeweiligen Anbieter von Flexibilitäten beruhen. Implizit heisst dies, dass diese ihre Einheiten ohne Zahlung einer zusätzlichen Abgeltung für Reserveleistung bereitstellen. Realistischer dürfte sein, dass die Anbieter von Flexibilitäten mit einer über deren Kosten hinausgehende Prämie entschädigt werden müssen, um sie zur Erbringung von Systemdienstleistungen zu motivieren. Nachfolgend wird der Einfluss von Aufschlägen auf die Kosten von Energieabrufen untersucht. Es ist zu erwarten, dass diese – je nach Ausmass – nicht nur die Gesamtkosten erhöhen, sondern auch zu einer geringeren Nutzung alternativer Flexibilitäten führen. Die Analyse beschränkt sich dabei auf Zuschläge zu den Kosten abgerufener Energie (in CHF/MWh), eventuelle Prämien für die Reservierung von Kapazität analog zu den Leistungspreisen bei SRL werden nicht betrachtet.

Konkret werden die Kosten für alle Flexibilitäten (Kühlhaus, Batteriespeicher sowie die für Lastabrufe verfügbaren Einheiten) einheitlich um jeweils 10, 30 und 50 CHF/MWh erhöht. Abbildung 4 zeigt, dass das Einsparpotential gegenüber dem Referenzfall für die verschiedenen Konfigurationen beim höchsten betrachteten Zuschlag zu den Grenzkosten von 50 CHF/MWh um ca. 37% zurückgeht. Dabei wird angenommen, dass die Beschaffungskosten für Wasserkraft in jeder Woche auf den Mittelwerten der berücksichtigten Gebote beruhen. Falls für die Beschaffungskosten jeweils der Wert des höchsten berücksichtigten Gebots verwendet wird, fällt die Reduktion der möglichen Einsparungen für den grössten betrachteten Zuschlag mit ca. 30% etwas geringer aus wie in Abbildung 5 dargestellt. In beiden Fällen entsprechen die mit "+ 0 CHF/MWh" bezeichneten Säulen den Werten in Tabelle 3 (Spalte "Einsparung").

Erwartungsgemäss führt die Erhöhung der Vergütung für Energieabrufe von Flexibilitäten zu einer geringeren Nutzung. Der Einfluss der verschiedenen Zuschläge auf die abgerufenen Mengen wird in Abbildung 6 bis Abbildung 11 im Anhang dargestellt. Es fällt auf, dass die Abrufe positiver Regelleistung von Kühlhaus und Batterie praktisch unverändert bleiben, da auch beim höchsten Zuschlag das Einsparpotential bei den Beschaffungskosten überwiegt. Deutlicher fällt hingegen der Rückgang von Lastabrufen der übrigen flexiblen Einheiten aus. Weil deren Nutzung mit keiner Reduktion von reservierter Regelleistung verbunden ist, führen die Aufschläge direkt zu einer Reduktion der bezogenen positiven Regelleistung.

Demgegenüber gehen durch die Prämienzahlungen die negativen Regelleistungabrufe bei Kühlhaus und Batterie um bis zu einem Viertel zurück. Andererseits reduziert sich die Nutzung der für Lastabrufe verfügbaren Einheiten nun weniger stark als bei positiven Abrufen, da diese eher Kühlhaus und Batterie in solchen Stunden substituieren, in denen ihre Kosten tiefer liegen.

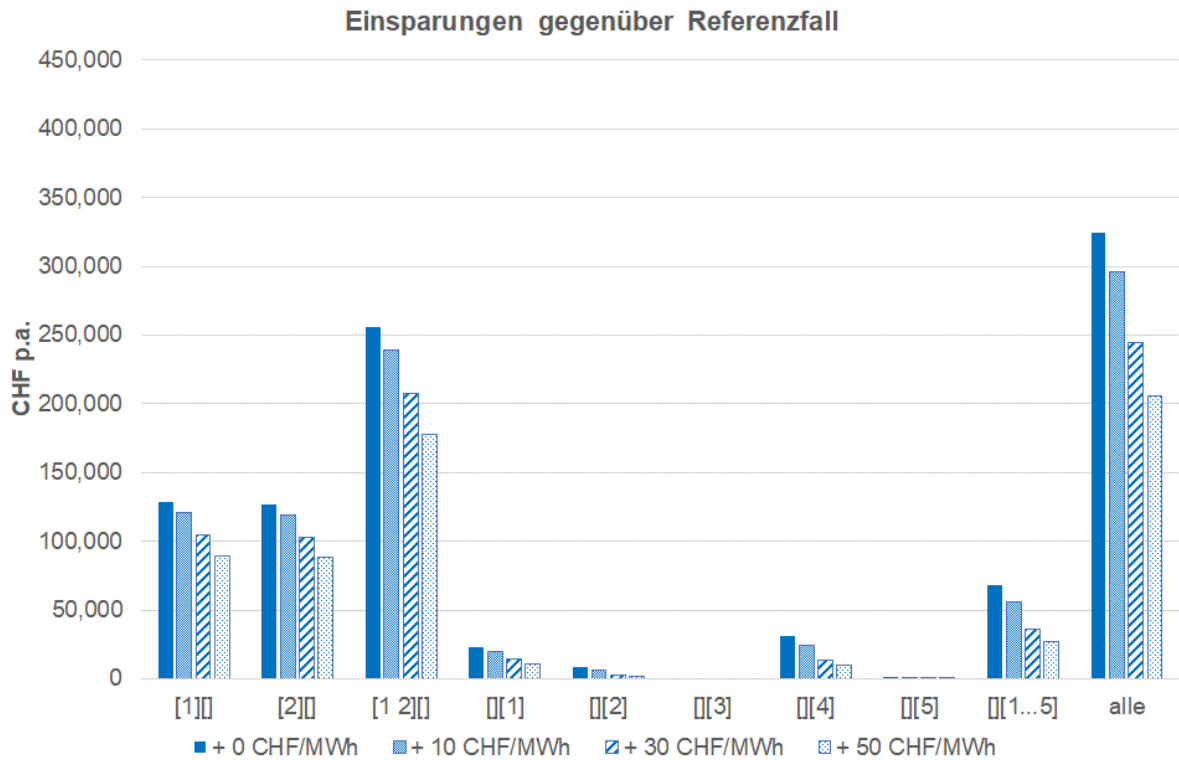


Abbildung 4: Einsparungen gegenüber Referenzfall bei Erhöhung der Abrufkosten flexibler Einheiten um 10, 30 bzw. 50 CHF/MWh, wenn Beschaffungskosten für Wasserkraft auf den Mittelwerten der berücksichtigten Gebote beruhen.

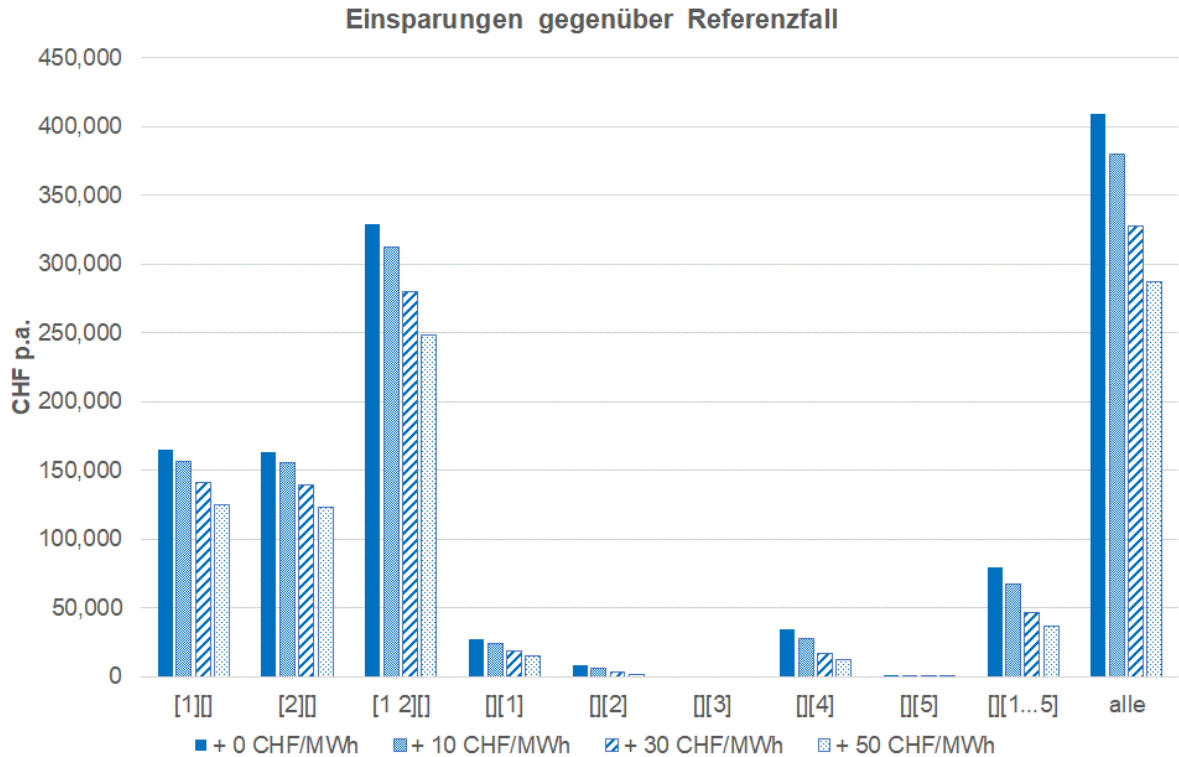


Abbildung 5: Einsparungen gegenüber Referenzfall bei Erhöhung der Abrufkosten flexibler Einheiten um 10, 30 bzw. 50 CHF/MWh, wenn Beschaffungskosten für Wasserkraft auf den Maximalwerten der berücksichtigten Gebote beruhen.

6. Fazit

Das künftige Energiesystem wird gekennzeichnet sein durch einen erheblich grösseren Anteil flexibler Einheiten im Verteilnetz wie Wärmepumpen oder Batteriespeicher. "Flexibilität" bedeutet in diesem Zusammenhang, dass die Einspeisung von Strom ins Netz bzw. die Entnahme aus dem Netz zeitlich verschoben werden kann. Durch die dafür notwendige intelligente Steuerung (Smart-Grid-Technologien) lässt sich zudem auch das Flexibilitätspotential von Haushalten und Unternehmen abschöpfen. In der Energiestrategie 2050 spielen flexible Einheiten eine Schlüsselrolle. In der Umsetzung ist vorgesehen, dass Produzenten, Speicherbetreiber und Verbraucher wirtschaftlich über ihre Flexibilitäten verfügen und diese netz- und systemdienlich einsetzen sollen.

In der vorliegenden Untersuchung wurde das Potential flexibler Einheiten zur Erbringung von Sekundärregelleistung betrachtet. Die Ergebnisse legen nahe, dass das grösste wirtschaftliche Potential bei flexiblen Kapazitäten liegt, die mit konstanter Leistung zur Verfügung stehen, weil die Beschaffung von Reserveleistung durch den TSO und die damit verbundenen Entschädigungen entsprechend reduziert werden können. Solange die Energieabrufe von Einheiten, die für Demand Side Management verfügbar sind, zu deren Grenzkosten entschädigt werden, birgt auch die Lastverschiebung bei Unternehmen oder Wärmepumpen hohe Einsparmöglichkeiten. Gleichwohl könnte sich für andere Unternehmenstypen, für die die Annahme eines Flexibilitätspotentials von 15% der Last nicht zutrifft, erhebliche Abweichungen ergeben.

Ebenso kann nicht unbedingt davon ausgegangen werden, dass potentielle Anbieter von Flexibilitäten diese zu ihren Grenzkosten zur Verfügung stellen. Rechnet man beispielsweise das sich für Wärmepumpen ergebende Einsparpotential von 22'923 pro MW und Jahr gemäss Tabelle 3, welches aus der aggregierten Leistung von ca. 220 Einheiten resultiert, auf eine einzelne Einheit um, so erhielte ein Anbieter ungefähr CHF 100 p.a. für die Bereitstellung der Flexibilität. Da letzteres auch mit Komforteinbussen verbunden ist, könnte dieser Betrag als Anreiz zu gering sein, was analog auch für die anderen betrachteten Flexibilitäten gilt.

Die durchgeführten Sensitivitätsanalysen haben ergeben, dass bei zusätzlichen Prämien die Laststeuerungsabrufe deutlich zurückgehen und wieder verstärkt "konventionelle" Regelreserve aus dem Übertragungsnetz genutzt wird. Bei einem Zuschlag von 50 CHF/MWh, der von Fuchs (2018) als Untergrenze erachtet wird, bei der Haushalte bereit zur Bereitstellung von Flexibilität sind, beträgt die abgerufene Energiemenge nach unseren Berechnungen nur noch einen Bruchteil des Werts ohne Prämie. Die Abweichungen zu dieser früheren Studie dürften zum Teil auch darauf beruhen, dass durch die wöchentliche Aggregation nicht adäquat berücksichtigt wird, dass manche Einheiten nicht mit konstanter Leistung verfügbar sind und trotzdem "proportional" mit der gleichen durchschnittlichen Quote abgerufen werden. Die hier vorgenommene Betrachtung in viertelstündlicher Zeitauflösung in unserer Analyse kommt einem realen Einsatzprofil hingegen näher.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass durch die Nutzung von Flexibilitäten im Verteilnetz grundsätzlich Potential zur Erbringung von Reserveleistung besteht. Zukünftige Analysen sollten zudem berücksichtigen, inwieweit dadurch neben dem Betrieb auch Kosten für einen möglicherweise erforderlichen Netzausbau reduziert werden können.

Danksagung

Wir danken Herrn Venanzi Pfister, Rhienergie AG, für die Unterstützung bei der Beschaffung von Lastprofilen.

Literatur

[Baumgart 2016] Bastian Baumgart: Fünf- bis sechsstellige Zusatzerlöse durch die Vermarktung von Flexibilität. In Energieagentur NRW: Flexibilität – Eine wichtige Säule der Energiewende. Bericht, Düsseldorf, Oktober 2016.

[BFE 2018] Bundesamt für Energie: Sonnendach.ch macht das Solarenergiepotential der Schweizer Hausdächer von rund 50 TWh/Jahr sichtbar. Medienmitteilung, Bern, 26.09.2018.

[BFE 2020] Bundesamt für Energie: Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2019. Bericht, Bern, 09.07.2020.

[EU 2019] Europäische Kommission: Der europäische Green Deal. Mitteilung der Kommission. Brüssel, 11.12.2019.

[Eurelectric 2018] Union of the Electricity Industry: Decarbonisation Pathways. Brüssel, 2018.

[Fuchs 2018] Alexander Fuchs: TSO-DSO – Zukünftige Aufgaben und Rollen der Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber. Abschlussbericht im Auftrag der Schweizerischen Gesellschaft für Energie- und Netzforschung (SGEN). ETH Zürich, 04.09.2018.

[IRENA 2017] International Renewable Energy Agency: Electricity Storage and Renewables – Costs and Markets to 2030. Abu Dhabi, 2017.

[Rüdisüli et al. 2019] Martin Rüdisüli, Sinan Teske, Urs Elber: Impacts of an Increased Substitution of Fossil Energy Carriers with Electricity-Based Technologies on the Swiss Electricity System. *Energies*, 2019, Vol. 12, 2399.

[Swissgrid 2020] Swissgrid: Grundlagen Systemdienstleistungsprodukte. Produktbeschreibung – gültig ab 1. Juni 2020. Version 14 vom 06.04.2020.

[Swissgrid 2020a] Swissgrid: Ausschreibungsergebnisse Regelleistung (PRL, SRL, TRL) sowie Wirkverluste. <https://www.swissgrid.ch/de/home/customers/topics/ancillary-services/tenders.html#ausschreibungsergebnisse-regelleistung-prl>

[Swissgrid 2020b] Swissgrid: Netzdaten. <https://www.swissgrid.ch/de/home/operation/grid-data.html>

[VESE 2020] Verband unabhängiger Energieerzeuger: Vergütungstarife für Strom aus PV-Anlagen. <https://www.vese.ch/pvtarif/>

[VSE 2018] Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen: Energiewelten Bericht 2018 – Das VSE-Denkmodell für die Schweizer Energieversorgung.

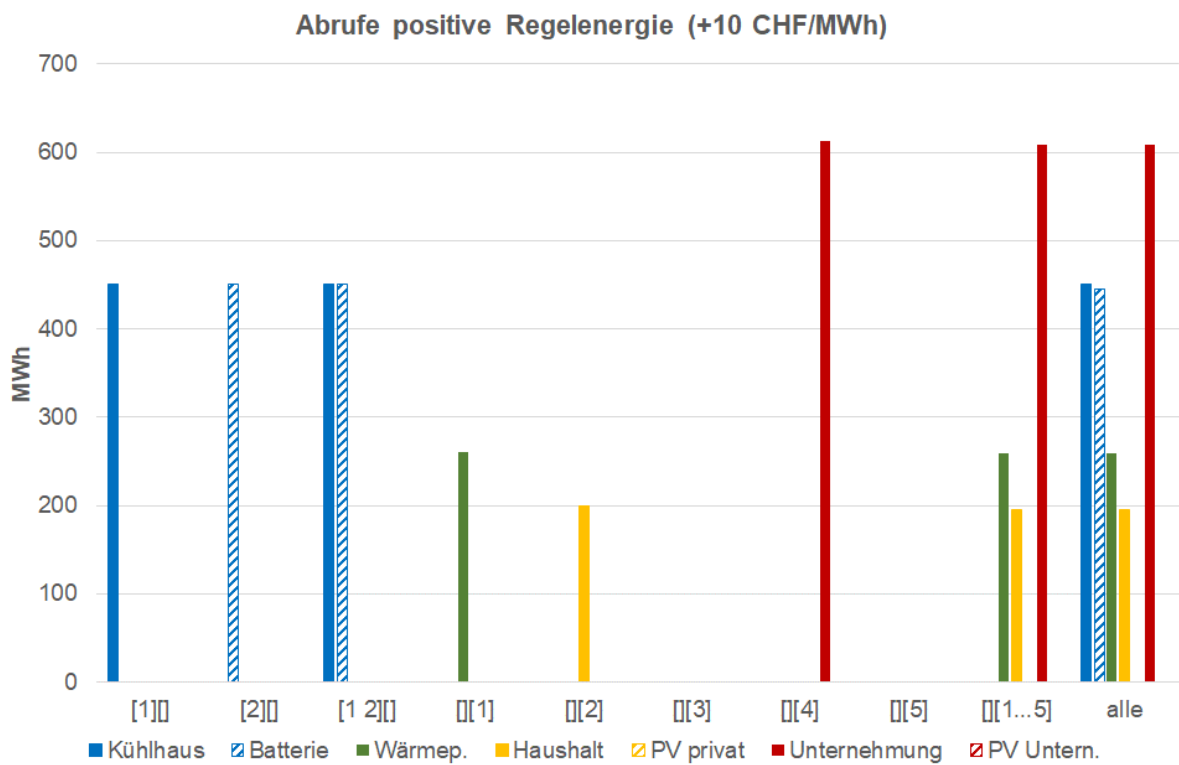


Abbildung 6: Abrufe von positiver Regelenergie, wenn Flexibilitäten mit einem Zuschlag von 10 CHF/MWh zu den Grenzkosten entschädigt werden.

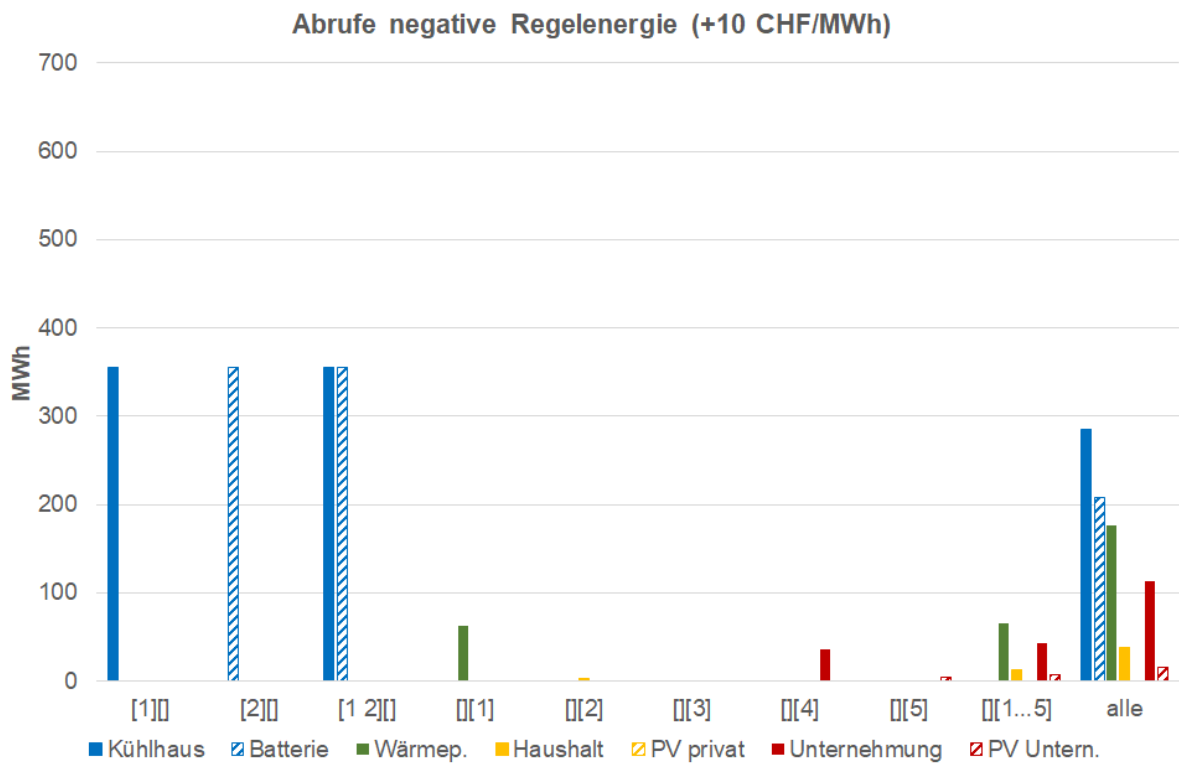


Abbildung 7: Abrufe von negativer Regelenergie, wenn Flexibilitäten mit einem Zuschlag von 10 CHF/MWh zu den Grenzkosten entschädigt werden.

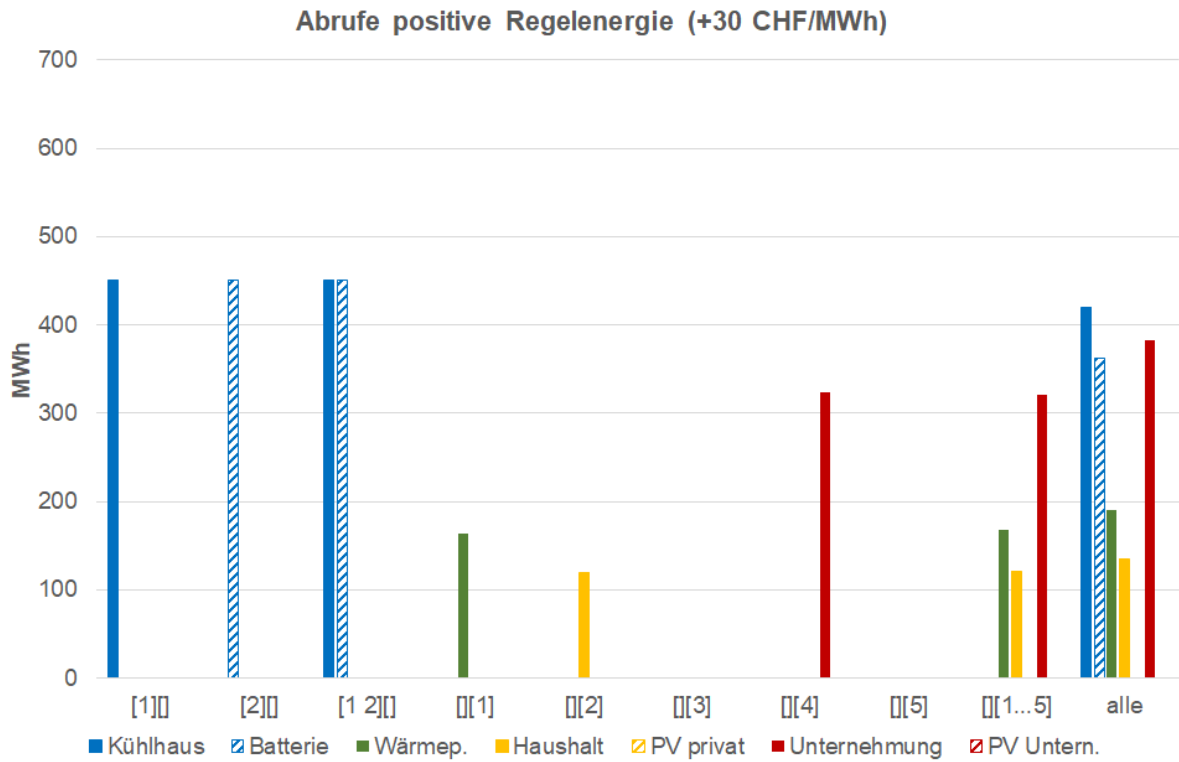


Abbildung 8: Abrufe von positiver Regelernergie, wenn Flexibilitäten mit einem Zuschlag von 30 CHF/MWh zu den Grenzkosten entschädigt werden.

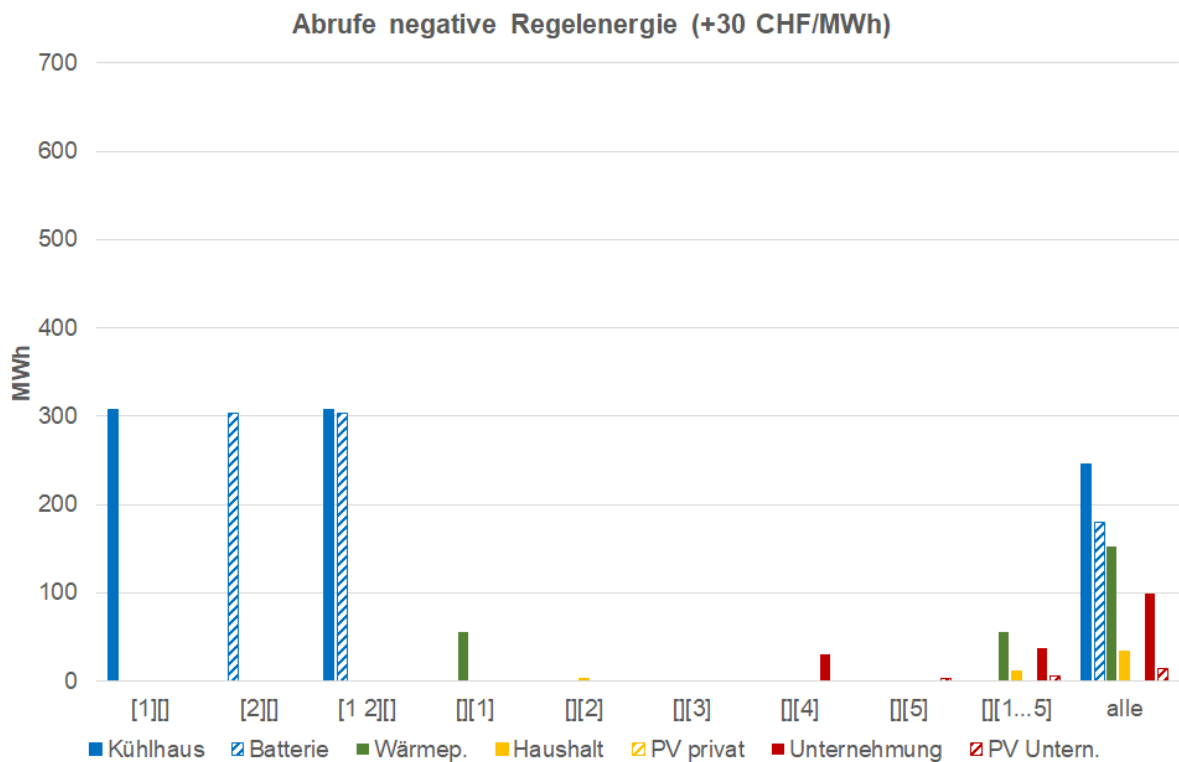


Abbildung 9: Abrufe von negativer Regelernergie, wenn Flexibilitäten mit einem Zuschlag von 30 CHF/MWh zu den Grenzkosten entschädigt werden.

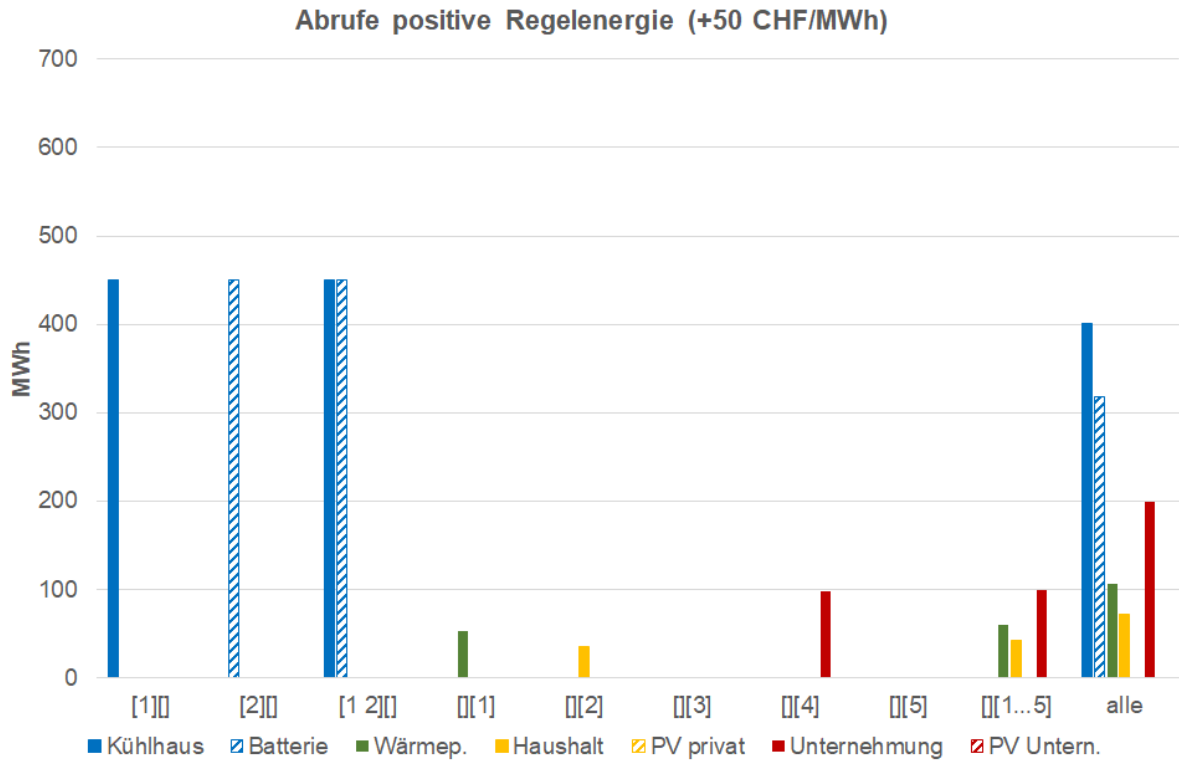


Abbildung 10: Abrufe von positiver Regelenenergie, wenn Flexibilitäten mit einem Zuschlag von 50 CHF/MWh zu den Grenzkosten entschädigt werden.

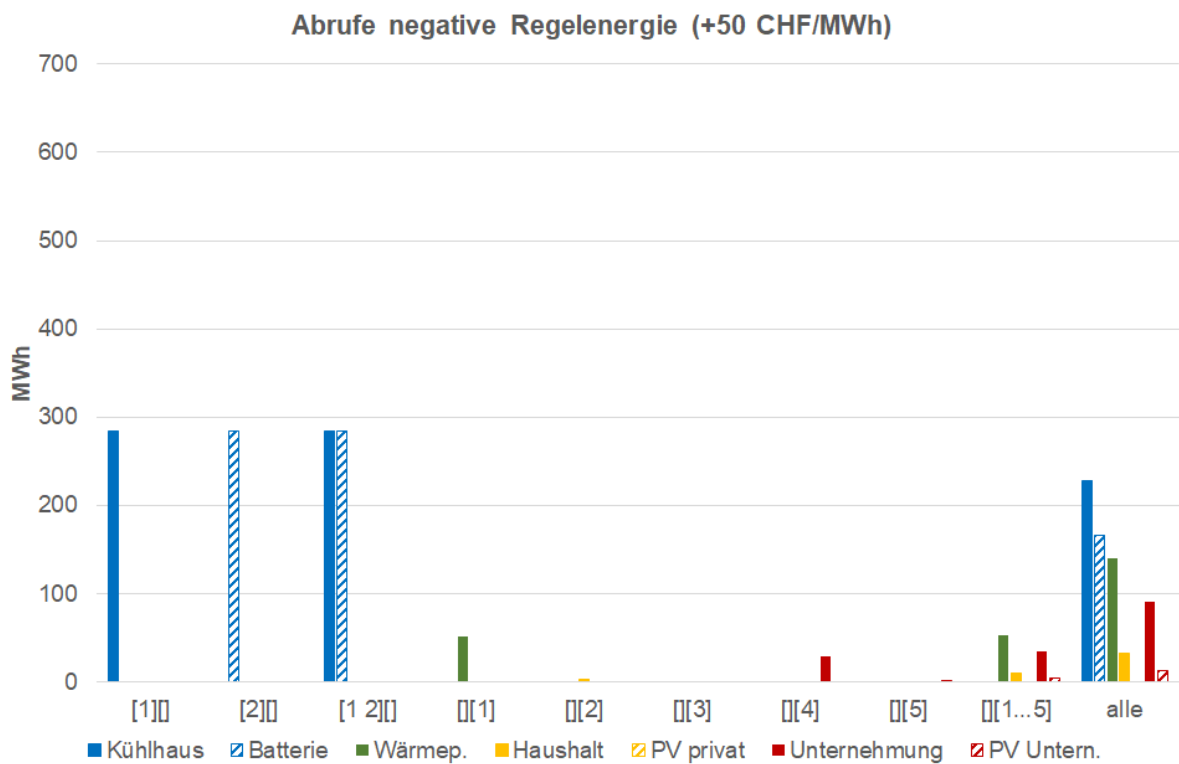


Abbildung 11: Abrufe von negativer Regelenenergie, wenn Flexibilitäten mit einem Zuschlag von 50 CHF/MWh zu den Grenzkosten entschädigt werden.