

Fokusstudie

«Batteriespeicher in Verteilnetzen»

Auftraggeber: Forum Energiespeicher Schweiz
Titel: Anwendungsfälle und Platzierung von Batteriespeichern
in Verteilnetzen – Technische und organisatorische Aspekte
Datum: September 2018
Autoren: Dr. Alexander Fuchs (Forschungsstelle Energienetze, ETH Zürich)
Dr. David Parra (Institute for Environmental Sciences, University of Geneva)

Die vorliegende Fokusstudie gibt die Einschätzungen und Positionen der Autoren, jedoch nicht zwingend des Forums Energiespeicher Schweiz und dessen Partner wieder.

Warum eine Fokusstudie «Batteriespeicher im Verteilnetz»?

Ein wichtiger Teil der Energiewende ist die dezentrale Produktion erneuerbaren Stroms in der Schweiz. Im Vordergrund stehen neben der Wasserkraft, die heute 60% des Landesbedarfs abdeckt, und der Stromeffizienz die Photovoltaik und zum Teil auch die Windenergie.

Die Meinungen und die Erfahrungen über den Einsatz von Batteriespeichern als Kurzzeitspeichermöglichkeit sind vor diesem Hintergrund jedoch noch nicht gefestigt.

Wir sind also mit einer Vielzahl von Fragen und Herausforderungen konfrontiert:

- Sind Batteriespeicher, die laufend kostengünstiger werden, eine Alternative oder eine Ergänzung zu den vorhandenen Pumpspeicherkraftwerken, um die ungleichmässige Stromproduktion auszugleichen?
- Was sind die technischen und ökonomischen Auswirkungen, wenn Kurzzeitspeicher (Netzebene 7) als lokale Batterie-Stromspeicherung direkt mit der Produktion der Photovoltaik-Anlage auf dem Dach verknüpft sind und in Abgleich mit dem (Eigen-)Verbrauch betrieben werden? Hier ist der Wert des elektrischen Stroms 2 bis 3 Mal höher als auf dem Hochspannungsnetz, wo die heutigen grossen Pumpspeicherkraftwerke der Schweiz angeschlossen sind.
- Wer ist der Investor und Betreiber der Batteriespeicher? Sind es die einzelnen Kunden, die sich vom Stromkonsumenten zum Prosumer entwickeln? Das ist in der Schweiz seit 2018 auch in einem Zusammenschluss zum Eigenverbrauch ZEV im Mehrfamilienhaus oder sogar in zusammenhängenden Gebäuden im Quartier möglich.
- Ist es vorteilhaft, dass Quartier-Elektrobatteriespeicher durch den lokalen Verteilnetzbetreiber (VNB) erstellt und betrieben werden?
- Wie ist das Zusammenspiel der Batteriespeicher mit den übrigen lokalen Massnahmen zur Lastverschiebung des Strombedarfs von der Nacht in den Tagesbetrieb?
- Wie verbessern sich die technischen Eigenschaften von Batteriespeichern? Heute gibt es Produkte, die 1'000 Volllastzyklen leisten. Die besten Lieferanten von Batteriespeichersystemen garantieren aber bereits 10'000 Zyklen. Die Zyklenzahl hat einen entscheidenden Einfluss auf den Speicherpreis und die Rentabilität der Lösung.
- Werden die lokalen Speicher nur zur Erhöhung des Eigenstromverbrauchs des Investors eingesetzt oder können sie zusätzlich auch netzdienliche Funktionen übernehmen, um das Übertragungsnetz bei einem Engpass zu stützen? Wie werden dem Eigentümer diese Dienstleistungen abgegolten?
- Wie wird die Batterieeigenschaft im zukünftigen Strommarkt-Design dargestellt? Können wirtschaftliche Anreize angeboten werden, um solche Entwicklungen zu unterstützen?
- Ist es rechtens, dass Pumpspeicherkraftwerke vom Netzentgelt befreit sind, aber Batteriespeicher gemäss der vorgesehenen Gesetzgebung das Netzentgelt bezahlen sollen?

Das ist nur ein Blumenstrauß von Fragen und Herausforderungen, die sich in diesem Umfeld stellen. Dabei ist festzuhalten: Wir zielen auf ein bewegliches Ziel. Investitionen in Infrastrukturanlagen werden über 20 bis 50 Jahre abgeschrieben, um so die Amortisation der hohen Erstinvestitionskosten zu ermöglichen.

Technisch ist hier vieles möglich geworden – und vieles wird in Pilotprojekten und Erstanwendungen in der Praxis erprobt. Überschlagsmässig liegen die Kosten für die Tag-Nacht-Speicherung bei den heutigen lokalen kleinen Batteriespeichern etwa bei 18 bis 20 Rp./kWh. Das ist immer noch deutlich teurer als ein direkter Netzbezug. Aber die eindrückliche ökonomische Lernkurve dürfte ähnlich wie bei der Photovoltaik bedeutende ökonomische Fortschritte zu Gunsten der Batteriespeicherung erzielen.

Herausgefordert durch diese nicht leicht einzuschätzende Situation hat das Forum Energiespeicher Schweiz eine Fokusstudie «Batteriespeicher im Verteilnetz» in Auftrag gegeben. Die beauftragten Wissenschaftler der ETH Zürich und der Universität Genf haben in einer sorgfältigen Auslegeordnung die technischen, ökonomischen und funktionellen Auswirkungen der verschiedenen Anwendungsfälle dargestellt und diskutiert.

Diese Dokumentation soll dazu beitragen, die notwendigen Entscheidungen auf allen Stufen vom Gesetzgeber bei Bund und Kantonen über die Geschäftsmodelle der Beteiligten bis zum Einzelinvestor sorgfältiger und erfolgreicher zu gestalten. Die Erfahrungen aus der Praxis werden zeigen, wie sich die prognostizierten Trends in Zukunft entwickeln.

Der «grössere Bruder» der stationären Batteriespeicher ist die sich rasant weltweit entwickelnde Elektro-Mobilität. Dort ist der Bedarf an Batteriespeichern um Grössenordnungen höher als der heutige Markt lokaler Batteriespeicher. Wir werden zukünftig von der technischen Entwicklung und der Economy of Scale, was die Produktion und Herstellung dieser Speicher betrifft, profitieren können. Wenn es gelingt, elektrische Kurzzeitspeicher-Systeme im Kostenbereich zwischen 5 bis 10 Rp./kWh bereitzustellen, darf man am Markt einen Kippeffekt zu Gunsten der lokalen elektrischen Batteriespeicher erwarten. Wir müssen uns auf diese Situation vorbereiten.

Für das Forum Energiespeicher Schweiz ist nicht die Frage, ob dieser Zustand eintritt, sondern vielmehr wann. Vor diesem Hintergrund empfehlen wir Ihnen, mit dieser Fokusstudie Ihr Wissen in diesem Umfeld zu vertiefen.

Thomas Nordmann

Sprecher Forum Energiespeicher Schweiz
11.2018

INHALTSVERZEICHNIS

Glossar	6
Abkürzungen	6
1 Forschungsfrage	7
2 Ausgangslage und Annahmen	8
2.1 Modellierungsannahmen	9
2.1.1 Batteriekosten	9
2.1.2 Stromkosten: Ursprung und Komponenten	10
2.1.3 Stromkosten: Umlegung auf Endkunden	10
3 Übersicht über Anwendungsfälle und Platzierungsoptionen von Batteriespeichern	12
3.1 Akteure und Speicherplatzierung	12
3.2 Anwendungsfälle	13
3.2.1 A1: Eigenverbrauch durch Endkunden (Lokalspeicher)	13
3.2.2 A2: Lastspitzensenkung durch Endkunden (Lokalspeicher)	15
3.2.3 A3: Flexible Beschaffung und Vermarktung von Energie durch Endkunden (Lokal- und Quartierspeicher)	17
3.2.4 A4: Netzdienliche Anwendung durch VNBs (Lokal- und Quartierspeicher)	17
3.2.5 A5: Bereitstellung Regelenergie (Regionalspeicher)	18
3.2.6 A6: Flexible Beschaffung und Vermarktung von Energie durch VNBs (Lokal-, Quartier- und Regionalspeicher)ff	18
3.2.7 A4a, A5a, A6a: Anwendungsfälle mit Aggregation durch einen Dienstleister (vor allem Lokalspeicher)	19
3.2.8 Zusammenfassung der heutigen Anwendungsfälle	19
3.2.9 A7: Optimierte Anwendung von Batteriespeichersystemen (freie Platzierung)	20
4 Auswirkungen auf das Gesamtenergiesystem	21
4.1 Auswirkungen auf die Stromkosten	21
4.1.1 A1: Eigenverbrauch durch Endkunden (Lokalspeicher)	22
4.1.2 A2: Lastspitzensenkung durch Endkunden (Lokalspeicher)	23
4.1.3 A3: Flexible Beschaffung und Vermarktung von Energie durch Endkunden (Lokal- und Quartierspeicher)	23
4.1.4 A4 und A4a: Netzdienliche Anwendung (Lokal- und Quartierspeicher)	24
4.1.5 A5 und A5a: Bereitstellung Regelenergie (Lokal-, Quartier- und Regionalspeicher)	24
4.1.6 A6 und A6a: Flexible Beschaffung und Vermarktung von Energie (Lokal-, Quartier- und Regionalspeicher)	25
4.1.7 A7: Optimierte Anwendung von Batteriespeichersystemen (freie Platzierung)	25
4.2 Auswirkungen auf die Netzsicherheit	27
4.2.1 A1: Eigenverbrauch durch Endkunden (Lokalspeicher)	28
4.2.2 A2: Lastspitzensenkung durch Endkunden (Lokalspeicher)	28
4.2.3 A3: Flexible Beschaffung und Vermarktung von Energie durch Endkunden (Lokal- und Quartierspeicher)	29
4.2.4 A4 und A4a: Netzdienliche Anwendung (Lokal- und Quartierspeicher)	29
4.2.5 A5 und A5a: Bereitstellung Regelenergie (Lokal-, Quartier- und Regionalspeicher)	30

4.2.6	A6 und A6a: Flexible Beschaffung und Vermarktung von Energie (Lokal-, Quartier- und Regionalspeicher)	31
4.2.7	A7: Optimierte Anwendung von Batteriespeichersystemen (freie Platzierung)	32
4.3	Auswirkungen auf Externalitäten	33
4.3.1	A1: Eigenverbrauch durch Endkunden (Lokalspeicher)	33
4.3.2	A2: Lastspitzensenkung durch Endkunden (Lokalspeicher)	34
4.3.3	A3: Flexible Beschaffung und Vermarktung von Energie durch Endkunden (Lokal- und Quartierspeicher)	34
4.3.4	A4 und A4a: Netzdienliche Anwendung (Lokal- und Quartierspeicher)	35
4.3.5	A5 und A5a: Bereitstellung Regelenergie (Lokal-, Quartier- und Regionalspeicher)	35
4.3.6	A6 und A6a: Flexible Beschaffung und Vermarktung von Energie (Lokal-, Quartier- und Regionalspeicher)	36
4.3.7	A7: Optimierte Anwendung von Batteriespeichersystemen (freie Platzierung)	36
4.4	Zusammenfassung	38
4.4.1	Wahl der Anwendungsfälle	38
4.4.2	Wahl der optimalen Platzierung	39
4.4.3	Beispiel zur Auswahl der Batteriespeicherplatzierung	40
5	Auswirkung auf einzelne Sektoren, Energieträger und Akteure	43
5.1	Auswirkungen auf Primärenergiequellen	43
5.1.1	Wasserkraft: Speicherkraftwerke	43
5.1.2	Wasserkraft: Pumpspeicherkraftwerke	43
5.1.3	Kernenergie	44
5.1.4	PV- und Windenergie	44
5.2	Auswirkung auf die Netzakteure	45
5.2.1	Endkunden	45
5.2.2	Verteilnetzbetreiber	45
5.2.3	Aggregatoren	45
5.2.4	Swissgrid	45
5.3	Auswirkung auf die sektorabhängigen Energieflüsse	46
5.3.1	Energieflüsse bei Lokalspeichern mit Haushalt	46
5.3.2	Energieflüsse bei Lokalspeichern mit Geschäftshaus	46
5.3.3	Energieflüsse bei Lokalspeichern mit Industrieanlage	46
5.3.4	Zusammenfassung der Energieflüsse	47
5.4	Batteriespeicher im Vergleich zu alternativen Verteilnetzstrategien	49
6	Konflikte	51
6.1	Endkunden und VNBs: Netznutzungskosten	51
6.2	Endkunden und VNBs: Regelenergie	52
6.3	Endverbraucher und VNBs: neue Netztechnologien	52
6.4	Batteriespeicher und Wasserkraft	52
6.5	Batteriespeicher und Power-to-X	53
7	Voraussetzungen und Handlungsempfehlungen	54
7.1	Sinkende Batteriepreise	54
7.2	Zentrale Zielformulierung	55
7.3	Nutzung von Synergien und Koordination	55
7.4	Digitalisierung, IT und Standards	56
7.5	Regulatorischer Rahmen	56
7.6	Gleichbehandlung und Objektivität	57
7.6.1	Technologien	57
7.6.2	Endkunden	57
7.7	Formulierung der zukünftigen Sicherheitsbedürfnisse	57
8	Plausibilisierung	59
	Literatur	60

GLOSSAR

Bilanzgruppen-Modell

Aufteilung aller Einspeise- und Ausspeisepunkte und Akteure der Regelzone Schweiz zu Abrechnungszwecken. Innerhalb einer Bilanzgruppe werden Lastfahrpläne festgelegt, überwacht und allfällige Abweichungen abgerechnet.

Merit-Order-Liste

Liste von verfügbaren Kraftwerken in der Reihenfolge ihrer Einsatzzuteilung (sortiert nach den Grenzkosten der Kraftwerke)

N-1 Sicherheit

Sicherheit des Netzes vor Überlastungen (Einhaltung der Grenzwerte der Leitungsbelastung und der Knotenspannungen) auch beim Ausfall eines einzelnen Netzelements
Netzdienlichkeit-Anwendungsfälle von Batteriespeichern zur Entlastung und Unterstützung des Verteilnetzes

Nutzungsgrad einer PV-Anlage

Durchschnittsleistung der PV-Anlage über das Jahr dividiert durch die Maximalleistung der PV-Anlage

Spot-Market

Markt für den Stromhandel, meist für den folgenden Tag

ABKÜRZUNGEN

BNE	Bruttonationaleinkommen
EK	Endkunde
EVU	Energieversorgungsunternehmen
KEV	kostendeckende Einspeisevergütung
kWh	Kilowattstunde (Energieeinheit)
kWp	Kilowatt peak (Leistungseinheit), Spitzenleistung bei Vollbetrieb
LS	Lokalspeicher
MW	Megawatt (Leistungseinheit)
MWh	Megawattstunde (Energieeinheit)
NNK	Netznutzungskosten
PV	Photovoltaik
QS	Quartierspeicher
RS	Regionalspeicher
VNB	Verteilnetzbetreiber
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

1 FORSCHUNGSFRAGE

Die installierte Produktionskapazität von solaren Photovoltaik-Anlagen (PV) in den Schweizer Verteilnetzen ist im Wachstum. Durch ihre periodische (tageszeitabhängige) und stochastische (wetterabhängige) Verfügbarkeit erzeugen PV-Anlagen neue Herausforderungen. Zum einen müssen Marktakteure den Ausgleich der vorhersagbaren Schwankungen (durch Produktionsplanung) vornehmen. Zum anderen muss Swissgrid unvorhersehbare Volatilität (durch Regelenergie) kompensieren. Für die potenzielle Überbrückung solcher temporären Schwankungen können Batteriespeicher eine wichtige Rolle spielen. Batterien erlauben eine zeitliche Verschiebung der produzierten Leistung, um die aktuelle Elektrizitätsnachfrage zu decken.

Insgesamt können Batterien den Übergang zu einer stärkeren Versorgung aus erneuerbaren Energiequellen unterstützen. Zum Beispiel kann netzdienlicher Batterieeinsatz genutzt werden, um Engpässe im Verteilnetz zu kompensieren, indem Spitzenleistungen zeitlich versetzt erfolgen.

Dieses Verhalten kann zentral erbracht werden durch einen Verteilnetzbetreiber oder verteilt bei Endverbrauchern. Der Netzbetreiber kann das netzdienliche Verhalten der Endverbraucher beispielsweise durch leistungsabhängige Netznutzungsentgelte oder Vergütungssätze motivieren. Die hohen Investitionskosten und die unsichere Wirtschaftlichkeit stellen derzeit eine Barriere für den verstärkten Einsatz von Batteriespeichern dar. Allerdings könnten zukünftig bei Kopplung der Batteriespeicher an eine lokale PV-Anlage zusätzliche Potenziale durch koordinierten Einsatz der Lade- und Entladevorgänge erschlossen werden. Diese Steuerung kann lokal bei der Batteriespeicher-Anlage erfolgen oder, bei entsprechender Kommunikationsinfrastruktur, von der überregionalen Netzleitstelle koordiniert werden. Die gewonnene Flexibilität kann von verschiedenen Akteuren genutzt werden: Verteilnetzbetreiber und Energieversorgungsunternehmen (Vermeidung von Netzüberlastung bzw. Netzausbau, Bilanzgruppenmanagement), Endverbraucher (Erhöhung des Eigenverbrauchs) und überregionale Aggregatoren sowie Übertragungsnetzbetreiber (Erschliessung von verteilter Regelenergie für Primär- und Sekundärreserve).

Das Ziel dieser Studie ist die Analyse der Anwendungsmöglichkeiten und derzeitigen Rahmenbedingungen von Batteriespeichern in Verteilnetzen der Schweiz. Ein Überblick über den derzeitigen Stand von dezentralen Energiespeichern, nicht ausschliesslich Batterien, im Hinblick auf die Energiewende, wird in [1] (SATW-Studie: Die Rolle von dezentralen Speichern für die Bewältigung der Energiewende) gegeben. Anhand zahlreicher konkreter Beispiele werden dort die Anwendungsfälle der Speicher illustriert und Entwicklungstrends aufgezeigt. Darauf aufbauend sollen in der vorliegenden Studie vertieft die konkreten Auswirkungen von Batteriespeichern auf das Elektrizitätsversorgungssystem als Ganzes und seine einzelnen Akteure untersucht werden.

Dabei werden für die verschiedenen Anwendungsfälle und Speicherplatzierungen die Auswirkungen der Speicher auf die Kosten, die Sicherheit und die Nachhaltigkeit des Gesamtenergiesystem und seine Komponenten untersucht. Eine wichtige Rolle stellt dabei die Form der aktuellen Tarifstrukturen dar, deren Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der jeweiligen Anwendungsfälle aufgezeigt wird. Ferner wird die Effektivität der Speicher für die Ziele der jeweiligen Akteure sowie der Aufwand für Kommunikationsinfrastruktur der Mess- und Stellsignale abgeschätzt. Neben den technischen Aspekten werden ausserdem die regulatorischen Aspekte der verschiedenen Anwendungsfälle diskutiert, potenzielle Konflikte identifiziert und Handlungsempfehlungen abgeleitet.

2 AUSGANGSLAGE UND ANNAHMEN

Das Elektrizitätsversorgungssystem der Schweiz steht in den kommenden Jahren vor grossen Veränderungen. Sowohl in der Schweiz als auch im Europäischen Umland ist mit einem weiteren Anstieg der volatilen Energieproduktion mit Wechselrichteranschluss zu rechnen. Je nach Szenario ergibt sich zum Beispiel für die Schweiz bis 2050 ein Anstieg auf über 11 TWh Jahresproduktion durch PV-Anlagen [2]. Die verteilten Einspeisungen in Niederspannungs- und Mittelspannungsnetzen sorgen potenziell für zahlreiche Änderungen im Netzbetrieb. Die neuen Herausforderungen umfassen zum Beispiel die Fahrplannerstellung für die zunehmend variable Produktion und Nachfrage, fluktuierende Leistungsspitzen der betroffenen Teilnetze, den Ausgleich unerwarteter Produktionsschwankungen durch Systemdienstleistungen, sowie Probleme mit der Spannungshaltung und der dynamischen Netzstabilität.

Grundsätzlich stellen Batteriespeicher eine Möglichkeit dar, den Netzbetrieb bei diesen Herausforderungen zu unterstützen. Batterien können ihre Ein- oder Ausspeisung in den Netzanschluss sehr schnell variieren. Dadurch können sie zum Beispiel Leistungsprofile glätten, Lastspitzen zeitlich verschieben, schnelle Reserveenergie erbringen und sogar dynamische Netzunterstützung leisten. Allerdings kann die durch Batterien erzeugte zunehmende Flexibilität des Lastflusses auch negative Auswirkungen auf die Netzsicherheit haben. Zum Beispiel kann sich der Gleichzeitigkeitsfaktor der Ein- und Ausspeisungen im Verteilnetz durch Batterien stark erhöhen, wenn etwa viele Batterien für aggregierte Regelernergie verwendet werden oder elektrische Fahrzeuge simultan ihren Ladevorgang beginnen.

Den Kern dieser Studie bildet eine Bestandesaufnahme der typischen **heutigen Anwendungsfälle und Platzierungen von Batteriespeichersystemen** mit den entsprechenden technischen, wirtschaftlichen und regulatorischen Randbedingungen. Weiterhin wird mit der **optimierten Anwendung von Batteriespeichersystemen** eine mögliche zukünftige Perspektive gewählt, bei der die Platzierung von Batteriespeichersystemen aus gesamtwirtschaftlicher Sicht optimiert wurde, ohne derzeitige regulatorische Randbedingungen zu berücksichtigen. Diese Perspektive kann nicht abschliessend wiedergegeben werden und ist Gegenstand aktueller Forschung, für die Studienresultate herangezogen werden.

Die Randbedingungen und Annahmen beider Perspektiven sind in den folgenden Unterabschnitten wiedergegeben. Zuvor werden relevante Modellierungsannahmen bezüglich der Batteriespeicher, der Stromkosten der Endkunden und der Netzakteure eingeführt.

Für die heutigen und die optimierten Anwendungsfälle wird in den folgenden zwei Kapiteln Abschnitt 4 und Abschnitt 5 die Auswirkung auf das Gesamtenergiesystem als Ganzes und die einzelnen Akteure, Sektoren und Energieträger diskutiert. Dabei werden vor allem die Auswirkungen auf den Elektrizitätspreis und die Netzsicherheit analysiert, aber auch externe Faktoren und Energieflüsse betrachtet. Anschliessend werden in Abschnitt 6 die Unterschiede zwischen den heutigen Anwendungsfällen von Batteriespeichersystemen untereinander sowie die Unterschiede zur optimierten Anwendung untersucht und mögliche Zielkonflikte (trade-offs) herausgearbeitet.

Zur Umsetzung der optimierten Anwendungen werden in Abschnitt 7 Abweichungen von derzeitigen Randbedingungen betrachtet und entsprechende Handlungsempfehlungen abgeleitet.

2.1 Modellierungsannahmen

2.1.1 Batteriekosten

Dieser Abschnitt beschreibt die Annahmen und Modellierung der Batteriekosten im Rahmen dieser Studie.

Die Kosten von Batteriespeichern hängen neben den Investitionskosten stark vom Lade- und Entlade-Profil ab. Die chemischen Vorgänge können je nach Batterietyp durch verschiedene partielle Differentialgleichungen beschrieben werden. Dabei nehmen die Verschleissprozesse im Inneren der Batterie typischerweise zu, wenn die Batterie mit hoher Leistung ge- und entladen wird, oder der Ladestand sehr hoch oder sehr niedrig ist. Ausserdem gibt es auch Verschleissprozesse, die bei konstantem Batterieladestand auftreten.

Für die Studie wird der Fokus auf Varianten von Lithium-Ionen-Batteriespeicher gelegt, deren Verschleissverhalten durch quadratische oder stückweise lineare Verschleisskosten approximiert werden kann [3]. Die Batteriekosten die entstehen, wenn eine Batterie eine Stunde mit der Leistung P_{batt} ausgehend von einem Ladestand E_{batt} betrieben wird, werden dann modelliert durch die Funktion

$$C_{\text{batt}}(P_{\text{batt}}, E_{\text{batt}}) = a \cdot E_{\text{batt}}^2 + b \cdot E_{\text{batt}} + c \cdot P_{\text{batt}}^2 + d \cdot P_{\text{batt}} + e \quad (1)$$

wobei die Parameter a , b , c , d und e von den Investitionskosten und der Batteriespeichergrosse abhängen. Typischerweise fallen die Kosten C_{batt} geringer aus, wenn die Batterie nahe eines optimalen Ladestandes mit geringer Leistung betrieben wird.

Das quadratische Kostenmodell benötigt eine Zeitreihensimulation, um die Batteriekosten zu bewerten. Dies ist für die Simulation und Optimierung konkreter Fallstudien und Netzbeispiele nützlich. Um allgemeinere Aussagen zu treffen, muss das Kostenmodell jedoch weiter vereinfacht werden. Für die Studie wird daher angenommen, dass die Batterien einmal täglich mit einem festen Profil geladen und wieder entladen werden. Dieses Modell entspricht der Zyklenzahl, die von Batterieherstellern angegeben wird, und ergibt letztendlich 2 Kennzahlen, die in der weiteren Studie zur Charakterisierung der Batteriekosten verwendet werden:

- Die Energiemenge, die täglich in die Batterie hinein- und wieder herausfließt, in MWh. Bei voller Ladung und Entladung entspricht diese der Speicherkapazität der Batterie.
- Die dabei täglich entstehenden Kosten in CHF durch den verschleissbedingten Wertverlust der Batterie.

Der Quotient ergibt die Batteriekosten c_{batt} in CHF/MWh und beschreibt die zusätzlichen Kosten die entstehen, wenn zum Beispiel mit einer PV-Anlage erzeugte Energie vor dem späteren Verbrauch in einer Batterie zwischengespeichert wird.

In erster Näherung kann man die Batteriekosten c_{batt} auch aus den Investitionskosten $c_{\text{batt,invest}}$ in CHF/kWh für die Batterien einer gegebenen Grösse und der Anzahl der vollen Lade-Entlade-Zyklen $n_{\text{batt,Zyklus}}$ berechnen. Ignoriert man die Verzinsung der Investitionskosten, ergibt sich in erster Näherung

$$c_{\text{batt}} = \frac{c_{\text{batt,invest}}}{n_{\text{batt,Zyklus}}} \quad (2)$$

Zum Beispiel hat eine Batterie, die $c_{\text{batt,invest}} = 200\text{CHF/kWh}$ in der Anschaffung kostet und $n_{\text{batt,Zyklus}} = 1000$ volle Lade-Entlade-Zyklen erlaubt, laufende Kosten von

$$c_{\text{batt}} = \frac{200\text{CHF/kWh}}{1000} = 200\text{CHF/MWh} = 20\text{Rp/kWh} \quad (3)$$

Für den konkreten Anwendungsfall ist diese Rechnung als erste Abschätzung für die Batteriekosten im Einsatz zu sehen. Unberücksichtigte Unsicherheiten entstehen durch Verzinsungseffekte, Lade-Entlade-Profil-abhängigen Batterieverschleiss und weitere Unsicherheiten der Zyklenzahl durch externe Betriebsbedingungen der Batterie.

Für die Studie wird davon ausgegangen, dass sich das Lade- und Entlade-Profil täglich oder in einem anderen gleichmässigen Rhythmus wiederholt. Es wird angenommen, dass die Batteriekomponenten kontinuierlich ersetzt werden und die Verschleisskosten c_{batt} damit zeitlich konstant bleiben. Je nach Anwendungsfall kann der Wert für c_{batt} stark variieren und bewegt sich typischerweise im Bereich von 100 bis 400 CHF/MWh [3, 4, 5, 6].

2.1.2 Stromkosten: Ursprung und Komponenten

Zur Bewertung der Auswirkungen von Speichern auf die Stromkosten der Endkunden müssen deren unterschiedlichen Kostenkomponenten betrachtet werden, die einem VNB entstehen und letztendlich den Kunden in Rechnung gestellt werden. Für die Studie der Auswirkungen auf die Gesamtkosten der VNB C_{Strom} werden diese in folgende Komponenten zerlegt und einzeln betrachtet [7]:

$$C_{\text{Strom}} = C_E + C_{\text{SDL}} + C_{\text{NNK}} + C_{\text{KEV}} + C_{\text{GA}} \quad (4)$$

- Die Energiekosten C_E bestehen aus allen Beschaffungskosten für die verbrauchte Energie im Gebiet des VNB. Sie umfassen die Kosten für Langzeitverträge zur Energiebeschaffung, kurzfristige Beschaffungskosten am day-ahead und intraday-Markt, sowie Kosten zur Absicherung von Verbraucherschwankungen, Währungsunsicherheiten und Zahlungen für Bilanzgruppenabweichungen.
- Die Kosten höherer Netzebenen C_{SDL} umfassen einen Anteil an Swissgrid's Kosten für Systemdienstleistungen (SDL, z.B. Reserveenergie) und Netznutzung sowie alle anderen Kosten höherer Netzebenen die auf den Bereich des VNB gewälzt werden.
- Die Netznutzungskosten des VNB C_{NNK} umfassen alle im Gebiet des VNB anfallenden netzbezogenen Kosten (z.B. Trafos, Leitungselemente, Hausanschlüsse).
- Die Kosten für die kostendeckende Einspeisevergütung (KEV), C_{KEV} , umfassen den Anteil für die Gebühren zur Förderung erneuerbarer Energien.
- Die Gebührenkosten C_{GA} umfassen den Anteil für Gebühren und Abgaben (zum Beispiel Konzessionsabgaben).

2.1.3 Stromkosten: Umlegung auf Endkunden

Die Stromkosten der Endkunden hängen davon ab, wie die Stromkosten C_{Strom} der betroffenen VNB auf die Stromkosten C_{EK} der Kundengruppen umgelegt werden. Die Höhe der umzulegenden Stromkosten unterscheidet sich zwischen den VNBs, da die Kostenbasis verschieden ist. Ausserdem unterscheidet sich die Umlage der einzelnen Kostenkomponenten in (4) teilweise, zum Beispiel bei den Komponenten für Netznutzungsentgelte und Energie.

Für die Umlegung der Stromkosten im Bereich eines VNB gilt allgemein

$$C_{\text{Strom}} = \sum_i C_{\text{EK},i} \quad , \quad (5)$$

wobei der Index i die unterschiedlichen Kundengruppen oder Einzelkunden nummeriert. Die Aufteilungsform der Kosten $C_{\text{EK},i}$ zwischen verschiedenen Endkundengruppen kann stark variieren.

Die Gestaltung dieser Kostenumlegung wirkt sich direkt auf die wirtschaftliche Motivation der verschiedenen Anwendungsfälle von Batteriespeichern aus. In dieser Studie wird folgendes allgemeines Modell für die Endkundenkosten verwendet:

$$C_{\text{EK}} = C_{\text{EK}}^0 + C_{\text{EK}}^E + C_{\text{EK}}^P \quad . \quad (6)$$

Die Kosten für den Endkunden C_{EK} über eine bestimmte Zeitperiode, z.B. einen Monat, setzen sich zusammen aus folgenden Komponenten:

- Basiskomponente C_{EK}^0 (in CHF)
- Arbeitskomponente C_{EK}^E (in CHF), die von der in der Zeitperiode verbrauchten Energiemenge abhängt. Die Energiekosten sind das Produkt des Arbeitspreises und der verbrauchten Energiemenge E . Im einfachsten Fall gibt es nur einen Arbeitspreis C_{EK}^E (in CHF/kWh), der über die ganze Zeitperiode gültig ist, also

$$C_{EK}^E = c_{EK}^E \cdot E \quad . \quad (7)$$

Typischerweise ist der Arbeitspreis aber zeitlich variabel, z.B. bei unterschiedlichen Tag- und Nacht-tarifen. Teilt man den betrachteten Zeitabschnitt daher in Unterabschnitte mit dem Index $k = 1, 2, \dots$ ein und weist jedem Unterabschnitt einen Arbeitspreis $C_{EK,k}^E$ und eine verbrauchte Energiemenge E_k zu, ergeben sich die Energiekosten zu

$$C_{EK}^E = \sum_k C_{EK,k}^E \cdot E_k \quad . \quad (8)$$

- Die Leistungskomponente C_{EK}^P (in CHF), welche von der maximal bezogenen Leistung in der Zeitperiode abhängt. Im einfachsten Fall gilt wieder ein fester Leistungspreis C_{EK}^P (in CHF/kWp), also

$$C_{EK}^P = c_{EK}^P \cdot P_{\max} \quad . \quad (9)$$

Allerdings kann auch die Leistungskomponente zeitlich variabel sein und die maximal bezogene Leistungsmenge $P_{\max,k}$ der zeitlichen Unterabschnitte mit verschiedenen Preisen $C_{EK,k}^P$ verrechnet werden,

$$C_{EK}^P = \sum_k C_{EK,k}^P \cdot P_{\max,k} \quad . \quad (10)$$

Ausgehend von diesem allgemeinen Preismodell können die unterschiedlichen Verbraucherkategorien definiert werden. Einige Beispiele typischer Verbraucherkategorien sind:

- Endkundengruppen mit geringer Energiemenge bezahlen häufig einen reinen Arbeitstarif mit unterschiedlichen Preisen $C_{EK,k}^E$ für Tag- und Nachtzeiten oder am Wochenende. Zusätzlich zum Arbeitstarif wird häufig auch eine Basiskomponente C_{EK}^0 in Rechnung gestellt.
- Endkundengruppen mit mittlerer Energiemenge (zum Beispiel ab 20 MWh Verbrauch pro Jahr) oder stark schwankenden Lastprofilen wird häufig zusätzlich zur Arbeits- und Basiskomponente eine Leistungskomponente C_{EK}^P in Rechnung gestellt.
- Kunden mit mehr als 100 MWh Verbrauch pro Jahr können sich den Energielieferanten frei wählen und können damit häufig günstigere Energiepreise C_{EK}^E erzielen. Sie müssen dem lokalen VNB dann keinen Anteil an den Energiekosten C_E bezahlen. Allerdings zahlen sie weiter einen Anteil an den anderen Kostenkomponenten des lokalen VNB, z.B. C_{NNK} . Der Umlegungsschlüssel für diese Kosten beinhaltet dann nach (6) eine Arbeitskomponente C_{EK}^E , eine Basiskomponente C_{EK}^0 und eine Leistungskomponente C_{EK}^P .
- Endkundengruppen mit stark saisonal schwankenden Lastprofilen, zum Beispiel bei Ferienwohnungen, haben oft einen erhöhten Basiskostenanteil C_{EK}^0 .
- Je nach Anschlussleistung oder Energieverbrauchsprofil können durch Gestaltung der C_{EK}^0 , C_{EK}^E und C_{EK}^P weitere Kundenkategorien erzeugt werden.

Je nach Gestaltung der C_{EK}^0 , C_{EK}^E und C_{EK}^P entstehen verschiedene Kundengruppen innerhalb des Bereiches eines VNB. Die Zuordnung von Kunden mit angeschlossener PV-Anlage und angeschlossenen Batteriespeichern zu diesen Kundengruppen ist Gegenstand aktueller Diskussion [8, 9]. Die Frage nach einer fairen, verursachergerechten, diskriminierungsfreien und möglichst einfachen Gestaltung der Kostenumlegung auf die Endkunden, insbesondere der Netznutzungskosten C_{NNK} , ist nicht abschließend beantwortet und nicht Gegenstand dieser Studie. Es werden in der Studie allerdings die Motivation und die Auswirkungen der Anwendungsfälle von Batteriespeichern anhand der bestehenden Preismodelle betrachtet.

3 ÜBERSICHT ÜBER ANWENDUNGSFÄLLE UND PLATZIERUNGSOPTIONEN VON BATTERIESPEICHERN

3.1 Akteure und Speicherplatzierung

Das Anwendungsfeld für Batteriespeicher ist schon heute sehr vielseitig und hängt von Ort, Grösse und Art des Netzanschlusses ab. Die gewählte Anwendungsform wird durch den Eigentümern der Batterie bestimmt, dessen Ziele je nach Akteur stark variieren. Alle Anwendungsfälle müssen zuletzt den aktuellen rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen genügen.

Um die Vielzahl der Batteriespeicher in dieser Studie strukturiert zu diskutieren, wird zunächst ein Überblick der Akteure und deren Interessen, der mögliche Platzierungen und typischen Grössen von Batteriespeichersystemen, der resultierenden Anwendungsfälle sowie der aktuellen regulatorischen Randbedingungen gegeben.

Die Studie unterscheidet drei Akteure welche die Anwendungsfälle von Batteriespeichersystemen im Verteilnetz initiieren und sich hinsichtlich ihrer Ziele stark unterscheiden. Diese Akteure müssen nicht unbedingt die Eigentümer der Batteriespeichersysteme sein, sondern können die Anwendungsfälle auf Basis von bilateralen Verträgen vornehmen.

1. **Endkunden (EK)** sind Akteure mit eigenem Netzanschluss, z.B. Haushalte oder Industriekunden. Sie verfolgen bei der Verwendung von Batteriespeichersystemen meist den eigenen wirtschaftlich optimalen Betrieb als Ziel. Sie müssen die lokalen Netzanschlussregeln und technische Randbedingungen, zum Beispiel das Bereitstellen der Eigennachfrage, erfüllen.
2. **Verteilnetzbetreiber (VNB)** sind Energieversorgungsunternehmen (EVUs) in der Rolle als regulierte Betreiber von Verteilnetzen. Für die gebundenen Kunden im Einzugsgebiet des Verteilnetzes sind die VNBs ausserdem der einzige Energielieferant. In dieser Rollen können VN-Bs bei der Verwendung von Batteriespeichersystemen netzdienliche oder marktdienliche Ziele verfolgen. Netzdienliche Anwendungen dienen dazu, die Sicherheit, Leistungsfähigkeit und Effizienz des zugehörigen Verteilnetzes zu unterstützen. Marktdienliche Anwendungen dienen der wirtschaftlich optimalen Energielieferung für die angeschlossenen gebundenen Verteilnetzkunden.
Häufig agieren EVUs gleichzeitig oder ausschliesslich in einer zweiten Rolle, als Energielieferant oder Energiedienstleister für ungebundene Kunden auf dem freien Markt. Diese Rolle muss durch das Unbundling wirtschaftlich von der ersten regulierten Rolle als Netzbetreiber getrennt sein. Die EVUs haben dabei den eigenen wirtschaftlich optimalen Betrieb als Ziel und werden als Teil der folgenden Kategorie von Akteuren (Energiedienstleistungsunternehmen) betrachtet.
3. **Energiedienstleistungsunternehmen** sind Akteure, die auf eigene Assets oder auf Assets des Netzbetreibers beziehungsweise der Endkunden im Verteilnetz zugreifen, um Dienstleistungen für andere Akteure zu erbringen. Sie verfolgen den eigenen wirtschaftlich optimalen Betrieb als Ziel. Diese Gruppe umfasst zum Beispiel Produzenten, EVUs als Dienstleister für ungebundene Kunden auf dem freien Markt und Aggregatoren, die Pooling von verteilten Erzeugungsanlagen, Speichern und Lasten betreiben.

Weiterhin unterscheidet die Studie drei **Platzierungsarten von Batteriespeichersystemen** im Verteilnetz, die sich hinsichtlich ihrer **Anschlussform und Speichergösse** stark unterscheiden:

1. **Lokalspeicher (LS)** sind Systeme, die hinter dem Zähler («Behind-The-Meter») an einem bestehenden Verteilnetzanschluss angeschlossen sind und im gesamten Netz verteilt sind. Kleine Systeme in Einzelhaushalten haben einige kWh Speicherkapazität und einige kW Anschlussleistung, meist in Kombination mit Haushaltslasten und einer eigenen Anlage zur Elektrizitätserzeugung (z.B. PV). Mittlere Systeme in Industrieanlagen haben bis zu einigen 100 kWh Speicherkapazität und einigen 100 kW Anschlussleistung, meist in Kombination mit grossen elektrischen Lasten oder Erzeugern

(z.B. Schmelzöfen, Chemieanlagen, Gasturbinen). Je nach Höhe der möglichen Einspeisung der Speicheranlage (z.B. bis 10 kWp) werden diese über einen bidirektionalen Zähler gemeinsam mit der angeschlossenen Last erfasst. Werden die LS-Speicher auch über das Netz geladen, fallen dafür Netznutzungsentgelte an. Rückspeisungen in das Netz verursachen keine Netznutzungsentgelte.

2. **Quartierspeicher (QS)** sind mittlere Systeme mit eigenem Verteilnetzanschluss, die an einigen Knoten des Netzes konzentriert sind. Sie haben bis zu einigen 100 kWh Speicherkapazität und einigen 100 kW Anschlussleistung. Der Anschluss erfolgt in grösseren Überbauungen oder Quartieren über einen separaten Anschluss, mit oder ohne eigener Erzeugung, aber ohne direkt angeschlossene Last. Bei einem eigenen Netzanschluss des Speichers ohne angeschlossene Last wird eine separater Zähler für die Anlage installiert. Es wird durch die Branche empfohlen, dass für den Energiebezug zum Laden solcher Speicher ähnlich wie bei Pumpspeicheranlagen keine Netznutzungsentgelte erhoben werden, da die Energie nur zwischengespeichert und nicht verbraucht wird ([10], Art.4 [11]). In der aktuellen Vernehmlassung zur Teilrevision werden Batteriespeicher jedoch explizit als Endverbraucher mit Netzentgeltspflicht kategorisiert (Art. 2, Abs. 3 [12]), sofern sie nicht zum Antrieb von Pumpen in Pumpspeicheranlagen verwendet werden. Als Begründung für die unterschiedliche Behandlung von Pumpspeichern wird aufgeführt, dass diese im Unterschied zu anderen Speichertechnologien den Anreiz haben, sich system- und netzdienlich zu verhalten [13].
3. **Regionalspeicher (RS)** sind grosse Systeme die nahe des Mittelspannungsnetzes installiert werden können, oder sogar über einen eigenen Mittelspannungsnetzanschluss verfügen. Sie basieren meist auf Lithium-Ionen-Technologie, haben bis zu einigen MWh Speicherkapazität und bis zu einigen MW Anschlussleistung. Der Anschluss erfolgt in separaten Anlagen und meist ohne eigene Erzeugung.

3.2 Anwendungsfälle

Für die Kombinationen der Akteure und Platzierungsarten von Batteriespeichersystemen ergeben sich typische Anwendungsfälle, die in Tabelle 1 zusammengefasst sind.

3.2.1 A1: Eigenverbrauch durch Endkunden (Lokalspeicher)

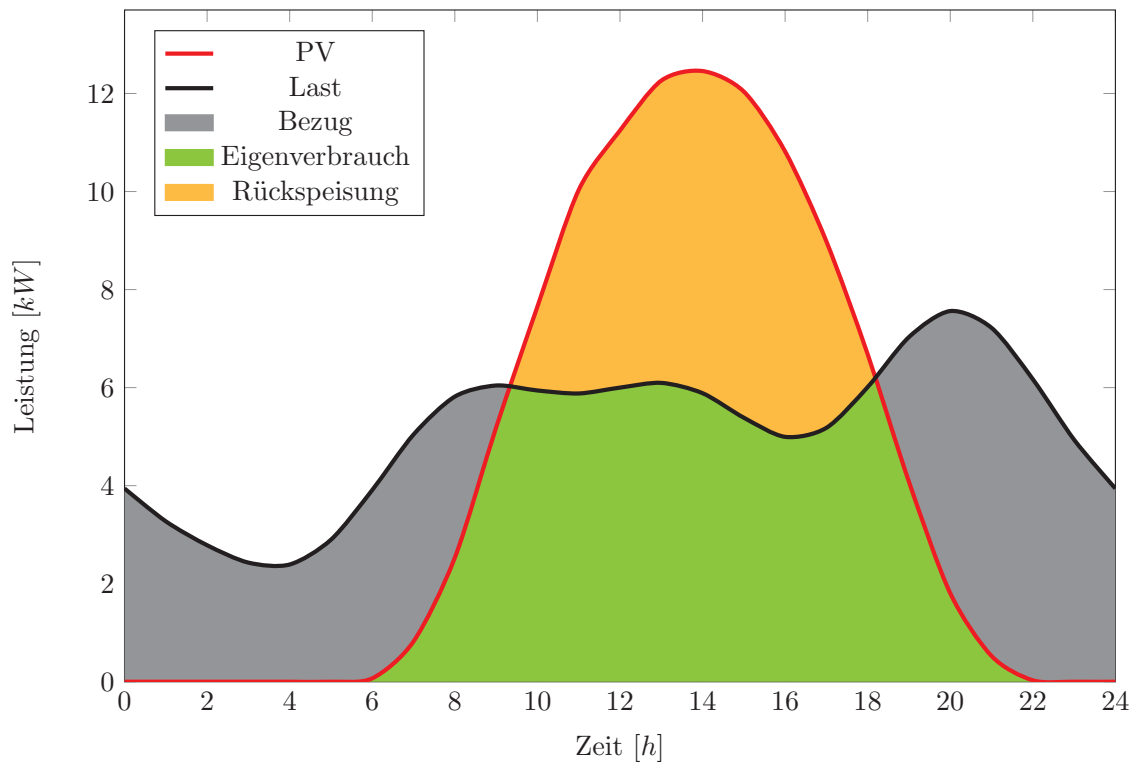
Hintergrund dieses Anwendungsfalles ist die Installation eines Batteriespeichers hinter dem Zähler eines Endkunden, der sowohl über Last, als auch eine eigene Produktionsanlage verfügt. Dies können zum Beispiel Haushalte oder Wirtschaftsgebäude mit PV-Anlagen sein. In jedem Fall muss die Anlage den Anschlussvorschriften des VNB genügen und geprüft werden. Mit dem Batteriespeicher kann der Eigenverbrauch des selbst produzierten Stromes erhöht und damit die Wirtschaftlichkeit der Gesamtanlage verbessert werden.

Eine wirtschaftlich Motivation für Eigenverbrauch liegt in der Preisdifferenz zwischen den Bezugskosten für Energie und der geringeren Vergütung von Rückspeisungen im Netz. Zur Illustration erfolgt die Umlage der Stromkosten auf den Endkunden mit einer reinen Arbeitskomponente, die zeitliche konstant ist. Allerdings wird zwischen der bezogenen Energiemenge E_{Bezug} und der rückgespeisten Energiemenge $E_{\text{Rück}}$ unterschieden, welche mit unterschiedlichen Tarifen $C_{\text{EK,Bezug}}^E$ und $C_{\text{EK,Rück}}^E$ verrechnet werden. Die Gesamtkosten des Endkunden setzen sich dann zusammen aus

$$C_{\text{EK}} = c_{\text{EK,Bezug}}^E \cdot E_{\text{Bezug}} - c_{\text{EK,Rück}}^E \cdot E_{\text{Rück}} \quad . \quad (11)$$

Da die Rückspeisevergütung meist deutlich geringer als die Bezugskosten sind, $C_{\text{EK,Rück}}^E \ll C_{\text{EK,Bezug}}^E$, ergibt sich die Motivation, den Eigenverbrauch zu erhöhen, um die Gesamtkosten des Endkunden zu senken. Dies kann zum Beispiel durch Batteriespeicher erfolgen, welche geladen werden, wenn mehr Leistung produziert als verbraucht wird und welche entladen werden, wenn mehr verbraucht als produziert wird. Eine Illustration des Eigenverbrauchs für ein typisches Einfamilienhaus ist in Abbildung 1 gezeigt.

Ohne Batterie



Mit Batterie

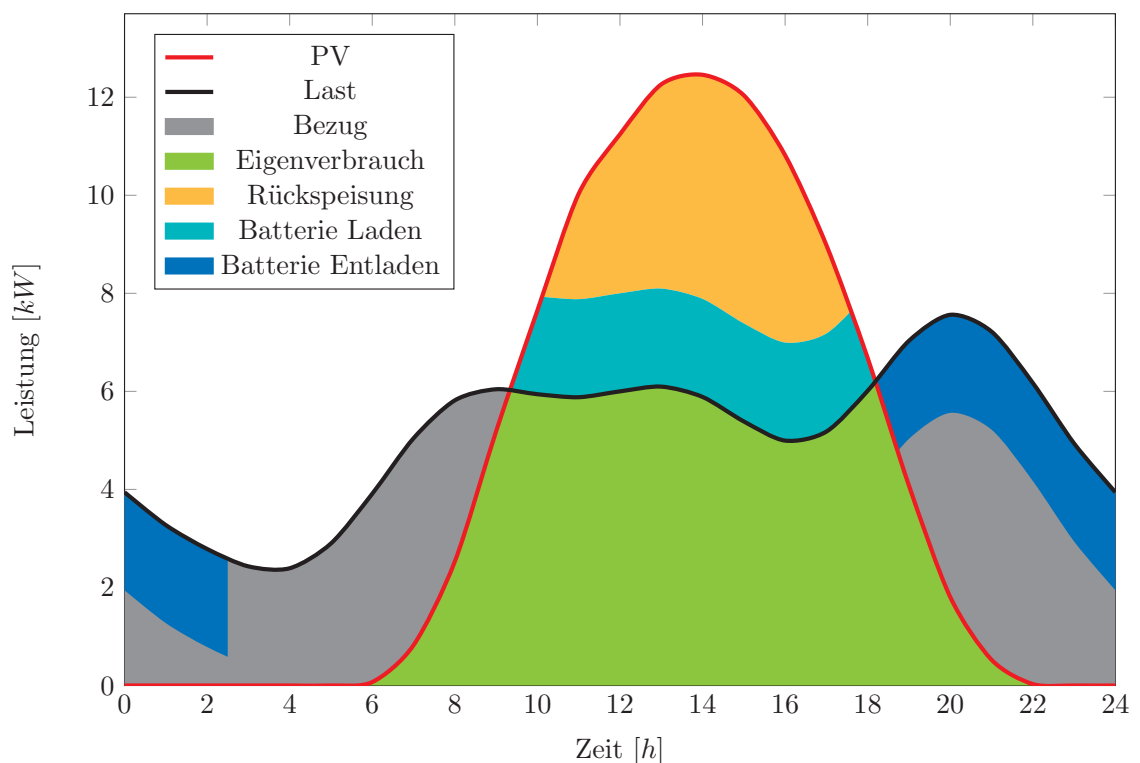


Abbildung 1: Illustration des Anwendungsfalls A1 (Eigenverbrauch):

Oben: Haushalt ohne Batterie. Die Leistungsspitzen der Haushaltslast und der PV-Anlage betragen ca. 8 kW und 13 kW. Die Differenzleistung wird durch das Netz kompensiert. Die farbigen Flächen kennzeichnen die Energiemenge für Bezug aus dem Netz, Rückspeisung in das Netz und Eigenverbrauch.

Unten: Haushalt mit Batterie. Mit einer Batterie von 2 kW Ladeleistung und einer Größe von ca. 16 kWh kann der Eigenverbrauch täglich um 16 kWh erhöht werden. Gleichzeitig wird die Spitzenleistung des Netzbezuges und der Rückspeisung gesenkt.

Der Endkunde kann bei diesem Anwendungsfall je verschobener Energieeinheit die Differenz zwischen Bezugskosten und Rückspeisekosten, also $C_{\text{EK,Bezug}}^E - C_{\text{EK,Rück}}^E$, sparen. Allerdings entstehen bei der Verwendung von Batteriespeichern auch Zusatzkosten je verschobener Energieeinheit, c_{batt} . Eine wirtschaftliche Motivation, den Eigenverbrauch mit Energiespeichern zu erhöhen, besteht nur, wenn

$$c_{\text{batt}} < C_{\text{EK,Bezug}}^E - C_{\text{EK,Rück}}^E \quad . \quad (12)$$

Dies trifft zum Beispiel zu, wenn die Bezugskosten $C_{\text{EK,Bezug}}^E = 20\text{Rp/kWh}$ betragen, die Rückspeisevergütung $C_{\text{EK,Rück}}^E = 5\text{Rp/kWh}$ beträgt und die Batteriekosten $c_{\text{batt}} = 150\text{CHF/MWh} = 15\text{Rp/kWh}$ unterschreiten. Bei zeitlich variablen Bezugskosten und Rückspeisevergütungen hängt die Grenze für die Wirtschaftlichkeit einer batteriegestützten Eigenverbrauchserhöhung zudem von den tatsächlichen Lastprofilen und Verbrauchsprofilen ab. Weitere Gründe für die Erhöhung des Eigenverbrauchs beinhalten den Wunsch nach Autarkie und einem eigenen Beitrag zur Energieerzeugung aus erneuerbaren Quellen.

3.2.2 A2: Lastspitzensenkung durch Endkunden (Lokalspeicher)

Lastspitzensenkung, auch bekannt als «Peak-shaving» ist der Anwendungsfall eines Endkunden, der seinen Maximalleistungsbedarf reduzieren will. Grundidee ist, zu Lastspitzenzeiten einen Teil der bezogenen Leistung durch Batteriespeicherentladung zu ersetzen. Zu Zeiten niedrigerer Leistung können die Speicher wieder aufgeladen werden. Motivation kann das Einhalten der Maximalleistung des Netzanschlusses des Endkunden sein, oder auch eine wirtschaftliche Optimierung der Stromkosten des Endkunden.

Bei höherem Leistungsbedarf der Endkunden enthalten die Stromkosten der Endverbraucher auch eine leistungsbezogene Komponente, also einen Leistungspreis $C_{\text{EK}}^P > 0$. Dies ist insbesondere auch bei Endkunden der Fall, die einen Energieverbrauch von mehr als 100 MWh pro Jahr haben und damit den Energielieferanten frei wählen können. Die Netznutzungskosten sind dann weiter ortsgebunden und werden mit einer leistungsbezogenen Komponente verrechnet. Je höher die Spitzenlast über einen bestimmten Zeitraum ist, desto höher fällt dieser Anteil aus.

Die wirtschaftliche Motivation entsteht aus der Reduktion der Stromkosten des Endkunden durch Absenkung der Leistungskomponente mit dem Leistungspreis C_{EK}^P . Angenommen die Lastspitze des Endkunden über einen Zeitraum beträgt $P_{\text{max},0}$ und kann durch Laden und Entladen eines Batteriespeichers auf $P_{\text{max,batt}} < P_{\text{max},0}$ reduziert werden. Wenn die dafür notwendige Lade- und Entladeenergie der Batterie E_{batt} beträgt und der kumulative Energiebedarf E_{Bezug} annähernd konstant bleibt, betragen die Stromkosten des Endkunden

$$C_{\text{EK}} = c_{\text{EK}}^E \cdot E_{\text{Bezug}} + c_{\text{EK}}^P \cdot P_{\text{max,batt}} \quad (13)$$

und die Batteriekosten des Endkunden

$$C_{\text{batt}} = c_{\text{batt}} \cdot E_{\text{batt}} \quad (14)$$

Abbildung 2 illustriert die Lastspitzensenkung. Die anfängliche Lastspitze beträgt $P_{\text{max},0} = 8.3\text{kW}$. Für ein gegebenes Lastprofil des Endkunden stehen die Grössen $P_{\text{max,batt}}$ und E_{batt} in einer festen Beziehung, die in einer Pareto-Kurve ausgedrückt werden kann. Die Pareto-Kurve drückt das Abwägen zwischen zwei Kosten aus: Zum einen die benötigte Batteriegrösse, dargestellt auf der x-Achse. Zum anderen die benötigte Maximalleistung $P_{\text{max,batt}}$, die mit der gewählten Batteriegrösse erzielt werden kann. Es ist zu erkennen, dass die Batteriespeicher einen Grenznutzen erreichen, bei dem keine weitere Lastspitzensenkung mehr möglich ist. Der tatsächlich gewählte Punkt auf der Pareto-Kurve hängt von den assoziierten Kosten für Maximallast und den Batteriespeicher ab.

Die Kostenfaktoren C_{EK}^P und c_{batt} erlauben dann sogar, für das gegebene Profil die optimale kostenminimierende Energiemenge eines Batteriezyklus E_{batt} und den dazugehörigen Leistungsspitzenwert $P_{\text{max,batt}}$ direkt zu bestimmen. Die dabei erzielbare Kosteneinsparung erhöht sich mit wachsenden Leistungskosten C_{EK}^P und sinkenden Batteriekosten c_{batt} . Der Einsatz von Batteriespeichern zur Lastspitzensenkung lohnt sich daher nur in einer Situation, wenn

$$c_{\text{batt}} E_{\text{batt}} < c_{\text{EK}}^P \cdot (P_{\text{max},0} - P_{\text{max,batt}}) \quad . \quad (15)$$

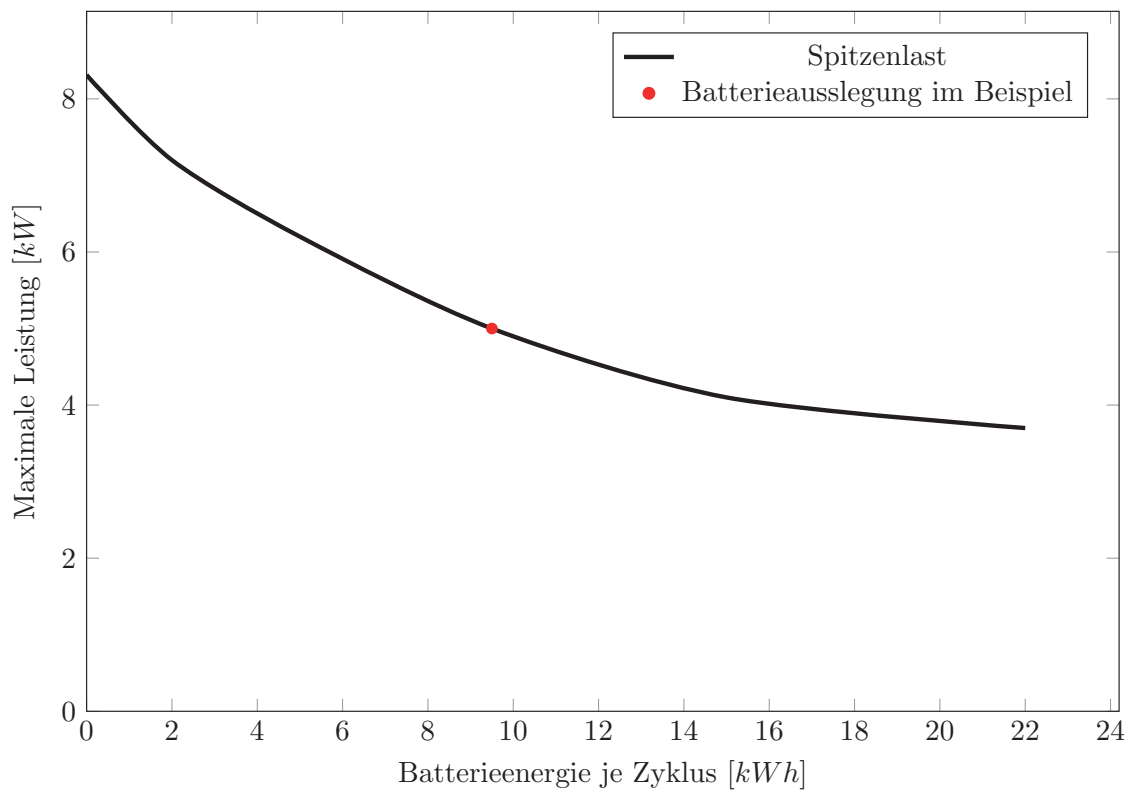
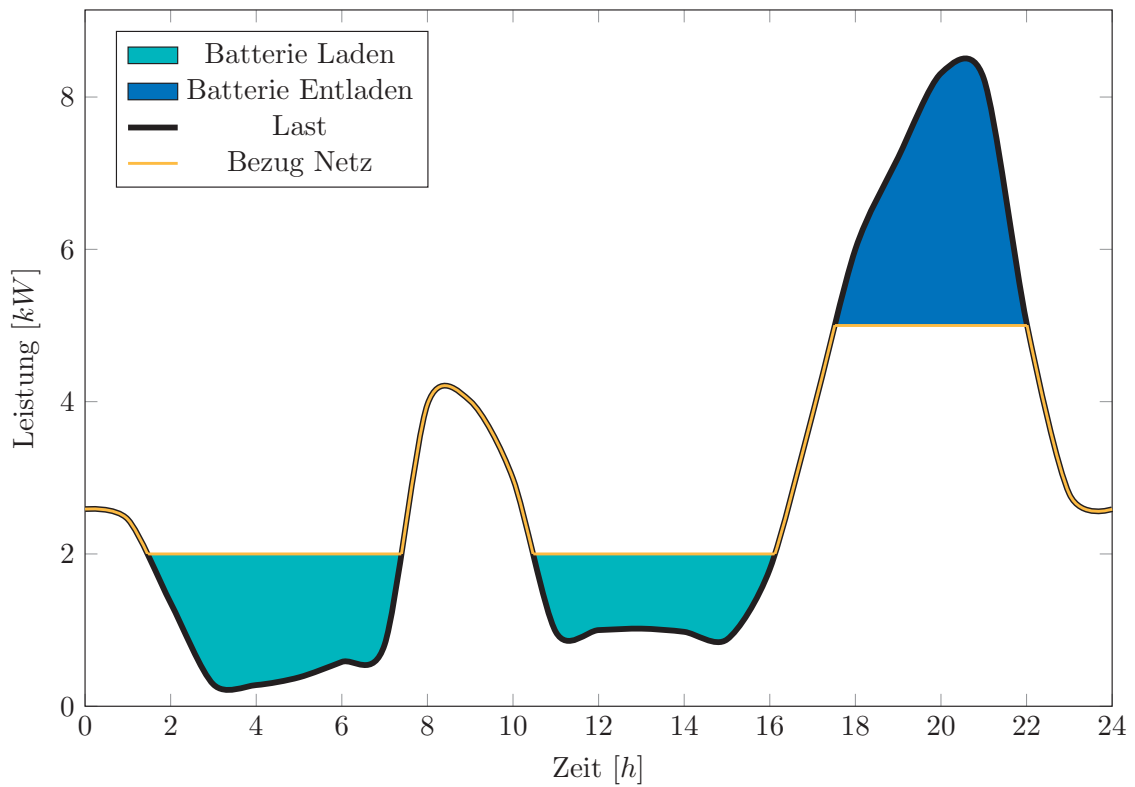


Abbildung 2: Illustration des Anwendungsfalls A2 (Peakshaving):

Oben: Lastprofile mit und ohne Batterie. Die Leistungsspitze für den Bezug aus dem Netz bei Verwendung einer 9.5 kWh Batterie können von 8.3 kW auf 5 kW gesenkt werden. Gleichzeitig steigt die Minimallast von 0.28 kW auf 2 kW. Die farbigen Flächen kennzeichnen die Energiemenge für das Laden und Entladen der Batterie.

Unten: Pareto-Kurve des gezeigten Lastprofils. Je mehr Batteriespeicher eingesetzt werden, desto weiter kann die Lastspitze gesenkt werden – von 8.3 kW bis zu 3.7 kW. Die gewählte Batterieauslegung – hier ein Batteriespeicher mit 9.5 kWh – hängt von Batteriekosten, Maximalleistungskosten und der Häufigkeit des Lastprofils ab.

Diese Berechnung macht mehrere Vereinfachungen:

- Die Batteriekosten C_{batt} hängen von dem tatsächlichen Lade- und Entlade-Zyklus ab, der benötigt wird, um die Lastspitzensenkung zu erreichen.
- Die Energieverluste durch Lade- und Entladevorgänge erfordern einen leicht erhöhten Energiebedarf EBezug. Typische Effizienzen für Lithium-Ionen-Batteriespeicher sind aber deutlich höher als 90%.
- Die Kosten und Einsparmöglichkeiten ändern sich bei erhöhter Variabilität der Lastprofile

3.2.3 A3: Flexible Beschaffung und Vermarktung von Energie durch Endkunden (Lokal- und Quartierspeicher)

Bis zu 100 MWh verbrauchter Energie pro Jahr rechnet der Endkunde seine bezogene Energie mit dem lokalen VNB ab [14]. Ausserdem nutzen viele Betreiber von Produktionsanlagen (bis 3 MW Leistung oder 5000 MWh Energiemenge [15]) für Einspeisungen die Rückspeisevergütung durch den lokalen VNB. Da die Bezugspreise (z.B. Tag- und Nachtтариф) und auch die Rückspeisevergütungen je nach VNB zeitlich variieren, kann es wirtschaftlich günstig sein, Lasten oder Rückspeisungen zeitlich zu verschieben. Batteriespeicher stellen eine Möglichkeit für solche zeitlichen Verschiebungen dar. Über 100 MWh verbrauchte Energie pro Jahr können die Endkunden nach [14] die Energie am freien Markt beschaffen. Prinzipiell kann durch den Endkunden produzierte Energie ebenfalls direkt vermarktet werden. Die Grosshandelspreise sind variabel und werden für eine bestimmte Periode und ein bestimmtes prognostiziertes Lastprofil festgelegt. Speicher stellen eine Möglichkeit dar, den Energiebezug (oder die Energieeinspeisung) zeitlich zu verschieben, hin zu Phasen mit niedrigeren (oder hohen) Energiekosten. Sie bieten ausserdem die Möglichkeit, sich gegen unerwartete Abweichungen von dem prognostizierten eigenen Last- oder Einspeiseprofil abzusichern.

Ist der Preis für den Energiebezug $C_{\text{EK}, k}^E$ zeitlich variabel, zum Beispiel mit Werten $k = 1, 2, \dots, 24$ für die verschiedenen Stunden eines Tages, kann die zeitliche Verschiebung des Energiebezugs Kostensparnis bringen. Wird eine Energiemenge E_{batt} durch den Batteriespeicher verschoben und ändert den durchschnittlichen Preis dieser Energie von $c_{\text{EK}, \text{hoch}}$ zu $c_{\text{EK}, \text{tief}} < c_{\text{EK}, \text{hoch}}$, beträgt die Kostenersparnis

$$\Delta C = (c_{\text{EK}, \text{hoch}} - c_{\text{EK}, \text{tief}} - c_{\text{batt}}) \cdot E_{\text{batt}} \quad . \quad (16)$$

Der Einsatz von Batteriespeichern zur Lastspitzensenkung lohnt sich daher nur in Situation wenn

$$c_{\text{batt}} < c_{\text{EK}, \text{hoch}} - c_{\text{EK}, \text{tief}} \quad . \quad (17)$$

Da die erzielbare Preisdifferenz mit zunehmender verschobener Energiemenge E_{batt} abnimmt, ergibt sich auch hier ein wirtschaftlich optimaler Wert für den Einsatz von Batteriespeichern zur Beschaffung von Energie.

Die Situation bei der optimierten Vermarktung von selbst produzierter Energie (geregelt im Energiegesetz [15]) verhält sich genau umgekehrt, nur dass hier versucht wird, möglichst hohe Preise zu erzielen.

3.2.4 A4: Netzdienliche Anwendung durch VNBs (Lokal- und Quartierspeicher)

Der VNB als Netzbetreiber und Lieferant für gebundene Kunden muss für den sicheren, zuverlässigen und effizienten Betrieb des Netzes sorgen. Batteriespeicher können dafür eine Unterstützung leisten.

- Koordinierter Speichereinsatz erlaubt an bestimmten Punkten des Netzes, die Lastspitzen oder Einspeisespitzen zeitlich zu verschieben, um Netzengpässe zu vermeiden.
- Ferner können die Wechselrichter der Speicher Blindleistungseinspeisungen vornehmen, um die Spannungshaltung im Netz zu unterstützen.
- Zukünftig können Batterien auch dynamische Anpassungen bei Kurzschlussituationen vornehmen, um rapide Leistungstransienten zu kompensieren und lokale Überstromsituationen, z.B. bei Schaltvorgängen, zu vermeiden

Damit können Batteriespeicher eine Ergänzung zum klassischen Netzausbau, dem Lastabwurf oder der Leistungsrosselung von Produktionsanlagen darstellen. Ein entsprechender Einsatz lohnt sich nur

wenn die erwarteten Batteriekosten $c_{\text{batt}} \cdot E_{\text{batt}}$ kleiner sind als die Kosten der Alternativlösungen. Hierbei spielt die erwartete Häufigkeit und Stärke der Engpasssituationen eine Rolle

Neben eigenen Speichern des VNBs im Verteilnetz kann diese Anwendung mit entsprechenden vertraglichen Regelungen auch mit Batteriespeichern erfolgen, die beim Endkunden installiert sind. Da sie so den VNB bei seiner Aufgabe des sicheren Netzbetriebes unterstützen, können die entstandenen Kosten für die Batteriespeicherabnutzung mit den Netznutzungsentgelten verrechnet werden. Diese Verrechnung muss getrennt werden von anderen Verwendungen der Batteriespeicheranlagen, welche vom VNB in der Rolle als Dienstleister eingesetzt werden.

3.2.5 A5: Bereitstellung Regelenergie (Regionalspeicher)

Grosse Batteriespeichersysteme können auch für die Teilnahme am Regelenergiemarkt von Swissgrid genutzt werden. Die Untergrenzen dafür betragen 1 MW (Primärregelleistung) und 5 MW (Sekundärregelleistung). Die Akteure für die Vermarktung sind entweder Dienstleister oder als Dienstleister agierende VNBs [16, 17].

Regelenergie wird je nach Art mit einem Preis für die Leistungsvorhaltung, $c_{\text{SDL},P}$ und einem Preis für die abgerufene Energiemenge $c_{\text{SDL},E}$ vergütet.

Auf der Kostenseite dieses Anwendungsfalls stehen die Batteriekosten mit dem Tarif c_{batt} und die Energiekosten zum Laden der Batterie mit dem Tarif $c_{E,\text{Bezug}}$ welche mit der abgerufenen Regelenergiemenge E_{SDL} multipliziert werden. Auf der Gewinnseite stehen die Vergütung für die Leistungsvorhaltung $c_{\text{SDL},P} \cdot P_{\text{batt}}$ mit der bereitgehaltenen Batterieleistung P_{batt} und die Vergütung für die abgerufenen Regelenergiemenge $c_{\text{SDL},E} \cdot E_{\text{SDL}}$. Der Einsatz von Batteriespeichern für die Bereitstellung von Regelenergie lohnt sich daher nur, wenn

$$(c_{E,\text{Bezug}} + c_{\text{batt}}) \cdot E_{\text{SDL}} < c_{\text{SDL},P} \cdot P_{\text{batt}} + c_{\text{SDL},E} \cdot E_{\text{SDL}} \quad . \quad [18]$$

Es ist klar, dass diese Bedingung, selbst wenn alle Kostenfaktoren genau bekannt sind, stark von Prognosen abhängt, da die Abrufhäufigkeit und damit die Abrufenergie E_{SDL} in einem gegebenen Zeitraum stark von externen Faktoren abhängig ist. Kommt es zum Beispiel nie zum Abruf, also $E_{\text{SDL}} = 0\text{MWh}$, entstehen auf Kostenseite nur die in dieser Rechnung nicht berücksichtigten Fixkostenanteile für Batterien die nicht ge- oder entladen werden; auf Gewinnseite steht jedoch die volle Leistungsvergütung $c_{\text{SDL},P} \cdot P_{\text{batt}}$.

Batteriespeicher können ihre Leistungseinspeisung sehr schnell anpassen und damit potenziell auch für noch schnellere zukünftige Regelleistungsprodukte, bis hin in den dynamischen Bereich, verwendet werden.

3.2.6 A6: Flexible Beschaffung und Vermarktung von Energie durch VNBs (Lokal-, Quartier- und Regionalspeicher)

Der VNB als Netzbetreiber und Lieferant für gebundene Kunden kann sich mit Batteriespeichern zusätzliche Flexibilität bei der Energiebeschaffung am Terminmarkt, Spotmarkt oder Intradaymarkt verschaffen. Damit kann die Leistungsbilanz des eigenen Netzbereiches oder der Bilanzgruppe ausgeglichen werden.

Da es bei positiven Abweichungen von der prognostizierten Energiemenge der Bilanzgruppe, also einer zu hohen Last, zu Strafzahlungen mit dem Energiepreis c_{BG} kommt, kann es sich lohnen, diese Abweichungen mit Batteriespeichern zu kompensieren. Neben den Batteriekosten c_{batt} muss dabei auf der Kostenseite auch der zu einem früheren Zeitpunkt realisierte Bezugspreis $c_{\text{VNB,Bezug}}^E$ der zwischengespeicherten Energie berücksichtigt werden. Der Einsatz von Batteriespeichern für das Bilanzgruppenmanagement lohnt sich daher nur, wenn

$$c_{\text{batt}} + c_{\text{VNB,Bezug}}^E < c_{\text{BG}} \quad [19]$$

Analog kann die Rechnung für negative Bilanzgruppenabweichungen, also zu geringer Last, geführt werden, wobei die Batterien dann vorübergehend geladen werden, und zu einem späteren Zeitpunkt zu einem Tarif $C_{\text{VNB,Rück}}^E$ entladen werden müssen.

Ausserdem gibt es für VNBs wie im Anwendungsfall A3 bei Endkunden die Möglichkeit für Arbitragegeschäfte zur Ausnutzung von Schwankungen des Elektrizitätspreises. Neben eigenen LS-, QS- oder RS-Anlagen des VNBs im Verteilnetz kann diese Anwendung mit entsprechenden vertraglichen Regelungen auch mit Batteriespeichern erfolgen, die bei Endkunden im eigenen Netz installiert sind. Da die Speicher für die effiziente Energiebeschaffung der angeschlossenen Kunden verwendet werden, werden die erzielten Einsparungen und anfallenden Batteriekosten an die Kunden weitergereicht.

3.2.7 A4a, A5a, A6a: Anwendungsfälle mit Aggregation durch einen Dienstleister (vor allem Lokalspeicher)

Energiedienstleister und VNBs, die als solche agieren, können die Umsetzung aller Anwendungsfälle A1–A6 im Auftrag der Endkunden, im Auftrag der VNBs oder aus Eigeninitiative übernehmen. Zusätzlich ergeben sich für Energiedienstleister weitere Anwendungsfälle, bei denen die benötigte flexible Energie im Verteilnetz durch Aggregation bei den Endkunden beschafft wird. Für das Pooling beziehungsweise die Schwarmverwendung von Batteriespeichern gibt es verschiedene Anwendungsbeispiele.

- Der Energiedienstleister kann eine Mittlerrolle zwischen Endkunden und VNBs einnehmen, um letzterem aggregierte Flexibilitäten zur Beseitigung von Netzengpässen zu verkaufen (A4a).
- Der Energiedienstleister kann aggregierte Flexibilitäten von verteilten Batteriespeichern als Regelleistung an Swissgrid verkaufen (A5a), sofern die aggregierte Leistung insgesamt über 1 MW (Primärregelleistung) oder 5 MW (Sekundärregelleistung) beträgt.
- Der Energiedienstleister kann aggregierte Energie der Endkunden dem VNB verkaufen, um die Energiebilanz des Netzbereiches auszugleichen (A6a).
- Der Energiedienstleister kann mit den aggregierten Flexibilitäten Arbitragegeschäfte auf eigene Rechnung vornehmen.
- Zukünftig könnten Batteriespeicher auch Teil von Pooling-Lösungen zur Erbringung einer strategischen Energiereserve sein [18].

Bei allen Anwendungsfällen mit einem Energiedienstleister gilt ein besonderes Augenmerk den regulatorischen Vorschriften. Zum Beispiel kann A5a bei gleichzeitigem Abruf der Reserveenergie zu Engpässen im Verteilnetz führen, und damit den sicheren Netzbetrieb durch den VNB erschweren. Dies gilt insbesondere, wenn dem VNB nicht bekannt ist welche Flexibilitäten simultan abgerufen werden können und je nach Verteilung der teilnehmenden Batteriespeicher den Gleichzeitigkeitsfaktor des Netzes stark erhöhen können.

3.2.8 Zusammenfassung der heutigen Anwendungsfälle

Tabelle 1 gibt einen Überblick der heutigen Anwendungsfälle (A1–A6 und A4a–A6a) bezüglich der Akteure und der relevanten Speicherplatzierung.

Es ist zu erwarten, dass sich die technischen und regulatorischen Rahmenbedingungen zukünftig weiter ändern werden. Zum Beispiel könnte langfristig die jährlichen Energiegrenze zur Beschaffung am freien Markt weiter absinken, hin zu einem liquideren Energiemarkt. Dadurch würden sich die Rückspeisepreise und Bezugspreise von elektrischer Energie weiter annähern und die wirtschaftliche Motivation zum Eigenverbrauch würde reduziert werden. Bei einem vollkommen freien Zugang zum Energiemarkt besteht die wirtschaftliche Motivation für den Eigenverbrauch dann nur noch aus der Reduktion der Kosten für Systemdienstleistung C_{SDL} , Netznutzungskosten C_{NNK} und den Gebühren C_{KEV} und C_{GA} . Auf der anderen Seite könnten die Kosten für Produktionsanlagen und Speicher weiter sinken, so dass der Anreiz für Eigenverbrauch dennoch weiterhin besteht oder gar zunimmt.

Weitere Anwendungsfälle von Batteriespeichern wie die Spannungshaltungsunterstützung, dynamische Netzunterstützung als virtueller Synchrongenerator oder die Unterstützung beim Netzaufbau sind zukünftig denkbar, aber noch Gegenstand aktueller Forschung.

Akteur	Speicherplatzierung		
	Lokalspeicher	Quartierspeicher	Regionalspeicher
Endkunde	A1: Eigenverbrauch		
	A2: Lastspitzensenkung		
	A3: Flexible Beschaffung und Vermarktung von Energie		
Verteilnetzbetreiber	A4: Netzdienliche Anwendung		
	A6: Flexible Beschaffung und Vermarktung von Energie		
Energiedienstleister	A4a: Aggregierte Netzdienliche Anwendung		A5: Bereitstellung Regelenergie
	A5a: Aggregierte Bereitstellung Regelenergie		
	A6a: Aggregierte Beschaffung und Vermarktung von Energie		

Tabelle 1: Überblick der Anwendungsfälle für Batteriespeicher für verschiedene Akteure und Speicherplatzierungen

3.2.9 A7: Optimierte Anwendung von Batteriespeichersystemen (freie Platzierung)

Bei der optimierten Anwendung von Batteriespeichersystemen wird eine zukünftige Perspektive gewählt, bei der Betrieb und die Planung des Netzes mit allen Akteuren zentral erfolgt. Ziel ist eine **gesamtwirtschaftliche Optimierung**, um festzustellen wie das Energiesystem der Zukunft aussehen könnte und welche Rolle der Einsatz von Batteriespeichern im Verteilnetz dabei spielen könnte.

Die Aussagen stützen sich dabei auf Resultate der Forschungsergebnisse [4, 19] die folgende Annahmen treffen.

- Die Planung und der Betrieb des Netzes verfolgen ein gesamtwirtschaftliche Optimierung der Gesamtkosten, solange ein sicherer Betrieb des Verteilnetzes gewährleistet ist.
- Die Netzstruktur mit der Trennung von Übertragungs- und Verteilnetz wird dabei beibehalten, um die optimal Platzierung von Batteriespeichersystemen im Verteilnetz zu untersuchen.
- Die Ziele der individuellen Akteure und aktuelle regulatorische Randbedingungen werden nicht einzeln berücksichtigt. Individuelle Kosten, zum Beispiel unterschiedliche Tarife für Ein- und Ausspeisungen von Energie für einzelne Akteure, werden damit ebenfalls nicht betrachtet.
- Die technische Sicherheit des Netzes stellt eine Randbedingung dar.
- Die Untersuchung unterscheidet ferner zwischen Netzen mit städtischem, ländlichem oder isoliertem Charakter und verschiedener Durchdringung mit verteilter erneuerbarer Energie wie PV-Anlagen. Der Einsatz von Batteriespeichern nicht isoliert betrachtet sondern mit alternativen Strategien koordiniert. Es werden verschiedene alternative Strategien erwogen, um den Netzbetrieb kostenoptimal und sicher zu gewährleisten. Zu diesen Strategien gehören:
 - Verwendung von Batteriespeichern variabler Grösse
 - klassischer Netzausbau (mehr Leitungen, Kabel, Trafos),
 - Produktionsregelung (insbesondere Abregelung von erneuerbaren Energiequellen),
 - Lastregelung (zeitliche Verschiebung von Haushaltslasten).
 - Blindleistungsunterstützung durch die PV-Wechselrichter

4 AUSWIRKUNGEN AUF DAS GESAMTENERGIESYSTEM

Dieser Abschnitt untersucht die Auswirkungen der in Abschnitt 2 vorgestellten Anwendungsfälle auf das Gesamtenergiesystem. Die Diskussion ist entlang von drei Hauptaspekten strukturiert:

1. Auswirkungen auf die **Stromkosten:**
Dies umfasst vor allem den zu erwartenden Trend der gesamten Stromkosten, die dann auf die Endkunden umgelegt werden. Je nach Fall wird ausserdem die Auswirkung auf einzelne Akteure diskutiert. Da die zugrundeliegenden Stromkosten aus verschiedenen Komponenten bestehen, werden die entsprechenden Auswirkungen einzeln aufgezeigt und danach der Gesamttrend abgeschätzt.
2. Auswirkungen auf die **Netzsicherheit:**
Dies umfasst die Sicherheit vor Netzüberlastungen, Leistungsfluktuationen sowie Cybersicherheit, welche einzeln diskutiert werden.
3. Auswirkungen auf **Externalitäten:**
Diese umfassen ökologische, soziale und wirtschaftliche Auswirkungen

4.1 Auswirkungen auf die Stromkosten

In diesem Abschnitt werden die Auswirkungen von Batteriespeichern im Verteilnetz auf die allgemeinen Stromkosten betrachtet, welche auf die Endverbraucher umgelegt werden. Ziel der Diskussion ist eine Art Sensitivitätsanalyse, wie sich die Stromkosten ändern, wenn es zum breiten Einsatz der einzelnen Anwendungsfälle kommt.

Die Stromkosten C_{Strom} sind eine zentrale Komponente des Gesamtenergiesystems der Schweiz und setzen sich gemäss Abschnitt 2.1.2 aus mehreren Komponenten zusammen [7], die einzeln betrachtet werden. Die Umlage der Stromkosten auf die einzelnen Endverbraucher hängt gemäss Abschnitt 2.1.3 von deren Einteilung in die entsprechenden Verbraucherkategorien ab. Wenn ein Anwendungsfall spezielle Auswirkungen auf einzelne Verbraucher hat, z.B. in der Nachbarschaft eines lokalen Batteriespeichers, werden diese separat aufgeführt und gekennzeichnet. Ansonsten betreffen die meisten der aufgeführten Auswirkungen die allgemeinen Stromkosten aller Endverbraucher gleichermassen. Die Batteriekosten c_{batt} fliessen nicht als eigene Kostenkomponente in die Stromkosten ein, wirken sich aber in allen Anwendungsfällen indirekt auf die Stromkosten aus.

Die Kostenkomponente für die Einspeisevergütung C_{KEV} wird in den meisten Anwendungsfällen der Speicher nicht beeinflusst und wird daher nicht separat aufgeführt. Allgemein ist mit dem neuen Energiegesetz [15] mit einer tendenziellen Abnahme des Netzzuschlages zu rechnen. Auch die Komponente für allgemeine Gebühren und Abgaben C_{bA} ist in allen Anwendungsfällen konstant und wird daher nicht separat aufgeführt.

Die Bewertungen der Trends für die einzelnen Kostenkomponenten sind qualitativ, die absolute Änderung der Stromkosten hängt vom Umfang und der Art des Einsatzes der Batteriespeicher ab.

4.1.1 A1: Eigenverbrauch durch Endkunden (Lokalspeicher)

Die Auswirkungen auf die allgemeinen Stromkosten sind in der Tabelle zusammengefasst.

Kosten	Trend	Erklärung
C_E	↘	Höherer Eigenverbrauch kann die Nachfrage während Spitzenlastzeiten, z.B. in den Abendstunden, reduzieren. Der Energiepreis zu Spitzenlastzeiten ist eher hoch und nimmt damit ab. Durch die im Durchschnitt geringeren Grenzkosten der produzierten Energie und den Anreiz für Erhöhung der Produktionskapazität beim Endkunden kommt es damit tendenziell zur Abnahme der allgemeinen Stromkosten.
C_{SDL}	↘	Tendenziell leichte Abnahme wegen tendenziell höherer PV-Einspeisung und damit stärker verteilter Erzeugung, die besser vor Einzelausfällen geschützt ist und damit weniger Regenergie benötigt.
C_{NNK}	↘	Langfristig tendenziell Abnahme wegen kleinerer benötigter Anschlussleistung der Endkunden und geringerer Netzbelastung im Verteilnetz und Übertragungsnetz zu Spitzenlastzeiten. Kurz- und mittelfristig fallen weiter Abschreibungs- und Instandhaltungskosten an.

Der Gesamttrend der Stromkosten ist wie folgt:

- Bei **konstanter Produktionskapazität** beim Endkunden mit Eigenverbrauchserhöhung nimmt die Nachfrage zu Spitzenlastzeiten wie in den Abendstunden tendenziell ab. Im Gegenzug laden sich die Batteriespeicher zu Niedriglastzeiten wieder auf. Dadurch werden die durchschnittlichen Grenzkosten der Energieproduktion tendenziell gesenkt und es kommt zu einer **Abnahme der Stromkosten**.
- Durch die Eigenverbrauchserhöhung ist zudem eine Motivation für **zunehmende Produktionskapazität** beim Endkunden gegeben. Damit entsteht ein weiterer Trend zu einer **Abnahme der Stromkosten** aufgrund einer erhöhten Einspeisung von Erneuerbaren und der damit einhergehenden Verdrängung von Produktionsanlagen mit hohen Grenzkosten.
- Weiterhin **sinkt tendenziell die zeitliche Volatilität** der Stromkosten, da die Batterien zu Niedrigpreisen laden und zu Hochpreisen entladen.
- Für die **Endkunden in der lokalen Nachbarschaft des Batteriespeichers** kommt es tendenziell zu einer **Zunahme** der Stromkosten. Grund ist, dass die Netznutzungskosten C_{NNK} über den Energieverbrauch abgerechnet werden und damit durch weniger Verbraucher getragen werden. Die genaue Höhe dieser tendenziellen Zunahmen hängt vor allem vom Autarkiegrad des Endverbrauchers ab und kann z.B. durch einen Grundpreis bei der Abrechnung der Netznutzungskosten kompensiert werden.
- Für die **Endkunden mit Batteriespeicher** ist die Entwicklung der Stromkosten identisch zu derjenigen der Nachbarschaft. Allerdings sinken die Stromkosten aufgrund der geringeren Energiemenge die vom Netz bezogen wird – die ursprüngliche Motivation der Eigenverbrauchserhöhung.

4.1.2 A2: Lastspitzensenkung durch Endkunden (Lokalspeicher)

Die Auswirkungen auf die allgemeinen Stromkosten sind in der Tabelle zusammengefasst.

Kosten	Trend	Erklärung
C_E	↘	Gleicher Gesamtenergiebedarf, aber tendenziell weniger Nachfrage während Spitzenlastzeiten. Durch die im Durchschnitt geringeren Grenzkosten der produzierten Energie kommt es damit zur Abnahme der allgemeinen Stromkosten. Ausserdem kommt es zu einer Abnahme der zeitlichen Volatilität der Stromkosten.
C_{SDL}	↘	Langfristig tendenziell leichte Abnahme wegen gleichmässigeren Profilen, weniger kurzfristigen Schwankungen und Nachfragesprüngen.
C_{NNK}	↘	Langfristig leichte Abnahme wegen kleinerer benötigter Anschlussleistung der Endkunden und geringerer Netzbelastung vor allem im lokalen Verteilnetz, aber auch im Übertragungsnetz. Kurz- und mittelfristig fallen weiter Abschreibungs- und Instandhaltungskosten an.

Der Gesamttrend der Stromkosten ist wie folgt:

- Allgemein entsteht ein Trend zu einer leichten Abnahme der Stromkosten aufgrund der Reduktion von Nachfragepeaks und der Belastung des Übertragungsnetzes.
- Für die Endkunden in der lokalen Nachbarschaft des Batteriespeichers kommt es tendenziell zu einer Abnahme der Stromkosten. Grund ist, dass die lokalen Netznutzungskosten C_{NNK} durch die geringere Spitzenbelastung langfristig sinken. Die Höhe dieser tendenziellen Abnahme hängt von den nicht durch die Lastspitzensenkung beeinflussten Netznutzungskosten ab.
- Für die Endkunden mit Batteriespeicher kommt es zu einer deutlichen Abnahme der Stromkosten durch die geringer Spitzenleistung – die ursprüngliche Motivation der Lastspitzensenkung.

4.1.3 A3: Flexible Beschaffung und Vermarktung von Energie durch Endkunden (Lokal- und Quartierspeicher)

Die Auswirkungen auf die allgemeinen Stromkosten sind in der Tabelle zusammengefasst.

Kosten	Trend	Erklärung
C_E	↓	Günstigere Energiebeschaffung oder Energievermarktung des Endkunden und damit weniger Nachfrage während Spitzenlastzeiten. Durch die im Durchschnitt geringeren Grenzkosten der produzierten Energie kommt es damit zur Abnahme der allgemeinen Stromkosten. Ausserdem kommt es zu einer Abnahme der zeitlichen Volatilität der Stromkosten.
C_{SDL}	→	Kein Einfluss auf die Volatilität und Ausfallwahrscheinlichkeit der Produktionsanlagen.
C_{NNK}	→	Netznutzungskosten können durch flexible Beschaffung sowohl zunehmen als auch abnehmen. Es kann zu einer Zunahme kommen, wenn ein hoher Energiepreis mit hoher Netzbelastung durch Produktion im Verteilnetz korreliert (viel Produktion im Verteilnetz, lokale Leistungsflussumkehr). Es kann zu einer Abnahme kommen, wenn ein hoher Energiepreis mit hoher Netzbelastung durch Nachfrage im Verteilnetz korreliert (geringe Produktion im Verteilnetz).

Der Gesamttrend der Stromkosten ist wie folgt:

- **Allgemein** entsteht ein Trend zu einer **Abnahme** der Stromkosten aufgrund der Reduktion der Nachfrage zu Hochpreiszeiten.
- Für die **Endkunden in der lokalen Nachbarschaft des Batteriespeichers** kommt es zu keiner spezifischen Änderung der Stromkosten, sondern ebenso zum Trend der Abnahme wie bei den allgemeinen Stromkosten.
- Für die **Endkunden mit Batteriespeicher** kommt es zu einer **Abnahme** der Stromkosten für den Bezug durch gezielte Nutzung von geringeren Energiepreisen.

4.1.4 A4 und A4a: Netzdienliche Anwendung (Lokal- und Quartierspeicher)

Kosten	Trend	Erklärung
C_E	→	Kein Einfluss auf den Energiebezug.
C_{SDL}	→	Kein Einfluss auf die Volatilität und Ausfallwahrscheinlichkeit der Produktionsanlagen.
C_{NNK}	↓	Abnahme der Netznutzungskosten, da Batteriespeicher eingesetzt werden, wenn sie günstiger sind als die alternativen Ansätze (Verteilnetzausbau, Lastregelung). Das gilt sowohl für zentrale netzdienliche Anwendungen (A4) als auch aggregierte Beschaffung von netzdienlichen Anwendungen (A4a).

Der Gesamttrend der Stromkosten ist wie folgt:

- Für die **Endkunden im Verteilnetz mit netzdienlichen Anwendungen** kommt es zur tendenziellen Abnahme der Netznutzungskosten und damit der allgemeinen Stromkosten.

4.1.5 A5 und A5a: Bereitstellung Regelenergie (Lokal-, Quartier- und Regionalspeicher)

Die Auswirkungen auf die allgemeinen Stromkosten sind in der Tabelle zusammengefasst.

Kosten	Trend	Erklärung
C_E	→	Kein Einfluss auf den Energiebezug.
C_{SDL}	↓	Abnahme da Regelenergie günstiger beschafft werden kann durch erweitertes Angebot mit Batteriespeichern.
C_{NNK}	↗	Bei Regelenergiebeschaffung durch grosse zentrale Batteriespeicher keine Änderungen der Netznutzungskosten. Bei Regelenergiebeschaffung durch verteilte Batteriespeicher im Verteilnetz (A5a) Zunahme der verteilnetzbezogenen Netznutzungskosten, da Schwankungen durch Regelenergieabruf nicht planbar sind und einkalkuliert werden müssen.

Der Gesamttrend der Stromkosten ist wie folgt:

- **Allgemein** entsteht ein Trend zu einer **Abnahme** der Stromkosten aufgrund der günstigeren Beschaffung von Systemdienstleistungen, vor allem von Regelenergie.
- Bei Beschaffung von verteilter Regelenergie könnte es für **Endkunden im lokalen Verteilnetz der Batteriespeicher** zu einer Zunahme der Netznutzungskosten und damit zu einer Zunahme der Stromkosten kommen.
- Eine Zunahme des lokalen Energiepreises durch stärkere Bilanzgruppenfehler während des Regelenergieabrufs ist nicht zu erwarten, da die betroffenen Leistungsänderungen separat erfasst werden müssen.

4.1.6 A6 und A6a: Flexible Beschaffung und Vermarktung von Energie (Lokal-, Quartier- und Regionalspeicher)

Die Auswirkungen auf die allgemeinen Stromkosten sind in der Tabelle zusammengefasst.

Kosten	Trend	Erklärung
C_E	↘	Günstigere Energiebeschaffung oder Energievermarktung durch den VNB als Lieferant für gebundene Kunden führt zu tendenziell günstigeren Energiekosten für alle Endkunden. Beispielsweise können die Batteriespeicher das effiziente Bilanzgruppenmanagement unterstützen und verringern damit die Zahlungen des VNBs für Fahrplanabweichungen. Dies gilt sowohl für die direkte Anwendung des VNB mit grossen zentralen Energiespeichern (A6) als auch für die Anwendung durch die Aggregation von verteilten Batteriespeichern (A6a).
C_{SDL}	→	Kein Einfluss auf die Volatilität und Ausfallwahrscheinlichkeit der Produktionsanlagen.
C_{NNK}	→	Netznutzungskosten sind nicht direkt von der Beschaffung der Energie betroffen.

Der Gesamttrend der Stromkosten ist wie folgt:

- Für die Endkunden des VNB mit Batteriespeicher kommt es zu einer Abnahme der Stromkosten aufgrund effizienterer Energiebeschaffung und Bilanzgruppenmanagement durch den VNB.
- Allgemein entsteht ein Trend zu einer leichten Abnahme der Stromkosten aufgrund der Reduktion der Nachfrage zu Hochpreiszeiten.

4.1.7 A7: Optimierte Anwendung von Batteriespeichersystemen (freie Platzierung)

Die optimierte Anwendung von Batteriespeichersystemen verfolgt in den Studien [4, 19] eine Optimierung der Gesamtkosten für Betrieb und Planung des Verteilnetzes einschliesslich Strombeschaffung, Komponentenverschleiss und Netzausbau.

Die erzielbaren Kosten stellen das gesamtwirtschaftliche Optimum des Verteilnetzes unter den gegebenen Annahmen dar. Die Umlegung der Kosten auf die Einzelakteure ist dabei nicht festgelegt. Ferner gehen die Studien von einer zentralen Optimierung aus, die Entscheidung zur Ladung und Entladung wird also nicht vom Endkunden getroffen. Mit den in Abschnitt 3.2.9 formulierten Randbedingung lassen sich folgende Trends beobachten, die zu einer Senkung der Stromkosten führen:

- Die Verteilung der Batteriespeicher wird günstigerweise nahe von Knoten mit volatilen Leistungsprofilen, also z.B. PV-Anlagen, gewählt.
- Die Grösse der eingesetzten Batteriespeicher korreliert mit der Grösse der eingesetzten PV-Anlage.

- Bei ländlichen und isolierten Netzen sind Batteriespeicher viel eher gesamtkostenoptimal als in städtischen Netzen.
- Bei städtischen Netzen sind grössere zentrale Speicher je nach Umrichter­kosten oft günstiger als verteilte Lösungen.
- Die Verwendung von Batteriespeichern hängt von der Häufigkeit und Höhe der Verteilnetzüberlastung ab. Kommt es häufig zu hohen Verteilnetzüberlastungen, ist klassischer Netzausbau oft günstiger. Kommt es nur an wenigen Tagen im Jahr zu geringen Verteilnetzüberlastungen, sind Batteriespeicher oft die günstigere Lösung.
- Eine Alternative zu Batteriespeichern mit ähnlichem Anwendungsprofil sind die Regelung von Produktionsanlagen oder Lasten.
- Die ultimative Wahl der günstigsten Lösung hängt von den assoziierten Kostenfaktoren ab. Je nach Stromkosten für die Energiebeschaffung, Batteriekosten, Netzausbaukosten und Konsumentensensitivität auf Last-Einschränkungen dominiert eine der Lösungsstrategien oder Kombinationen von Lösungsstrategien. Die optimale Lösung kann für ein gegebenes Netz und PV-Profil als Entscheidungsebene dargestellt werden.
- Bei viel installierter PV-Kapazität im Verteilnetz kann es aufgrund der PV-Einspeisung zu Überlastungen und Engpässen im Verteilnetz kommen. Wenn dies nur an wenigen Stunden im Jahr passiert, kann es effizienter sein, die PV-Einspeisung durch Abregelung zu begrenzen und das Netz nicht für die volle Anschlussleistung auszubauen.
- Die Regelung von Haushaltslasten hat einen starken Einfluss auf die Lösungsstrategie. Da die assoziierten Kosten meist individuell und sehr hoch sind, wurden diese Szenarien in der Studie [4] getrennt betrachtet. In jedem Fall bedingt eine erhöhte Flexibilität der Lasten grosse Einsparungen bei den Netzbetriebskosten.
- Insgesamt kann man auf Basis der Resultate in [4] die **Wirksamkeit von Batteriespeichern quantitativ abschätzen**. Im Referenzszenario schwankt die aggregierte Haushaltsleistung zwischen 1.5 MW und 3.5 MW. Der hohe Anteil an PV-Einspeisung hat eine netzweite PV-Spitzenleistung von etwa 10 MW und bringt damit das Netz zeitweise an seine Grenzen, welches insgesamt nur etwa 5 MW Netto-Leistung aufnehmen kann. Ohne weitere Massnahmen erfordert das Szenario eine **Abregelung** von etwa 25 % der potenziellen PV-Energie, da sonst das Netz überlastet wird. Wird die Übertragungskapazität aller Netzelemente (Trafos, Kabel und Leitungen) durch Ausbau verdoppelt, kann die Abregelung von 25 % auf 6 % gesenkt werden. Werden stattdessen flächendeckend Batteriespeicher (insgesamt etwa 10 MWh) eingesetzt, kann die Abregelung von 25 % auf 12 % gesenkt werden. Der entsprechende Quotient der Effektivität für die PV-Abregelung beträgt

$$\frac{10MWh/(25\% - 12\%)}{5MW/(25\% - 6\%)} \approx 3h \quad . \quad (20)$$

Für ein zeitweise durch hohe verteilte PV-Einspeisungen überlastetes Netz gilt also: **1 kW Netzausbau ist hinsichtlich der PV-Abregelung etwa drei mal so effektiv wie 1 kWh Batteriespeicher**. Der Faktor von 3h entspricht etwa dem Zeitraum in dem es im Basisfall ohne Speicher und Netzausbau im Verlauf eines Tages zum Grossteil der PV-Abregelung kommt. Ähnliche Verhältnisse ergeben sich für veränderte Lastverläufe der Haushalte und andere Grenzwerte der Netzkapazität.

Bei festen Haushaltlasten und einem gegebenen Energiepreisverlauf entspricht dieser Faktor von 3h auch der Effektivität hinsichtlich der Senkung der Energiekosten des Netzbetriebes. Die Auswirkung auf die Gesamtsystemkosten nach Abzug der Batteriekosten beziehungsweise Netzausbaukosten hängt natürlich von den jeweiligen Kostenparametern für Batterien, Netzausbau und Strom sowie vom konkreten Leistungsverlauf und der Topologie des Netzes ab. Ein Beispiel zur Ableitung von Entscheidungskriterien zur Strategieauswahl unter Berücksichtigung aller Kostenparameter ist in Abschnitt 4.4.3 gegeben.

4.2 Auswirkungen auf die Netzsicherheit

In diesem Abschnitt werden die Auswirkungen der einzelnen Anwendungsfälle auf die Stabilität und Sicherheit des Netzes betrachtet.

Die Netzsicherheit ist eine harte Randbedingung des Netzbetriebes, die besagt, dass eine möglichst störungs- und unterbrechungsfreie Stromversorgung jederzeit gewährleistet sein muss. Für die auf Batteriespeicher bezogene Diskussion werden die verschiedenen technischen Aspekte der Netzsicherheit gruppiert. Die durch Batteriespeicher erbrachten Beiträge umfassen dabei folgende Aspekte:

- **Netzentlastung bei Engpässen:**

Netzengpässe umfassen die Überlastung von Leitungen, Kabeln und Trafos durch das Überschreiten des Maximalstromes oder der Spannungsgrenzen. Üblicherweise sind die Betriebsgrenzen einer Komponente im Normalbetrieb so gesetzt, dass auch nach Ausfall einzelner anderer Komponenten keine Überlastung in der betrachteten Komponente eintritt (genannt N-1 Sicherheit). Batteriespeicher können durch netzdienliches Laden und Entladen sowie durch kontrollierte Blindleistungseinspeisung zur Spannungsstützung einen Beitrag zur Entlastung von Netzengpässen leisten.

- **Kompensation von Leistungsfluktuationen:**

Innerhalb der Regelzone Schweiz beziehungsweise den einzelnen Bilanzgruppen müssen die Leistungsflüsse von Erzeugern, Lasten und die externen Leistungsflüsse zu anderen Regelzonen beziehungsweise Bilanzgruppen zu jedem Zeitpunkt möglichst ausgeglichen sein und dem Fahrplan entsprechen. Erwartete und unerwartete Fluktuationen des Lastprofils können den sicheren Netzbetrieb erschweren und sogar gefährden. Ursachen für die Fluktuation können plötzliche Leistungssprünge von Lasten und Produktionsanlagen in positiver oder negativer Richtung sein. Als Kompensation dieser Fluktuationen stehen im Allgemeinen Ausgleichsenergie und Regelenergie zur Verfügung, welche automatisch oder manuell durch Einzelgeneratoren oder Aggregation von verteilten Anlagen erbracht werden. Batteriespeicher können zusätzlich durch netzdienliches Laden und Entladen dazu beitragen, lokale Leistungsprofile zu glätten und damit zur Kompensation von Leistungsfluktuationen beizutragen. Dieses Glätten der lokalen Leistungsprofile ist verschieden von der Erbringung von Regelenergie.

- **Cybersicherheit:**

Viele Prozesse des Netzbetriebes erfolgen computergestützt, Messungen und Stellsignale werden über das ganze Stromnetz hinweg kommuniziert. Die zunehmende Digitalisierung und Smart Grids werden diesen Trend zukünftig weiter verstärken und bilden eine Angriffsmöglichkeit für Sabotage von Komponenten, Prozessstörung und bis hin zum Auslösen von grossräumigen Black-Outs. Batteriespeicher stellen hier je nach Automatisierungsgrad und der Abhängigkeit von externen Signalen einen Risikofaktor dar. Sie können aber auch stabilisierend wirken, das Netz bei Angriffen lokal unterstützen oder einen vorübergehenden autarken Inselbetrieb ermöglichen. Ferner können grosse Batteriespeicher eine Rolle beim Netzaufbau nach einem Black-Out spielen.

4.2.1 A1: Eigenverbrauch durch Endkunden (Lokalspeicher)

Die Auswirkungen auf die Netzsicherheit sind in der Tabelle zusammengefasst.

Sicherheitsaspekt	Trend	Erklärung
Netzentlastung	↗	Höherer Eigenverbrauch kann langfristig dazu führen, dass insgesamt eine geringere Anschlussleistung benötigt wird. Damit reduziert sich die Abhängigkeit von Energie, die weit entfernt produziert wurde, und wird sowohl das Übertragungsnetz als auch das Verteilnetz entlastet.
Kompensation von Leistungsfluktuationen	↗	Durch die Kombination mit volatiler Erzeugung wie PV-Anlagen kann der Eigenverbrauch einen Beitrag zur Glättung der Netzeinspeisungen leisten. Kommt es zum Beispiel zu plötzlichen Änderungen der Produktion, können Batteriespeicher vorübergehend weniger laden. Tendenziell leichte Abnahme wegen tendenziell höherer PV-Einspeisung und damit stärker verteilter Erzeugung, die besser vor Einzelausfällen geschützt ist und damit weniger Regelenergie benötigt.
Cybersicherheit	↘	Batteriespeicher für den Eigenverbraucher sind lokal geregelt und operieren unabhängig von zentralen Stellsignalen aus der Netzleitstelle. Daher reduziert sich das Risiko auf systematische Fehler in der Steuerung oder Firmware der Anlage. Bei starker Verbreitung von verteilten Batteriespeichern kann es zu «koordinierten» Ausfällen an verschiedenen Punkten eines Netzes kommen.

Der Gesamttrend der Netzsicherheit ist **tendenziell positiv**. Besonders hervorzuheben ist dabei die Netzentlastung durch die Erhöhung des lokalen Produktionsanteils an den betroffenen Netzknoten.

4.2.2 A2: Lastspitzensenkung durch Endkunden (Lokalspeicher)

Die Auswirkungen auf die Netzsicherheit sind in der Tabelle zusammengefasst.

Sicherheitsaspekt	Trend	Erklärung
Netzentlastung	↗	Flacherere Nachfrageprofile reduzieren die Lastspitzen und tragen damit tendenziell zur Entlastung des Verteilnetzes bei.
Kompensation von Leistungsfluktuationen	↑	Lastspitzensenkung erhöht gleichzeitig die Planbarkeit der Lastprofile. Dadurch reduzieren sich die Unsicherheiten des VNBS und tendenziell auch der Bedarf für Regelenergie.
Cybersicherheit	↘	Lastspitzensenkung bietet sich bei Batteriespeichern aller Grössen an und benötigt im Betrieb lediglich lokale Informationen. Mittlere und grosse Batteriespeichern haben im fehlerhaften Betrieb erhöhte Auswirkungen auf den Netzbetrieb und stellen damit ein attraktiveres Angriffsziel dar.

Der Gesamttrend der Netzsicherheit ist **tendenziell positiv**. Besonders hervorzuheben ist dabei die gezielte Kompensation von Leistungsfluktuationen an den betroffenen Netzknoten.

4.2.3 A3: Flexible Beschaffung und Vermarktung von Energie durch Endkunden (Lokal- und Quartierspeicher)

Die Auswirkungen auf die Netzsicherheit sind in der Tabelle zusammengefasst.

Sicherheitsaspekt	Trend	Erklärung
Netzentlastung	↗	Batteriespeicher zur flexiblen Beschaffung und Vermarktung entlasten zentrale Produktionsanlagen vor allem zu Spitzenpreisen. Die Anlagen der Endkunden sind über das Netz verteilt und decken damit zum Teil die lokale Nachfrage. Dadurch kommt es tendenziell zur Entlastung des Verteil- und Übertragungsnetzes.
Kompensation von Leistungsfluktuationen	→	Es kommt netzweit tendenziell zu einer Glättung der Lastprofile. Allerdings kann bei Grosskunden der preisgesteuerte Betrieb von Batteriespeichern zu sprunghaften Änderungen der vom Netz bezogenen Leistung führen.
Cybersicherheit	↓	Da es bei der flexiblen Beschaffung und Vermarktung der Endkunden eine zusätzliche Abhängigkeit von externen Signalen, zum Beispiel Marktdaten, gibt, erhöhen sich tendenziell die Angriffsmöglichkeiten, vor allem bei grösseren Anlagen. Durch eine fahplanggestützte Umsetzung können die Batteriespeicher allerdings auch mit lediglich lokalen Informationen agieren.

Der Gesamttrend der Netzsicherheit ist **neutral**. Je nach Randbedingungen des Endkunden kann es bei der flexiblen Beschaffung und Vermarktung von Energie zu einer Zunahme oder Abnahme der Netzsicherheit kommen.

4.2.4 A4 und A4a: Netzdienliche Anwendung (Lokal- und Quartierspeicher)

Die Auswirkungen auf die Netzsicherheit sind in der Tabelle zusammengefasst.

Sicherheitsaspekt	Trend	Erklärung
Netzentlastung	↑	Batteriespeicher für netzdienliche Anwendungen können vor allem im Verteilnetz für mehr Flexibilität und die Entlastung von Engpässen sorgen.
Kompensation von Leistungsfluktuationen	↑	Starke Lastprofilschwankungen bei Ausfällen im Verteilnetz können durch Batteriespeicher kompensiert werden.
Cybersicherheit	↓	Batteriespeicher für netzdienliche Anwendungen erzeugen zusätzliche Freiheitsgrade für die Steuerung des Netzbetriebes. Diese schaffen allerdings vor allem bei der aggregierten Anwendung mit verteilten Batteriespeichern (A4a) ein komplexes System mit erhöhtem Kommunikationsbedarf und mehr Angriffsmöglichkeiten.

Der Gesamttrend der Netzsicherheit ist **positiv** und stellt das Hauptziel der netzdienlichen Anwendung von Batteriespeichern dar. Nachteile ergeben sich durch die erhöhte Komplexität möglicherweise bei der Cybersicherheit.

4.2.5 A5 und A5a: Bereitstellung Regelenergie (Lokal-, Quartier- und Regionalspeicher)

Die Auswirkungen auf die Netzsicherheit sind in der Tabelle zusammengefasst.

Sicherheitsaspekt	Trend	Erklärung
Netzentlastung	↑	Für den Übertragungsnetzbetreiber : Der ÜNB erhält durch Regelenergie von Batteriespeichern einen zusätzlichen zuverlässigen Lieferanten für Flexibilität. Batteriespeicher können im Abrufsfall sehr schnell Leistung bereitstellen und stehen damit auch für zukünftige noch schnellere Systemdienstleistungen zur Verfügung.
	↓	Für den Verteilnetzbetreiber : Bei der aggregierten Erbringung der Regelenergie (A5a) im Verteilnetz kann es bei einem simultanen Abruf der Regelenergie potenziell zu Engpässen in den Verteilnetzen kommen und langfristig Massnahmen wie Netzausbau erforderlich machen.
Kompensation von Leistungsfluktuationen	↓	Die Lastprofilschwankungen beim Abruf der Regelenergie aus dem Verteilnetz (A5a) stellt eine Herausforderung an den betroffenen VNB. Neben den regulatorischen Fragen müssen die Leistungsfluktuation für den Betrieb einkalkuliert werden.
Cybersicherheit	→	Die erhöhte Komplexität und der automatisierte Kommunikationsbedarf erhöhen die Angriffsmöglichkeiten. Allerdings stellt die bessere Verteilung der Regelenergie eine zusätzliche Sicherheit dar, als wenn die Regelenergie geografisch konzentriert von Einzelanlagen erbracht wird.

Der Gesamttrend der Netzsicherheit ist **neutral**, da die bessere Verteilung der Regelenergie durch die unklaren technischen Herausforderungen für den Verteilnetzbetrieb kompensiert wird. Es bietet sich an, die Beschaffung und die Regeln für den Abruf der Regelenergie zukünftig über eine gemeinsame Plattform für Übertragungsnetzbetreiber, Verteilnetzbetreiber und Endkunden zu koordinieren.

4.2.6 A6 und A6a: Flexible Beschaffung und Vermarktung von Energie (Lokal-, Quartier- und Regionalspeicher)

Die Auswirkungen auf die Netzsicherheit sind in der Tabelle zusammengefasst.

Sicherheitsaspekt	Trend	Erklärung
Netzentlastung	→	Batteriespeicher zur flexiblen Beschaffung und Vermarktung durch den VNB werden meistens durch einen zentralen Batteriespeicher beschafft (Fall A6) und müssen damit immer noch durch das Verteilnetz geleitet werden. Nur bei der Nutzung von aggregierten Batteriespeichern aus dem Verteilnetz (Fall A6a) gibt es, sehr ähnlich wie beim Fall A3, einen Trend zur Entlastung des Verteilnetzes. Das Übertragungsnetz kann durch die flexible Beschaffung zusätzliche be- oder entlastet werden. Es kann unter Umständen zum Konflikt zwischen dem marktdienlichen und netzdienlichen Einsatz von Batteriespeichern kommen.
Kompensation von Leistungsfluktuationen	↗	Wird der Batteriespeicher vom VNB zur Kompensation von temporären Schwankungen im Rahmen des Bilanzgruppenmanagements verwendet, wirkt sich das positiv auf die Kompensation von Leistungsfluktuationen aus.
Cybersicherheit	↘	Da es bei der flexiblen Beschaffung und Vermarktung durch den VNB eine zusätzliche Abhängigkeit von externen Signalen, zum Beispiel Marktdaten und Lastmessungen, gibt, erhöhen sich tendenziell die Angriffsmöglichkeiten, vor allem bei grösseren Anlagen. Allerdings ist zu erwarten, dass diese bei zentralen Akteuren wie den VNBs besser geschützt sind als bei breiten Anwendungen mit den einzelnen Endkunden.

Der Gesamttrend der Netzsicherheit ist **leicht positiv**, vor allem durch die zuverlässigeren Gesamtlastprofile des VNB. Der VNB kann bei der flexiblen Beschaffung und Vermarktung mit Batterien die Randbedingung des Verteilnetzes berücksichtigen.

4.2.7 A7: Optimierte Anwendung von Batteriespeichersystemen (freie Platzierung)

Die optimierte Anwendung von Batteriespeichersystemen verfolgt in den Studien [4, 19] eine Optimierung der Gesamtkosten für Betrieb und Planung des Verteilnetzes einschliesslich Strombeschaffung, Komponentenverschleiss und Netzausbau.

Die Netzsicherheit spielt in diesen Studien eine zentrale Rolle in der Form von harten Randbedingungen, die in allen Planungen und Optimierungsvorgängen berücksichtigt werden müssen. Die einzelnen Auswirkungen auf die Netzsicherheit sind in der Tabelle zusammengefasst.

Sicherheitsaspekt	Trend	Erklärung
Netzentlastung	↑	Die Lade- und Entladestrategien müssen alle Aspekte der Netzsicherheit berücksichtigen und basieren auf einer vollen Modellierung und Messung des Verteilnetzes. Die Optimierung der Betriebskosten ist zweitrangig zum Schutz des Netzes vor Leitungs- und Trafoüberlastungen sowie Spannungsverletzungen. Die Batteriespeicher tragen wenn nötig sogar gezielt zur Entlastung des Netzes in Engpasssituationen bei.
Kompensation von Leistungsfluktuationen	→	Durch die preisgesteuerte Optimierung wird in den Studien keine Rücksicht auf Fluktuationen des Lastprofils oder Leistungsabweichungen der Bilanzgruppen genommen. Allerdings könnten diese ohne Weiteres in die zentrale Formulierung des Optimierungsproblems aufgenommen werden. Voraussetzung ist die Verfügbarkeit der Referenzprofile sowie laufend aktualisierter netzweiter Lastmessungen und Lastprognosen.
Cybersicherheit	↓	Die in den Studien untersuchten Ansätze erfordern umfangreiche Massnahmen für Messungen, Kommunikation und zentrale computergestützte Optimierung. Die Herausforderungen für die Cybersicherheit dieser Massnahmen sind deutlich höher als bei den Anwendungen mit lokal betriebenen Batteriespeichern oder geringer Kommunikation.

Der Gesamttrend der Netzsicherheit ist **positiv**. Die optimierte Anwendung von Batteriespeichern berücksichtigt alle nötigen Randbedingungen, um Netzüberlastungen zu verhindern und potenziell auch um zuverlässige Lastprofile zu gewährleisten.

Eine Unsicherheit für die Netzsicherheit stellt die Sicherheit der umfangreichen kommunizierten Daten dar. Ausserdem besteht die Möglichkeit systematischer Messfehler. Zuletzt müssen auch Rückfalloptionen bei Ausfall der Computerinfrastruktur berücksichtigt werden.

4.3 Auswirkungen auf Externalitäten

In diesem Abschnitt werden die Auswirkungen der einzelnen Anwendungsfälle auf drei Externalitäten betrachtet die nicht direkt mit dem Stromnetz zusammenhängen, aber für eine Erfassung der Gesamtauswirkung von Batteriespeichern wichtig sind. Zu den Externalitäten gehören:

- **Auswirkungen auf die Umwelt:**
Diese werden durch die Auswirkungen auf die CO₂-Bilanz des Gesamtenergiesystems gemessen. Dabei wird der gesamte Lebenszyklus der eingesetzten Technologie berücksichtigt.
- **Soziale Auswirkungen:**
Diese umfassen die allgemeine Einstellung der Bevölkerung gegenüber dem Energieversorgungssystem und der Zufriedenheit mit der Versorgung. Sie werden qualitativ erfasst.
- **Auswirkungen auf die Wirtschaft:**
Diese umfassen makroökonomische Kennzahlen wie den Beschäftigungsgrad oder das Bruttonationaleinkommen.

4.3.1 A1: Eigenverbrauch durch Endkunden (Lokalspeicher)

Die Auswirkungen auf die Externalitäten sind in der Tabelle zusammengefasst.

Externalität	Trend	Erklärung
Umwelt	↗	Die lokale Anwendung von Batteriespeichern bei den Endkunden in Kombination mit erneuerbarer Energie kann das Bewusstsein der Endkunden für den bewussten Energieverbrauch fördern. Dies hat potenziell sekundäre Auswirkungen auf das Verhalten des Endkunden, auch wenn die Anwendung der Batteriespeicher hauptsächlich finanziell motiviert ist.
	→	Die langfristigen Umweltauswirkungen von Batteriespeichern sind als neutral zu bewerten, da zum einen die Reduktion von CO ₂ -Emissionen (durch importierten Strom) durch mehr PV-Energie zu Spitzenlastzeiten erfolgt, zum anderen Batteriespeicher für die Herstellung und Entsorgung CO ₂ -intensive Prozesse erfordern. Die CO ₂ -Kosten der Batteriespeicher hängen dabei stark von der Betriebsform ab (zum Beispiel wie schnell die Lade-Entlade-Zyklen erfolgen).
Sozial	↗	Durch die persönlichen finanziellen Gewinne der Endkunden und den aktiven Beitrag zur eigenen Energieversorgung ist mit einer Zunahme der sozialen Zufriedenheit zu rechnen.
Wirtschaft	↑	Zunehmende Arbeit für Installation und Wartung der verteilten Batteriesysteme führt zu einer Zunahme des Bruttonationaleinkommens und des Beschäftigungsgrades.

Der Gesamttrend der Externalitäten ist **überwiegend positiv**. Besonders hervorzuheben sind dabei die wirtschaftlichen Auswirkungen und das erhöhte Bewusstsein für den eigenen Energieverbrauch.

4.3.2 A2: Lastspitzensenkung durch Endkunden (Lokalspeicher)

Die Auswirkungen auf die Externalitäten sind in der Tabelle zusammengefasst.

Externalität	Trend	Erklärung
Umwelt	↗	Die Senkung von Lastspitzen kann langfristig zu einer Senkung der benötigten Anschlussleistung und damit zu weniger Netzausbau führen. Fällt die lokale Lastspitze ausserdem in einen Zeitraum mit generell hoher Energienachfrage wird dadurch ausserdem tendenziell CO ₂ -intensive Energieerzeugung verdrängt.
Sozial	→	Lastspitzensenkung hat keine direkten sozialen Auswirkungen auf die Gesamtbevölkerung.
Wirtschaft	↗	Lastspitzensenkung (A2) hat etwas weniger positive Auswirkungen auf die Gesamtwirtschaft als der verteilte Eigenverbrauch (A1), da es sich tendenziell eher um zentrale Grossanlagen handelt.

Der Gesamttrend der Externalitäten ist **überwiegend positiv**. Besonders hervorzuheben ist dabei die Vermeidung von Massnahmen zum Netzausbau.

4.3.3 A3: Flexible Beschaffung und Vermarktung von Energie durch Endkunden (Lokal- und Quartierspeicher)

Die Auswirkungen auf die Externalitäten sind in der Tabelle zusammengefasst.

Externalität	Trend	Erklärung
Umwelt	→	Die Auswirkungen auf CO ₂ -Emission bei der Stromerzeugung sind neutral zu bewerten, da die flexible Beschaffung zeitlich vor allem vom Lastprofil des Endkunden abhängt. Eventuell ist ein leicht positiver Trend zu vermerken, wenn die Beschaffung vor allem durch Strompreisdifferenzen motiviert ist. Auch der Bedarf für den lokalen Netzausbau kann zunehmen oder abnehmen.
Sozial	→	Es gibt keine direkten sozialen Auswirkungen auf die Gesamtbevölkerung.
Wirtschaft	↗	Durch den verteilten Einsatz der Batteriespeicher im Verteilnetz ist ein leicht positiver Einfluss auf das Bruttonationaleinkommen und den Beschäftigungsgrad zu erwarten.

Der Gesamttrend der Externalitäten ist **neutral**. Allenfalls ist durch den breiten Einsatz von verteilten Batteriespeichern mit einem sekundären positiven Einfluss auf die wirtschaftlichen Indikatoren zu rechnen.

4.3.4 A4 und A4a: Netzdienliche Anwendung (Lokal- und Quartierspeicher)

Die Auswirkungen auf die Externalitäten sind in der Tabelle zusammengefasst.

Externalität	Trend	Erklärung
Umwelt	↑	Netzdienliche Anwendung können tendenziell dazu beitragen, dass weniger Netzausbaumaßnahmen benötigt werden. Ausserdem können bei einer Form der netzdienlichen Anwendung von Batteriespeichern lokale Engpässe, die durch verteilte PV-Anlagen hervorgerufen werden, kompensiert werden. Ein Abregeln der PV-Anlagen wird dadurch verhindert, was tendenziell CO ₂ -Emissionen verringert.
Sozial	↑	Ein verringerter Bedarf für Netzausbaumaßnahmen findet breite soziale Akzeptanz in der Bevölkerung. Ferner fördert die aggregierte Form der netzdienlichen Anwendung (A4a) das positive Bild der Energieversorgung und das Bewusstsein für den eigenen Stromverbrauch. Die Endkunden können so einen Beitrag zur Netzstabilität leisten und dabei auch noch Geld verdienen.
Wirtschaft	↗	Da weniger Bedarf für Netzausbaumaßnahmen zu erwarten ist als ohne Batteriespeicher, kann dies einen negativen Einfluss auf den Umsatz im Baugewerbe haben. Allerdings betrifft das vor allem Material, es wird durch Batterien weniger Kupfer benötigt. Ausserdem entsteht durch Installation und Wartung der Batteriespeicher ein insgesamt positiver Trend für das Bruttonationaleinkommen und den Beschäftigungsgrad.

Der Gesamttrend der Externalitäten ist **deutlich positiv**. Ursache sind vor allem die Umweltauswirkungen und die soziale Akzeptanz eines Smart-Grid Ansatzes für den Netzbetrieb.

4.3.5 A5 und A5a: Bereitstellung Regelernergie (Lokal-, Quartier- und Regionalspeicher)

Die Auswirkungen auf die Externalitäten sind in der Tabelle zusammengefasst.

Externalität	Trend	Erklärung
Umwelt	↗	Ein leicht positiver Trend entsteht dadurch, dass mit Batteriespeichern weniger CO ₂ -freie Erzeuger wie Wasserkraft für schnelle Regelernergie vorgehalten werden müssen und für die Produktion oder tertiäre Regelernergie verfügbar sind.
Sozial	↗	Bei der Beschaffung von Regelernergie mit zentralen Batteriespeichern sind keine sozialen Auswirkungen zu erwarten. Bei der aggregierten Form der Regelernergiebeschaffung mit Batteriespeichern (A5a) ist eine positive Auswirkung zu erwarten, da die Endkunden zur Stabilität des globalen Netzes beitragen und gleichzeitig Geld verdienen können.
Wirtschaft	→	Wirtschaftlich sind keine direkten Auswirkungen zu erwarten, allenfalls einen leicht positiven Trend bei der zunehmenden Installation verteilter Batteriespeicher.

Der Gesamttrend der Externalitäten ist **leicht positiv**, vor allem durch die Änderungen bei der Regelernergiebeschaffung.

4.3.6 A6 und A6a: Flexible Beschaffung und Vermarktung von Energie (Lokal-, Quartier- und Regionalspeicher)

Die Auswirkungen auf die Externalitäten sind in der Tabelle zusammengefasst.

Externalität	Trend	Erklärung
Umwelt	→	Die Auswirkungen auf CO ₂ -Emission bei der Stromerzeugung sind neutral zu bewerten. Verwendet der VNB Batteriespeicher, um Lastprofile einzuhalten und Bilanzgruppenfehler zu verhindern, kann das je nach Lastprofil positive oder negative Auswirkungen auf die Umweltbilanz haben. Verwendet der VNB Batteriespeicher, um Strompreisdifferenzen auszunutzen, ist eventuell ein leicht positiver Trend zu vermerken.
Sozial	→	Es gibt keine direkten sozialen Auswirkungen auf die Gesamtbevölkerung.
Wirtschaft	↗	Bei verteiltem Einsatz der Batteriespeicher im Verteilnetz (A6a) ist ein leicht positiver Einfluss auf das Bruttonationaleinkommen und den Beschäftigungsgrad zu erwarten.

Der Gesamttrend der Externalitäten ist **neutral**. Vor allem bei Umweltauswirkungen ist kein eindeutiger Trend zu erwarten.

4.3.7 A7: Optimierte Anwendung von Batteriespeichersystemen (freie Platzierung)

Die optimierte Anwendung von Batteriespeichersystemen verfolgt in den Studien [4, 19] eine **Optimierung der Gesamtkosten für Betrieb und Planung** des Verteilnetzes einschliesslich Strombeschaffung, Komponentenverschleiss und Netzausbau.

Die Umweltauswirkungen wurden in der Studie [4] eingebunden, indem in einzelnen Szenarien an Stelle der Gesamtkostenoptimierung eine Optimierung der Gesamt-CO₂-Bilanz verfolgt wurde. Bei der sogenannten Life-Cycle-Analysis wurde die CO₂-Bilanz aller Komponenten über ihre Gesamt-Lebensdauer ermittelt, einschliesslich Erzeugung und Entsorgung. Die ermittelten CO₂-Indikatoren korrelieren häufig aber nicht immer mit den Kostenparametern der Komponenten. In der Folge führt eine Optimierung der Umweltfaktoren nicht zwangsläufig zum gleichen Ergebnis. Der Unterschied und Trade-off kann aber bei der Entscheidungsfindung für den optimalen Einsatz von Batteriespeichern eingebunden werden.

In den genannten Studien ergeben sich folgende Auswirkungen auf die Externalitäten, die in der Tabelle zusammengefasst sind.

Externalität	Trend	Erklärung
Umwelt	↗	Durch die koordinierte Optimierung der Stromkosten werden indirekt auch CO ₂ -Emissionen reduziert, sei es durch Erhöhung der PV-Einspeisung oder durch Vermeidung von Netzausbaumassnahmen. Die CO ₂ -Reduktion kann potenziell noch verbessert werden, wenn sie als Zielfunktion für die Optimierung der Netzplanung und des Netzbetriebes verwendet wird.
Sozial	↗	Eine grossflächig optimierte Umsetzung des Netzbetriebes mit der Verwendung von Batteriespeichern bindet die Gesamtheit der Endkunden in den Netzbetrieb ein. Der individuelle Endkundenbeitrag zur sicheren Stromversorgung, die elektrizitätsbezogenen Kooperationen auf Quartierebene und die Vermeidung unnötiger Netzausbaumassnahmen resultieren in positiven sozialen Auswirkungen. Negativ kann die Notwendigkeit einer detaillierten Datenerhebung auf Verteilnetzebene aufgefasst werden. Dieses kann durch entsprechende Kommunikation und Datenschutzmassnahmen abgefedert werden. Potenzial für positive soziale Auswirkungen kann auch das Erschliessen neuer Endkundenlösungen sein – zum Beispiel im Bereich der elektrischen Mobilität (ein in Intervallen verfügbarer Batteriespeicher) und im Smart Home Bereich.
Wirtschaft	↑	Die optimierte Anwendung der Batteriespeicher verfolgt eine gesamtwirtschaftliche Optimierung der Netzplanung und des Netzbetriebes und bestimmt den bestmöglichen Lösungsansatz. Die Wahl der Zielfunktionen und der Planungsszenarien für Komponentenpreise, Stromkostenentwicklung und Verbrauchsprofile bestimmen in welchen Situation das Optimierungsergebnis die bestmögliche Lösung darstellt. Unsicherheiten bei der Auswahl der Szenarien wirken sich direkt auf die Unsicherheit der Optimierungsergebnisse aus. Eine offene Frage ist, wer die Zielfunktionen formulieren darf und zum Beispiel zwischen wirtschaftlichen und Umweltschwerpunkten entscheidet. Weiterhin stellt sich die Frage, wie die Kosten und Gewinne der Anwendungsfälle verteilt werden, da die meisten Anwendungsfälle mehrere Akteure (ÜNB, VNB, Aggregatoren) tangieren, nicht nur die Eigentümer und Betreiber der Batteriespeicher.

Der Gesamttrend der Externalitäten ist bei der optimierten Anwendung der Batteriespeicher **positiv**. Die optimierte Anwendung der Batteriespeicher ist bei allen vielfältigen Varianten von Verteilnetzstrukturen, Durchdringungsgrad von erneuerbar Energie, Lastprofile und Preisprognosen möglich. Eine Herausforderung stellt dabei das Erschliessen der notwendigen Mess- und Kommunikationsanlagen dar. Oft kann für einen gegebenes Verteilnetz mit einer bekannten Ausbaustruktur eine parametrische Planungslösung bestimmt werden. Der betroffene VNB kann dann eine Vielzahl von Varianten berücksichtigen, ohne jedes Mal komplett neue Optimierungen vorzunehmen [20].

4.4 Zusammenfassung

Dieser Abschnitt bildet eine Zusammenfassung der vorherigen Abschnitte, welche für die einzelnen Anwendungsfälle die Auswirkungen auf die Stromkosten, die Netzstabilität und Externalitäten diskutiert haben. Es wird diskutiert welche Anwendungsfälle am meisten Erfolg versprechen und welche optimale Platzierungen sich für die Batteriespeicher ergeben.

4.4.1 Wahl der Anwendungsfälle

Die Gesamtbeurteilung der verschiedenen Anwendungsfälle von Batteriespeichern wird qualitativ in Tabelle 2 zusammengefasst. Zusätzlich wird die Komplexität der Lösung bewertet, die notwendig ist, um den Anwendungsfall umzusetzen. Die Trends sind entsprechend farblich hinterlegt, um **positive**, **neutrale** und **negative** Auswirkungen hervorzuheben.

Anwendungsfall	Stromkosten	Netzicherheit	Externalitäten	Komplexität
A1: Eigenverbrauch	↘	↗	↗	↘
A2: Lastspitzensenkung	↘	↗	↗	→
A3: Beschaffung (EK)	↘	→	→	→
A4/A4a: Netzdienlich	↘	↑	↑	↗
A5/A5a: Regelenergie	↘	→	↗	→
A6/A6a: Beschaffung (VNB)	↘	↗	→	→
A7: Optimiert	↓	↑	↑	↑

Tabelle 2: Zusammenfassung der Auswirkungen der Anwendungsfälle von Batteriespeichern. **Positive**, **neutrale** und **negative** Auswirkungen sind farblich gekennzeichnet.

Dabei können folgende Beobachtungen gemacht werden:

- Es wird deutlich, dass die **optimierte Anwendung** von Batteriespeichern die meisten Vorteile für das Gesamtenergienetz bringt. Allerdings ist diese Anwendungsform sehr komplex umzusetzen aufgrund der benötigten Mess-, Steuerungs- und Computerinfrastruktur.
- Die erste Anwendungsform, die rein lokal bei den Endkunden implementiert werden kann und ohne externe Stellsignale auskommt, ist der **Eigenverbrauch** (A1). Die Batteriespeicher müssen lediglich laden (entladen), wenn die lokale Erzeugungsanlage mehr (weniger) produziert, als die momentane Last erfordert. Überschüssige Leistung wird in das Netz eingespeist. Die Systeme können unproblematisch als Komplettsysteme erworben und angeschlossen werden. Ausserdem hat diese Anwendungsform viele positive Auswirkungen auf das Gesamtenergiesystem.
- Die zweite Anwendungsform, die rein lokal bei den Endkunden implementiert werden kann und ohne externe Stellsignale auskommt, ist die **Lastspitzensenkung** (A2). Die Batteriespeicher müssen lediglich laden (entladen), wenn die lokale Last niedriger (höher) als der vorgegebene Grenzwert ist. Das System muss auf das Lastprofil des Endkunden angepasst und eingestellt werden und ist daher etwas aufwändiger umzusetzen. Ausserdem hat diese Anwendungsform viele positive Auswirkungen auf das Gesamtenergiesystem, jedoch etwas weniger stark für die Stromkosten als im Fall A1.
- Die beste Anwendungsform hinsichtlich der Netzicherheit und der Externalitäten ist die **netzdienliche Anwendungsform** (A4), welche gleichzeitig auch positive Auswirkungen auf die Stromkosten hat. Diese Anwendungsform ist komplexer in der Umsetzung. Es werden, ähnlich wie bei der optimierten Anwendung, Messungen aus dem gesamten Verteilnetz benötigt und diese müssen zentral zusammen mit externen Signalen ausgewertet werden. Zwar können zum Teil auch rein lokal agierende Lösungen umgesetzt werden, zum Beispiel zur Vermeidung von Engpässen, allerdings müssen diese Lösungen sehr genau für das vorgegebene Netz eingestellt und überwacht werden. Ein reiner plug-and-play Betrieb ist nicht möglich.

- Die restlichen Anwendungsformen für die **Beschaffung und Vermarktung von Energie** (A3 und A6) sowie für **Regelenergie** (A5) erfordern für die Umsetzung ebenfalls die Einbindung externer Signale. Einige Varianten der Anwendung sind als Komplettlösung für Endkunden verfügbar [21]. Die Anwendungsformen haben typischerweise positive Auswirkungen auf einen Aspekt des Gesamtenergiesystems und neutrale Auswirkungen auf die anderen

Die Analyse der Anwendungsformen zeigen, dass die günstigste Lösung wahrscheinlich eine Kombination der Anwendungsformen darstellt. Zum Beispiel gibt es schon heute Umsetzungsformen, die eine Optimierung des Eigenverbrauchs (A1) mit der Vorhaltung und Erbringung von Regelenergie (A5) kombinieren. Aber auch viele andere Kombinationen sind denkbar. Prinzipiell bringt jede am Netz angeschlossene Batterie einen zusätzlichen Flexibilitätsgrad, der zum Beispiel in Engpasssituationen netzdienliche Leistungsanpassungen (A4) vornehmen kann.

Bei der Komplexität gibt es für die meisten Anwendungen ebenfalls Abstufungen beim Aufwand der vor der Umsetzung (z.B. Netzanalyse, Lastprofilerstellung und Prognosen) und im laufenden Betrieb (Messdaten, Optimierung oder regelbasierte Umsetzung) erbracht werden kann.

Welche Anwendungsform sich letztendlich anbietet, muss für das konkrete Projekt und das angeschlossene Netz im Einzelfall untersucht werden. Zu den Entscheidungskriterien gehören:

- Die Topologie und der Charakter des Netzes (isoliert, ländlich oder städtisch) sowie der Ausbaustand der einzelnen Netzkomponenten.
- Der Durchdringungsgrad des Netzes mit erneuerbaren Energiequellen (PV, Biogas) und deren Verhältnis zu der angeschlossenen Last im Netz.
- Die angenommenen Kostenparameter für die möglichen technischen Massnahmen, zum Beispiel für Batteriespeicher oder den Netzausbau (Trafos, Kabel, Leitungen).
- Die aktuelle regulatorische Situation, wie Kosten für Batteriespeicher je nach Anwendungsform behandelt werden. Beispielsweise ist es entscheidend, ob bei netzdienlichem Einsatz der Batteriespeicher eine Umlage der Batteriekosten auf die Netznutzungsentgelte möglich ist.
- Der Ausbaustand des Netzes mit Messsystemen. Ist flächendeckendes Smart-Metering vorhanden oder sind lediglich die Lastflüsse durch die Trafostationen bekannt? Erfolgen die Messungen nur vor Ort oder können sie in Echtzeit von der Leitstelle ausgelesen werden?

4.4.2 Wahl der optimalen Platzierung

Die Wahl der optimalen Platzierung von Batteriespeichern hängt klar von den Anwendungsfällen ab. Während Batteriespeicher für den Eigenverbrauch (A1) klar bei den Endkunden angeschlossen werden müssen, kann es für eine netzdienliche Anwendung von Vorteil sein einen Batteriespeicher an einem neuralgischen Knoten des Netzes zu positionieren (zum Beispiel bei einer Trafostation die nahe der Lastgrenze betrieben wird).

In den Projekten zur optimalen Anwendung von Batteriespeichern [4, 19] wurden für die gewählten Netze und Szenarien die technisch und wirtschaftlich optimalen Platzierungen von Batteriespeichern bestimmt. Ziel war es, die gesamtwirtschaftlichen Kosten für den Netzbetrieb zu optimieren und dabei die technische Netzsicherheit zu gewährleisten. Dabei wurden Abrechnungsfragen nicht berücksichtigt. Es macht zum Beispiel in den Studien keinen wirtschaftlichen Unterschied, ob die Speicher hinter dem Zähler installiert sind oder nicht; lediglich die technischen Auswirkungen wurden untersucht. Im Allgemeinen wurden dabei folgende Beobachtungen gemacht, die als Abschätzungen für die Wahl der **technisch optimalen Platzierung** von Batteriespeichern dienen können:

- Es ist günstig, Batteriespeicher dort zu **installieren, wo der Flexibilitätsbedarf entsteht**, also dort wo volatile Leistungsprofile durch PV-Einspeisung oder volatile Lasten vorherrschen. Obwohl diese Aussage trivial klingt, hat sie signifikante Auswirkungen. Gibt es zum Beispiel zwei entfernte Endkunden, welche mit unterschiedlichen Zeitprofilen Strom aus erneuerbarer Energie einspeisen (z.B. PV und Biogas), ist es für die Gesamtkostenbilanz günstiger zwei kleine Batteriespeicher vor Ort zu installieren, als einen grossen zentralen Speicher. Grund sind Netzverluste bei der Stromübertragung sowie die Grenzen der Leitungen.
- Bei grossen Netzen mit einer Vielzahl von verteilten Erzeugungsanlagen (typischerweise PV) ist es günstig, die Batteriespeichergrosse **proportional zu Grösse der installierten PV-Anlage zu bemessen**

- Eine Abweichung von diesen Abschätzungen ist der Fall, wenn die Batteriespeicher eine Kostenkomponente haben, die in einem bestimmten Bereich unabhängig von der installierenden Grösse ist. Das ist zum Beispiel für Umrichter gegeben, die nur in bestimmten Grössen verfügbar sind und deren Kosten daher in diskreten Schritten ansteigen. In diesen Fällen kann es sinnvoll sein Batteriespeicher in Quartieren zusammenzuschliessen, sofern innerhalb des Quartiers eine ausreichende Netzkapazität vorhanden ist.

Neben den technischen Gründen stellen bei der Entscheidungsfindung für die Platzierung von Batteriespeichern vor allem **organisatorische Ziele und Randbedingungen** das letztlich entscheidende Kriterium dar:

- Welche Anwendungsfälle sind in dem aktuellen **regulatorischen Rahmen** umsetzbar? Welche Akteure können sich zum Beispiel für die flexible Beschaffung von Energie (A3) zusammenschliessen und einen gemeinsamen Batteriespeicher installieren? Wie können beim Einsatz der Batteriespeicher durch den VNB die entstandenen Kosten mit den Netznutzungsentgelten verrechnet werden?
- Gibt es mehrere potenzielle Anwendungsformen welche weiterentwickelt werden, sollten die Batteriespeicher möglichst **flexibel einsetzbar** sein, auch wenn diese Variante dann nicht für alle einzelnen Anwendungsfälle technisch optimal ist.
- Für viele Anwendungsfälle ist der Business-Case mit **viel Risiko** behaftet, vor allem aufgrund der Abhängigkeit von Prognosen für zukünftige Preise, Leistungsprofile und auch rechtliche Rahmenbedingungen. Daher werden oft nur einzelne Anwendungsfälle für Batteriespeicher in Pilotprojekten mit überschaubarem Risiko umgesetzt.

Es ist hervorzuheben, dass es sich bei der Platzierung von Batteriespeichern sowohl aus technischen wie organisatorischen Gründen um **Einzelfallentscheidungen** handelt. Der Einsatz von Batteriespeichern ist ausserdem stets im Kontext mit alternativen Strategien für den Netzbetrieb zu setzen. Zum Abschluss soll ein Beispiel das Vorgehen zur Entscheidungsfindung illustrieren.

4.4.3 Beispiel zur Auswahl der Batteriespeicherplatzierung

In den Resultaten der Studie zur optimierten Anwendung von Batteriespeichern aus technischer und wirtschaftlicher Sicht [4, 20] wurden approximative Entscheidungskriterien hergeleitet, mit denen der Verteilnetzplaner zwischen drei Strategien entscheiden kann:

- Installation von Batteriespeichern
- Abregeln von erneuerbarer Energie
- Netzausbau von Kabeln, Leitungen und Trafos

Die drei Strategien haben entsprechende Kostenparameter:

- Der durchschnittlichen Stromtarif c_{Strom} in CHF/MWh, welcher für Importe (Exporte) über den Trafoanschluss zum Übertragungsnetz bezahlt (vergütet) wird.
- Die Batteriespeicherkosten c_{batt} in CHF/MWh, welche für die Abnutzung durch die täglichen Lade-Entlade-Zyklen anfallen.
- Die durchschnittlichen Netzausbaukosten c_{Netz} in CHF/(km · Tag), welche im entsprechenden Netz für den Ausbau der Leitungen und Kabel anfallen.

Für ein ländliches Schweizer Verteilnetz mit hohem PV-Ausbau haben sich als Resultat drei Kategorien von Strategien ergeben, um die hohe PV-Leistung im Netz zu integrieren:

- $c_{\text{batt}} < 1.29 \cdot c_{\text{Netz}}$ und $c_{\text{batt}} < 1.16c_{\text{Strom}}$: reine Verwendung von Batteriespeichern
- $c_{\text{Strom}} < 1.12 \cdot c_{\text{Netz}}$ und $c_{\text{Strom}} < 0.86c_{\text{batt}}$: reine Verwendung von Abregelung erneuerbarer Energie
- $c_{\text{Netz}} < 0.77 \cdot c_{\text{batt}}$ und $c_{\text{Netz}} < 0.90c_{\text{Strom}}$: reine Verwendung von Netzausbau

Das Netz und die Entscheidungsebene für einen Kostenparametersatz sind in Abbildung 3 dargestellt. Die Einzelstrategien liegen stets in den Eckpunkten und je nach Kostenparameter verschieben sich die Eckpunkte. Damit ist stets eine der Strategien am günstigsten. In der Realität ergeben sich auch Kombinationen von Strategien, die aus technischer und wirtschaftlicher Sicht am günstigsten sind und in Abbildung 3 durch die blauen Punkte dargestellt sind. Insgesamt formen die optimalen Strategiekombinationen eine gekrümmte Fläche, in welche die grüne Entscheidungsebene eingepasst wurde.

Das in der Abbildung gezeigte Vorgehen erlaubt dem Netzplaner für ein gegebenes Netz im heutigen Ist-Zustand inklusive weniger Zukunftsprognosen für die erwartete Entwicklung von Last, Kosten und Stromtarif, Varianten von Netzplanungsstrategien hinsichtlich ihres technischen und wirtschaftlichen Nutzens zu untersuchen. Das Projekt für die optimierte Anwendung von Batteriespeichern [4] umfasst ausserdem verschiedene Methoden, um die entsprechenden Kostenvarianten und Lastzeitreihen aus globalen aggregierten Prognosen abzuleiten.

Abbildung 4 illustriert die resultierende Verteilung der Batteriespeicher über das Netz. Die Speicher werden über das ganze Netz verteilt. Je mehr Speicher hinzugefügt werden, was zum Beispiel bei abnehmenden Speicherkosten c_{batt} der Fall ist, desto mehr werden die Batteriespeicher nahe der PV-Anlagen installiert. Die entsprechende Korrelation (rechtes Bild in Abbildung 4) tendiert gegen 1.

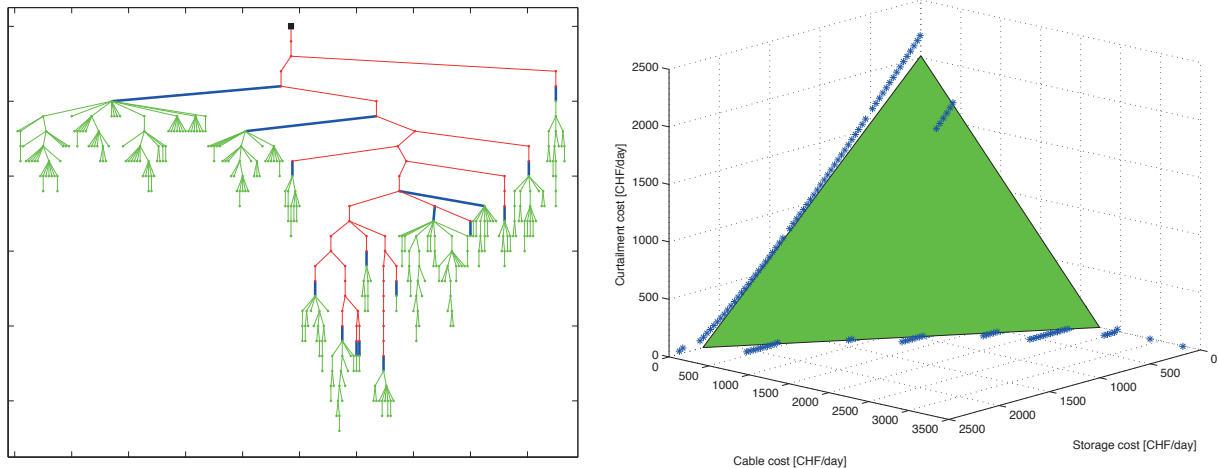


Abbildung 3:
Links: Dörfliches Schweizer Verteilnetz (rot: 20 kV Leitungen, grün: 400 V Leitungen, Schwarz und blau: Trafos).
Rechts: Entscheidungsebene für PV-Integrationsstrategien (grün: lineare Approximation der krummen Entscheidungsfläche). Die Eckpunkte der Entscheidungsebene hängen von den Kostenparametern ab.

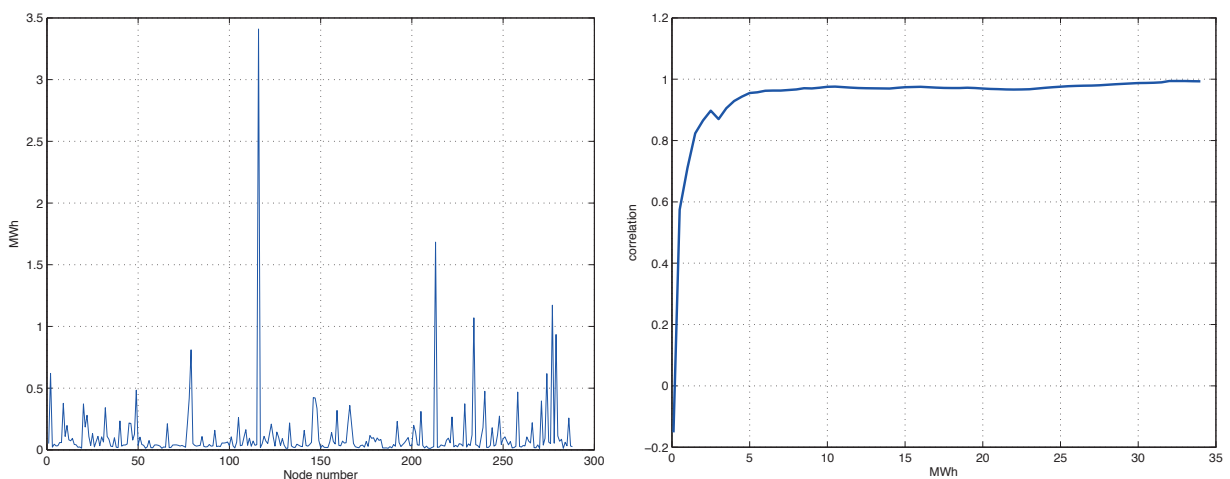


Abbildung 4:
Links: Gewählte Batteriespeichergrosse an den verschiedenen Netzknoten.
Rechts: Korrelation der Batteriespeichergrosse mit der Grösse der PV-Anlage in Abhängigkeit von der Gesamtgrösse der installierten Speicher.

Stromtarif, Varianten von Netzplanungsstrategien hinsichtlich ihres technischen und wirtschaftlichen Nutzens zu untersuchen. Das Projekt für die optimierte Anwendung von Batteriespeichern [4] umfasst ausserdem verschiedene Methoden, um die entsprechenden Kostenvarianten und Lastzeitreihen aus globalen aggregierten Prognosen abzuleiten.

Abbildung 4 illustriert die resultierende Verteilung der Batteriespeicher über das Netz. Die Speicher werden über das ganze Netz verteilt. Je mehr Speicher hinzugefügt werden, was zum Beispiel bei abnehmenden Speicherkosten c_{batt} der Fall ist, desto mehr werden die Batteriespeicher nahe der PV-Anlagen installiert. Die entsprechende Korrelation (rechtes Bild in Abbildung 4) tendiert gegen 1.

5 AUSWIRKUNG AUF EINZELNE SEKTOREN, ENERGIETRÄGER UND AKTEURE

Dieser Abschnitt diskutiert die Auswirkungen von Batteriespeichern auf einzelne Elemente und Aspekte des Gesamtenergiesystems. Die Diskussion ist nicht entlang der Anwendungsfälle von Batteriespeichern strukturiert, sondern umfasst die Beeinflussung der verschiedenen Primärenergiequellen, der einzelnen Netzakteure, der sektorabhängigen Energieflüsse und der alternativen Strategien zum Verteilnetzbetrieb.

5.1 Auswirkungen auf Primärenergiequellen

5.1.1 Wasserkraft: Speicherkraftwerke

Batteriespeicher tragen dazu bei, dass erneuerbare Energiequellen wie PV und Wind gegenüber herkömmlichen Technologien wie Wasserkraft und Kernenergie wettbewerbsfähiger werden und damit einen zunehmenden Teil der Stromnachfrage decken können. Mit Blick auf den Schweizer Versorgungsmix können potenzielle Konflikte zwischen der Wasserkraft und der zunehmenden PV-Erzeugung durch den Einsatz gekoppelter Batteriesystemen verstärkt werden. Grund dafür ist, dass beide Versorgungsoptionen ein ausgeprägtes saisonales Muster mit einem hohen Erzeugungsanteil über den Sommer haben. Aus ökonomischer Sicht werden sie zu Konkurrenten und können die Position von Wasserkraftwerken auf dem Grosshandelsmarkt beeinträchtigen. Über den anfänglichen Wettbewerb hinaus ist die Wasserkraft (ausser Laufwasserkraft) jedoch flexibel und kann daher mit PV-Erzeugung und gekoppelten Batteriesystemen zu einem vollständig erneuerbaren Energiesystem ergänzt werden. Batteriespeicher stellen dabei eine Schlüsselkomponente dar, die helfen kann, kurzfristige Schwankungen, Netzengpässe und Prognosefehler zu kompensieren. Dieser Trend wird durch alle Anwendungsfälle A1 – A6 gleichermaßen gestützt.

5.1.2 Wasserkraft: Pumpspeicherkraftwerke

Pumpspeicherkraftwerke und Batteriespeicher haben auf den ersten Blick ähnliche Einsatzgebiete und befinden sich in einer potenziellen Konkurrenzsituation. Beide werden selten oder gar nicht für die saisonale Speicherung eingesetzt, sondern durchlaufen eher Lade- und Entladezyklen von wenigen Tagen. Aufgrund der Grösse werden Pumpspeicherkraftwerke zur Massenstromspeicherung eingesetzt und an Netzknoten der höheren Netzebenen angeschlossen. Sie erfordern aufwendigere Baumassnahmen mit grossem Investitionsumfang und langen Bewilligungsphasen.

Batteriespeicher können hingegen besser skaliert werden und erlauben eine verteilte Installation auf verschiedenen Netzebenen und Grössenabstufungen. Der Investitionsrahmen ist damit überschaubarer. Ausserdem erlaubt die verteilte Installation prinzipiell knotengenaue Steuerungsmöglichkeiten in einzelnen Netzbereichen.

Ferner können Batteriespeicher schneller als Pumpspeicher auf veränderte Stellsignale reagieren. Batteriespeicher sind damit besser für zukünftige schnelle Systemdienstleistungen einsetzbar, da sie auch sehr volatile Lade- und Entladeprofile erlauben.

Insgesamt ist zu erwarten, dass sich ein ausgeglichener Bedarf sowohl für Batteriespeicher auf Verteilnetzebene als auch für Pumpspeicherkraftwerke an zentraleren Netzknoten einstellen wird. Die Schweiz kann dabei mit den Pumpspeicherkraftwerken eine zentrale Rolle für den europäischen Flexibilitätsbedarf spielen [22].

5.1.3 Kernenergie

Der Wettbewerb zwischen Batteriespeichern und der Kernenergie ist zweigeteilt. Langfristig können PV-gekoppelte Batteriesysteme die nukleare Produktionskapazität ersetzen. Das geringere Angebot an PV-Energie im Winter kann durch bestehende Speicherkraftwerke oder Import ergänzt werden. Kurzfristig hat sich in Ländern, die sowohl erneuerbare als auch nukleare Technologien kombinieren, gezeigt, dass erneuerbarer Strom einen signifikanten und messbaren Einfluss auf den beobachteten Rückgang der Kernenergie hat und somit dessen Kapazitätsfaktor und wirtschaftliche Attraktivität verringert [23].

5.1.4 PV- und Windenergie

Batteriespeicher und PV-Energie beziehungsweise Windenergie ergänzen sich in der Schweiz sehr gut [24]. Erwartete Schwankungen der PV- und Windproduktion können durch Batteriespeicher besser an die aktuellen Nachfrageprofile angepasst werden. Ausserdem können temporäre Schwankungen der PV- und Windproduktion durch Prognosefehler kurzfristig mit Batteriespeichern kompensiert werden. Dies bedeutet, dass die Batteriespeicherung zur intra-day Zeitverschiebung der erneuerbaren Energien beitragen und den Anteil dieser beiden erneuerbaren Energiequellen erhöhen kann. Insgesamt ergänzt dabei das saisonale Muster der (alpinen) Windkraft die PV- und Wasserkraft, um insgesamt den Anteil erneuerbarer Energieträger zu erhöhen.

5.2 Auswirkung auf die Netzakteure

5.2.1 Endkunden

Für die Endkunden haben Batteriespeicher in den Anwendungsfällen für Eigenverbrauchsoptimierung (A1), Lastspitzensenkung (A2) und Beschaffung für den Endkunden (A3) positive Auswirkungen in der Form von potenziellen Kostenersparnissen. Die Höhe der Ersparnisse ist stark vom regulatorischen Regime abhängig. Verbraucher, die mit PV-Anlagen und gekoppelten Batteriespeichern noch mehr eigenen Strom für den Eigenverbrauch nutzen können, senken bei einem reinen Arbeitspreis ihre Stromrechnung erheblich. Sie reduzieren dabei nicht nur die Energiekosten, sondern bezahlen auch weniger Netzentgelte und Steuern, die je etwa 40 und 14 % der endgültigen Stromrechnung ausmachen. Da die Gesamtnetzkosten nicht gleichzeitig sinken, muss der fehlende Betrag durch andere Netznutzer erbracht werden. Ein Potenzial für Gewinn ergibt sich für die Endkunden auch in allen aggregierten Anwendungsfällen für Beschaffung, netzdienliche Leistungen und Regelenergie (A4a, A5a, A6a). In den anderen Anwendungsfällen (A4, A5, A6) ergeben sich neutrale oder indirekt positive Auswirkungen.

5.2.2 Verteilnetzbetreiber

Für die Verteilnetzbetreiber haben die Anwendungsfälle der Endkunden (A1, A2, A3) keine direkten Auswirkungen. Einsparnisse bei den Netznutzungskosten, zum Beispiel durch Eigenverbrauchserhöhung oder Lastspitzensenkung, werden durch die anderen Endkunden des VNBs bezahlt. Langfristig kann sich bei kleineren benötigten Anschlussleistungen auch eine tatsächliche Entlastung des Netzes einstellen.

Indirekt stellt die Änderung des Endkundenverhaltens die VNBs in ihrer Rolle als Verteilnetzbetreiber vor neue Herausforderungen und Chancen zur Gestaltung und Tarifierung des Verteilnetzbetriebs. Ausserdem werden viele VNBs in ihrer Rolle als Stromerzeuger bedrängt durch die Erhöhung der dezentralen Produktion im Verteilnetz.

Die tatsächlichen Auswirkungen auf die Netzbelastung, den Autarkiegrad des Endkunden und die betroffenen Kostenkomponenten müssen im konkreten Anwendungsbeispiel geprüft werden.

5.2.3 Aggregatoren

Für Aggregatoren und andere Dienstleister sind hinter dem Zähler betriebene Batterien eine Chance. Sie stellen verteilte Anlagen mit zusätzlicher Flexibilität dar, welche ausserdem zu Gruppen von virtuellen Anlagen aggregiert werden können. Es gibt bereits mehrere Unternehmen, die diese Rolle spielen und Hausbatterien nutzen, um ein virtuelles Kraftwerk zu bilden. Die Batteriespeicher werden dabei nicht nur für den PV-Selbstverbrauch genutzt, sondern auch auf Grosshandels-, Ausgleichs- und Regelenergiemärkten eingesetzt.

5.2.4 Swissgrid

Für Übertragungsnetzbetreiber können die Batteriespeicher dazu beitragen, Stabilitätsprobleme im Zusammenhang mit stochastischen Netzfluktuationen zu verringern, zum Beispiel aufgrund eines hohen Anteils an erneuerbaren Energien. Allerdings sind bei vielen Anwendungsfällen, zum Beispiel bei der Eigenverbrauchserhöhung (A1), die Interessen der Verbraucher möglicherweise nicht perfekt auf ihre Strategien abgestimmt.

Swissgrid profitiert auch von den weiteren Anwendungsfällen. Zum Beispiel hat die Lastspitzensenkung (A2) positive technische Auswirkungen auf die Auslastung des Übertragungsnetzes. Andererseits hat die Beschaffung von Regelenergie durch Batteriespeicher viele positive wirtschaftliche Auswirkungen für die Beschaffungskosten bei Swissgrid.

5.3 Auswirkung auf die sektorabhängigen Energieflüsse

Dieser Abschnitt diskutiert die Auswirkungen von Batteriespeichern auf die typischen Energieflüsse von Haushalten, Gewerbekunden und Industriekunden. Dabei wird die unterschiedliche Beeinflussung des Eigenverbrauchsanteils (Ausnutzung bestehender Eigenproduktion) und des Autarkiegrades (Unabhängigkeit vom Netzanschluss) dieser Akteure deutlich. In allen Beispielen wird die Kombination mit der Eigenproduktion aus PV-Anlagen von unterschiedlicher Grösse untersucht.

Grundsätzlich wirkt sich der Einsatz von Batterien positiv auf den PV-Eigenverbrauch einer Gebäudeeinheit mit installierter PV-Anlage aus. Da PV-Energie nicht den ganzen Tag zur Verfügung steht, muss zusätzlich Energie über den Netzanschluss bezogen werden, sofern die verfügbare PV-Energie geringer als der lokale Lastbedarf ist. Umgekehrt kann die verfügbare PV-Energie den lokalen Lastbedarf auch übersteigen. Dann muss die überschüssige Energie in den Netzanschluss eingespeist werden.

Batterien erlauben eine Speicherung überschüssiger PV-Energie zur späteren Verwendung und damit eine zeitliche Verschiebung des PV-Verfügbarkeitsprofils. Der Umfang, in dem diese Verschiebung möglich ist, hängt vom Grössenverhältnis und den zeitlichen Profilen der verfügbaren PV-Energie und dem Lastbedarf ab. Zwar muss für eine konkrete Investitionsentscheidung die Gebäudesituation individuell bewertet werden, jedoch geben die durchschnittlichen Energieflüsse einen Anhaltspunkt, wo der Einsatz von Batteriespeichern besonders lohnend ist. Abbildung 5 bis Abbildung 7 geben einen Überblick der Aufteilung sektorabhängiger Energieflüsse mit und ohne Batteriespeicher [25].

5.3.1 Energieflüsse bei Lokalspeichern mit Haushalt

Abbildung 5 zeigt die typische Situation eines Einfamilienhauses mit PV-Anlage und einem kleinen Batteriespeicher am gleichen Anschluss. Der durchschnittliche Hausbedarf elektrischer Energie und die durchschnittlich produzierte PV-Energie sind in etwa gleich. Allerdings müssen durch die zeitliche Verschiebung von Last- und PV-Profil auch die Energie über den Netzanschluss eingespeist oder ausgespeist werden. Ohne Batterie entspricht dies 70 % der durchschnittlichen Energie, mit Batterie kann der Netzaustausch auf 40 % gesenkt werden [26].

Die Angaben beziehen sich auf ein Einfamilienhaus. Für Mehrfamilienhäuser mit weniger Dachfläche je Bewohner erhöht sich der prozentuale Eigenverbrauch der von der PV-Anlage produzierten Energie. Grund ist, dass dann mehr Verbraucher zur Verfügung stehen, um die PV-Energie vor Ort zu nutzen. Allerdings sinkt dann gleichzeitig der Autarkiegrad der Haushalte, da ein höherer Lastanteil durch das Netz gedeckt werden muss.

5.3.2 Energieflüsse bei Lokalspeichern mit Geschäftshaus

Abbildung 6 zeigt die typische Situation eines Geschäftshauses mit PV-Anlage und einem mittleren Batteriespeicher am gleichen Anschluss. Der durchschnittliche Bedarf elektrischer Energie übersteigt die durchschnittlich produzierte PV-Energie um das Doppelte. Die Differenz muss über den Netzanschluss bezogen werden. Ferner kann nicht die gesamte PV-Energie für den Eigenverbrauch genutzt werden, da die verfügbare Leistung zeitweise die Lastnachfrage übersteigt. Die Abbildung basiert auf einer PV-Anlage mit einer Spitzenleistung von 100 kWp und einem Supermarkt mit einer Maximallast von 60 kWp. Beim Einsatz einer Batterie mit 40 kWh Kapazität kann der Eigenverbrauch geringfügig erhöht werden, von 60 % auf 70 % der verfügbaren PV-Energie, beziehungsweise von 30 % auf 35 % des Lastbedarfs [27].

5.3.3 Energieflüsse bei Lokalspeichern mit Industrieanlage

Zuletzt zeigt Abbildung 7 die Situation einer Industrieanlage mit PV-Anlage und einem grossen Batteriespeicher am gleichen Anschluss. Der durchschnittliche Bedarf elektrischer Energie übersteigt die durchschnittlich produzierte PV-Energie um ein Vielfaches, hier mit Faktor 3 dargestellt. Abhängig von der Industrieform, also ob es sich um einen kontinuierlichen Prozess (höherer Eigenverbrauch) oder eine zeitlich schwankende Aktivität handelt (geringerer Eigenverbrauch), können batteriegekoppelte PV-Anlagen einen grossen oder geringen Beitrag zum Eigenverbrauch leisten. Typischerweise kann der Eigenverbrauch der verfügbaren PV-Energie mit Batterien von 30 % – 70 % auf 60 % – 100 % erhöht werden. Der entsprechende Anteil am Lastbedarf, der durch den Eigenverbrauch gedeckt ist, wird von 10 % – 30 % auf 15 % – 50 % gesteigert.

5.3.4 Zusammenfassung der Energieflüsse

Zusammenfassend bieten sich vor allem Einfamilienhäuser und grossflächige Industrieanlagen für den Einsatz von Batterien zur Steigerung des PV-Eigenverbrauchs an. Aus Platzgründen und den sich oft deckenden PV-Profilen und Lastprofilen sind typische Geschäftshäuser nur begrenzt für den Speichereinsatz geeignet. Die Sankey-Diagramme in Abbildung 5 bis Abbildung 7 sind repräsentativ für die einzelnen Verbrauchssektoren und können in ein grösser angelegtes Sankeydiagramm des gesamten Elektrizitäts- oder Energiesystems der Schweiz eingebunden werden.

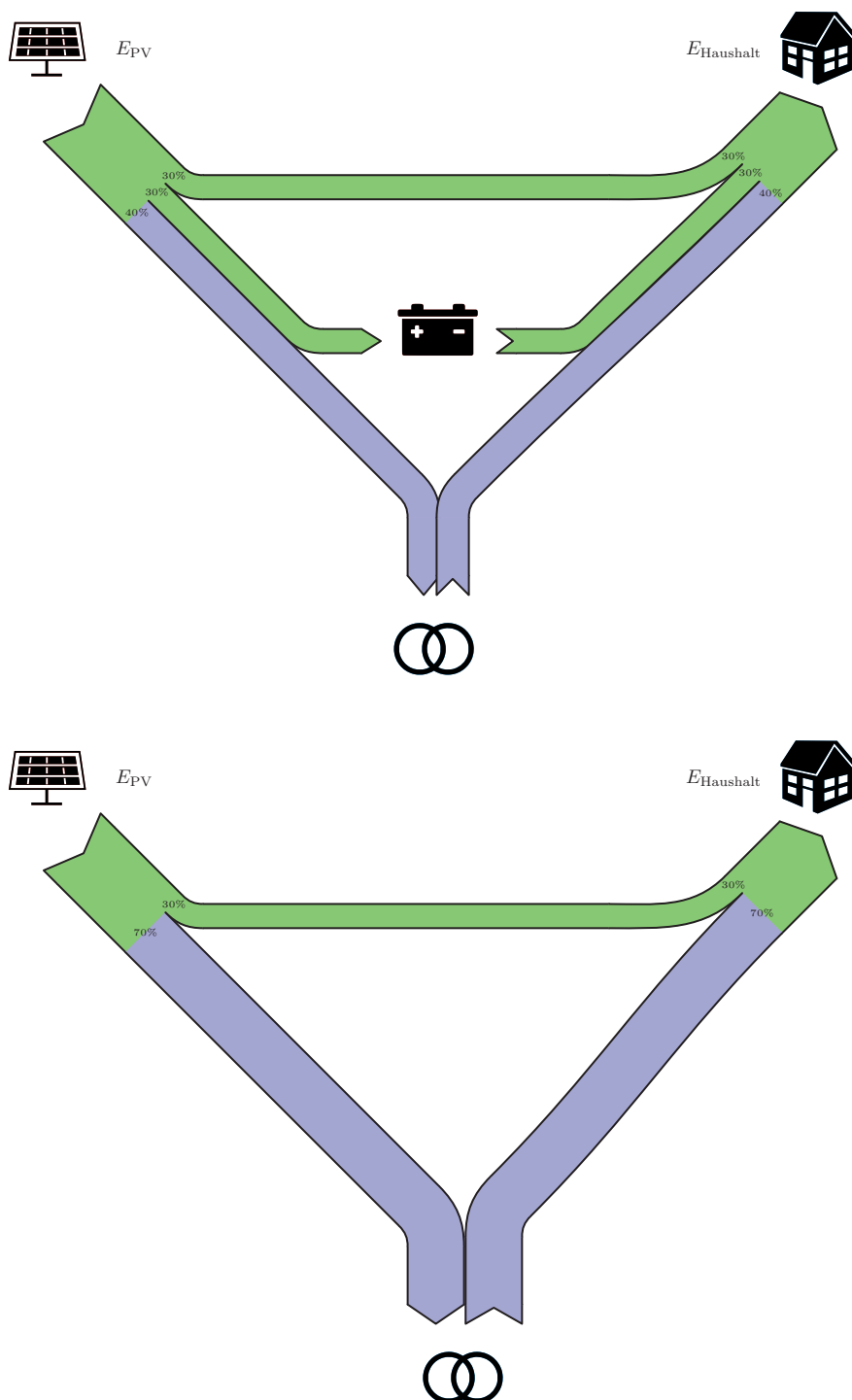


Abbildung 5: Illustration des PV-Eigenverbrauchs von **Einzelhaushalten mit** (oben) **und ohne** (unten) **gekoppeltem Batteriespeicher**. Typische prozentuale Aufteilung der Energieflüsse zwischen PV-Anlage, Batterie, Haushalt und Netzanschluss [26]. Durchschnittliche Gesamtenergieflüsse $E_{PV} = E_{Haushalt}$. Energieflüsse für den **Eigenverbrauch** und mit dem **Netzanschluss**.

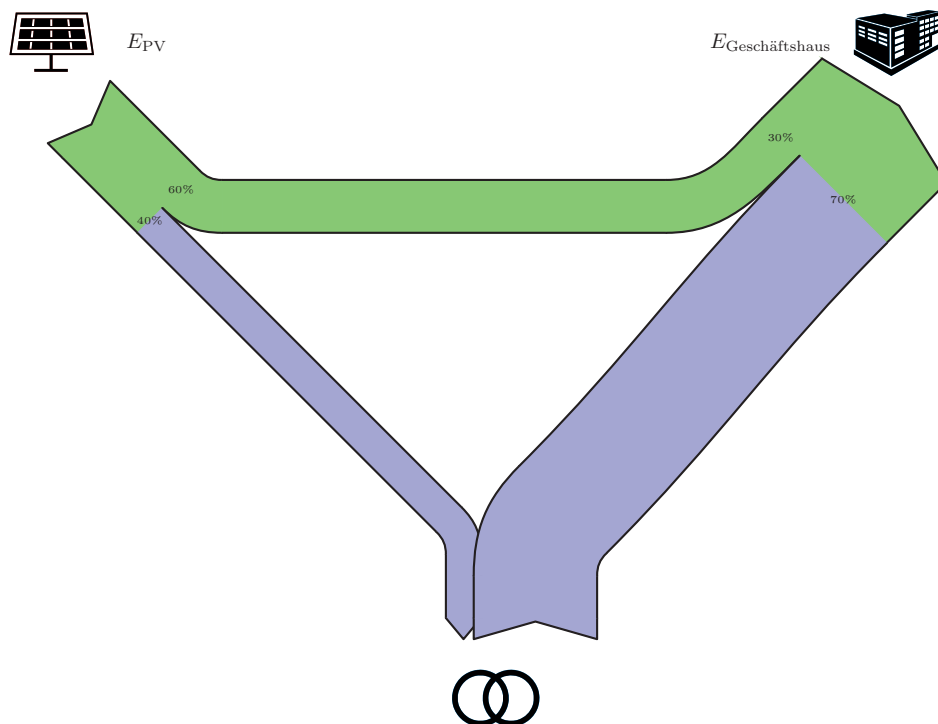
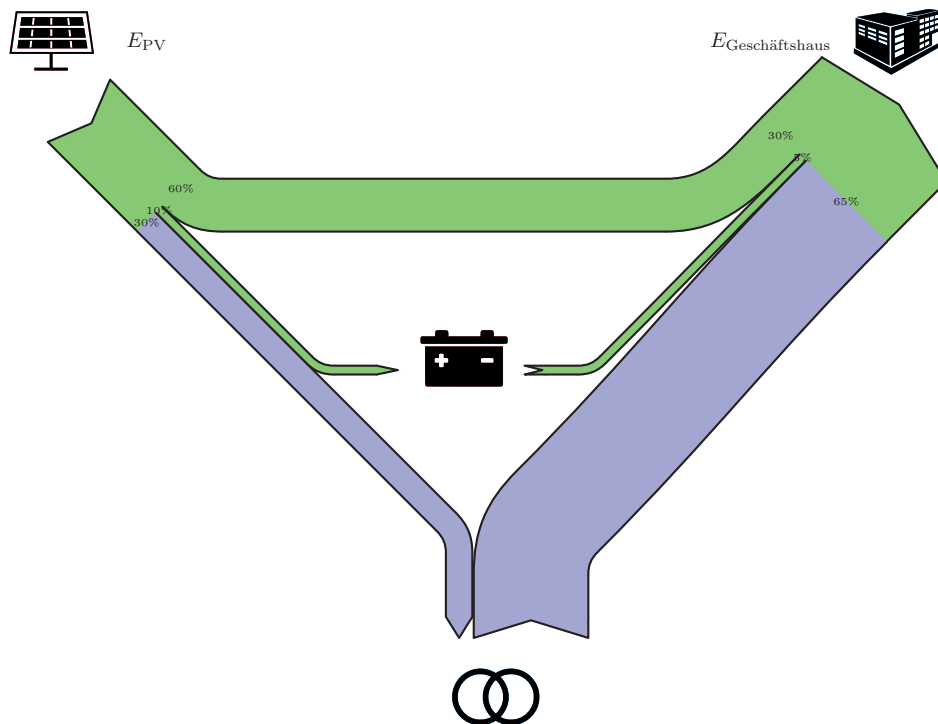


Abbildung 6: Illustration des PV-Eigenverbrauchs von **Geschäftshäusern mit (oben) und ohne (unten) gekoppeltem Batteriespeicher**. Typische prozentuale Aufteilung der Energieflüsse zwischen PV-Anlage, Batterie, Geschäftshaus und Netzanschluss [27]. Durchschnittliche Gesamtenergieflüsse $E_{Geschäftshaus} = 2 \cdot E_{PV}$. Energieflüsse für den **Eigenverbrauch** und mit dem **Netzanschluss**.

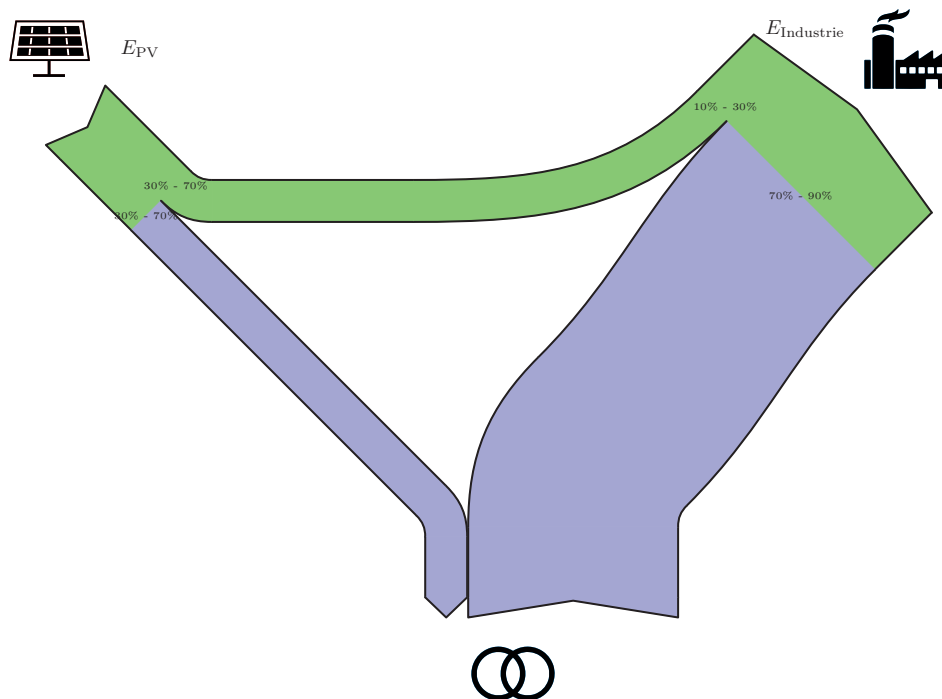
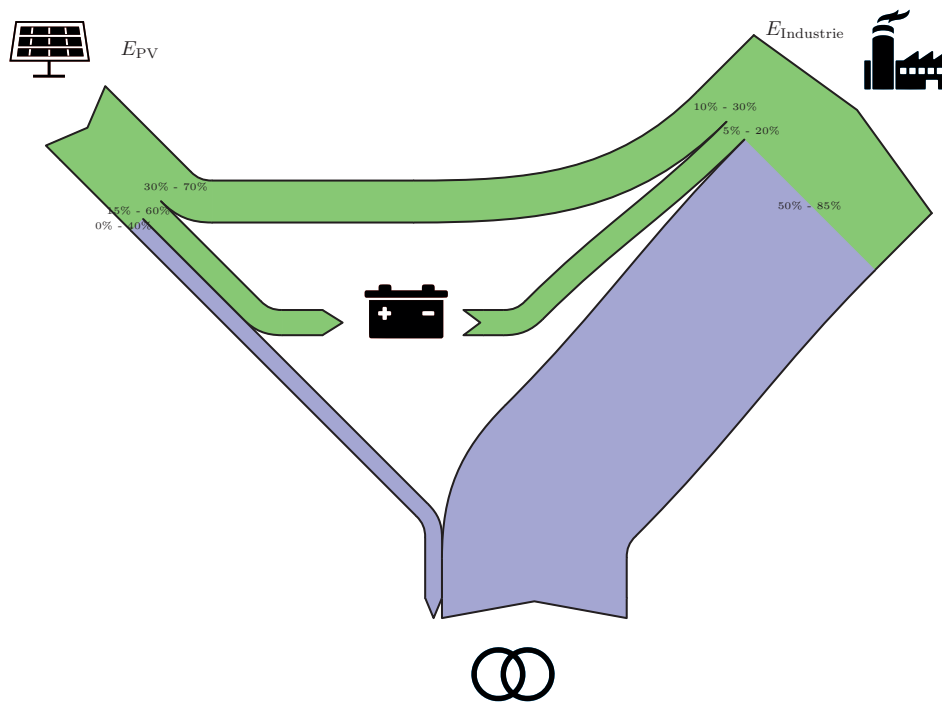


Abbildung 7:
Illustration des PV-Eigenverbrauchs von **Industriegebäuden mit** (oben) **und ohne** (unten) **gekoppeltem Batterie-**
speicher. Typische prozentuale Aufteilung der Energieflüsse zwischen PV-Anlage, Batterie, Industriegebäude und
Netzanschluss [25]. Durchschnittliche Gesamtenergieflüsse $E_{Industrie} = 3 \cdot E_{PV}$. Energieflüsse für den **Eigenver-**
brauch und mit dem **Netzanschluss**.

5.4 Batteriespeicher im Vergleich zu alternativen Verteilnetzstrategien

Neben dem Einsatz von Batteriespeichern gibt es auch alternative Technologien zur Integration von grossräumiger PV-Einspeisung in Verteilnetzen. In einer Studie mit realistischen Daten aller Netzebenen vom Verteilnetz bis hin zur Mittelspannungsebene eines Gebietes der Zentralschweiz wurde das Wechselspiel der unterschiedlichen Strategien untersucht [28].

Das Ausgangsszenario stellt eine starke Erhöhung der verteilten PV-Einspeisung dar, welche ohne Massnahmen zur zeitweisen Netzüberlastung führt. Neben dem koordinierten Einsatz von Batteriespeichern wurden die koordinierte Abregelung der PV-Anlagen (sogenanntes curtailment), der Leitungs- und Trafoausbau im Netz sowie die koordinierte Laststeuerung untersucht. Die Ergebnisse wurden als flexible Strategieentscheidungen in Abhängigkeit der Stromkosten, der Batteriekosten, der Batterieabnutzungsparametern und des Nachfrageniveaus ermittelt, um der Parameterunsicherheit bei Investitionsentscheidungen gerecht zu werden.

Dabei wurde festgestellt, dass die Batteriespeicher, wenn sie zum Einsatz kommen, stets nahe von volatilen Lastprofilen installiert werden, also zum Beispiel bei PV-Anlagen oder stark fluktuierenden Lasten. Während in der Studie die Batteriekosten proportional zur Speichergrosse angenommen wurden, entstehen in der Praxis auch Fixkosten für den Anschluss des Batterieconverters. Das Ergebnis würde sich dann von Batterien in Einzelhaushalten hin zum Speichereinsatz auf Nachbarschaftsebene verschieben, wie es zum Beispiel vom Elektrizitätswerk der Stadt Zürich umgesetzt wurde [17]. Das Wechselspiel zwischen PV-Abregelung, dem Batterieeinsatz, dem Netzausbau und der Lastregelung führt im Referenzszenario (heutige Kostenverhältnisse, hoher PV-Überschuss) zu folgenden Ergebnissen:

- Der Einsatz von Batteriespeichern kann im Referenzszenario die Abregelung der PV-Anlagen um bis zu 50 % reduzieren und damit die Netzbetriebskosten je nach PV-Verfügbarkeit drastisch reduzieren, indem es die Einspeisung der PV-Energie zeitlich verschiebt.
- Auch das Lastmanagement hat einen sehr hohen wirtschaftlichen Wert. Ein Lastmanagement von bis zu 10 % des täglichen Energiebedarfs führte im Referenzszenario zur Reduktion der Netzbetriebskosten von 2000 CHF auf 0 CHF (für eine 48-Stunden-Periode). Bei einem Lastmanagement von 30 % wird der gleiche wirtschaftliche Effekt erzielt wie bei einem kostenlosen und kompletten Netzausbau (Verdoppelung der Kapazität aller Netzelemente) erreicht werden kann. Dabei verringert sich im Referenzszenario die Abregelung von verfügbaren PV-Anlagen um bis zu 50 %.
- Im Wechselspiel zwischen Batteriespeichern und dem Lastmanagement kann im Referenzszenario ein Lastmanagement von 5 % etwa die Hälfte der benötigten Batteriespeicher ersetzen. Der Effekt verstärkt sich mit zunehmenden Batteriekosten.

Die langfristigen Investitionsentscheidungen der Verteilnetzbetreiber basieren auf Kostenprognosen und Szenarien, die direkt in den Planungsprozess eingebunden werden können [20]. Ausserdem hängt die optimale Investitionsentscheidung von der Struktur des gegebenen Verteilnetzes ab. Zum Beispiel ergeben sich in ländlichen Umgebungen andere Batterieplatzierungen als in urbanen Zentren [19]. Je nach Art des Netzes, Annahmen an die Batterietechnologie (zum Beispiel Abnutzungsparameter) und Annahmen an die Regelstruktur (zum Beispiel mit oder ohne Blindleistungsregelung) ändert sich das Planungsergebnis hinsichtlich der Platzierung und der Grössenauswahl des Batteriesystems [29]. In der Praxis werden derzeit vergütungstechnisch nicht alle Verteilnetztechnologien gleich behandelt.

Vor allem der durch PV-Anlagen getriebene Netzausbau kann im Gegensatz zu Speichern und Lastmanagement direkt auf die Netznutzungskosten umgelegt werden, was diese Strategie zumindest für die Kompensation von Überlastungen durch PV-Einspeisungen konkurrenzlos macht.

Einige der Anwendungsfälle von Batteriespeichern können bei den verschiedenen Akteuren des Gesamtenergiesystems zu gegensätzlichen Zielen und Randbedingungen führen. Die sich daraus ergebenden, potenziellen Konflikte sind in diesem Abschnitt zusammengefasst.

6.1 Endkunden und VNBs: Netznutzungskosten

Ein typischer Konflikt ergibt sich beim Anwendungsfall der Eigenverbrauchserhöhung (A1).

Im Niederspannungsbereich des Elektrizitätsnetzes können Endverbraucher durch Eigenverbrauchserhöhung signifikant ihre Stromrechnung reduzieren, welche vor allem auf dem Arbeitspreis basiert. Dies impliziert, dass sie nicht nur den verbrauchsabhängigen Teil der Stromrechnung reduzieren, sondern auch die Netznutzungskosten und Steuern, die je etwa 40 % und 14 % der Stromrechnung ausmachen. Endverbraucher sind jedoch weiterhin vom lokalen Energieversorger und Verteilnetzbetreiber abhängig, um ihre maximale Nachfrage auch an Tagen mit niedriger Sonneneinstrahlung oder Ausfällen der Erzeugungsanlage zu decken. Als Folge nimmt die Beteiligung der Endkunden an den Netznutzungskosten ab, während die VNB weiterhin das Verteilnetz betreiben oder sogar ausbauen müssen. Andererseits kann die einfache Erzeugung einer neuen Kundengruppe für alle Anlagen mit Eigenverbrauch dazu führen, dass diese Endkunden aufgrund der höher gewichteten Leistungskomponente der Stromkosten am Ende sogar mehr zahlen müssen, obwohl sie einen geringeren Energiebezug aus dem Netz und geringere Lastspitzen haben [9, 8].

Eine weitere Möglichkeit zur Entkopplung der Endkunden vom VNB und der Verringerung der Netznutzungskosten stellt der Zusammenschluss zu Eigenverbrauchsgemeinschaften (Arealnetzen) dar, welche auch den Einsatz von Batteriespeichern berücksichtigt. Artikel 17 des Energiegesetzes erwähnt die Möglichkeit des Zusammenschlusses mehrerer Eigenverbraucher [15]. Artikel 15 der Energieverordnung regelt, dass ein Zusammenschluss möglich ist, wenn die Produktionsleistung mindestens 10 % der gesamten Anschlussleistung ist [30]. Dies gibt gemeinschaftlichen Besitzern einer Produktionsanlage die Möglichkeit, sich zu einem einzelnen Endverbraucher zusammenzuschließen. Eine solche Gemeinschaft von Eigenverbrauchern wird vom Netzbetreiber nach Artikel 18 des Energiegesetzes als einzelne Endverbraucherin behandelt. Der Artikel 17 des Energiegesetzes gibt auch vor, dass die Kosten des Zusammenschlusses zum Eigenverbrauch von den Besitzern der Produktionsanlage getragen werden müssen.

Weiterhin hat eine Eigenverbrauchsgemeinschaft mit einem Verbrauch von mehr als 100 MWh jährlich nicht mehr die Pflicht, ihren Strom vom lokalen Netzbetreiber zu kaufen, sondern hat direkten Zugang zum Strommarkt.

Der Konflikt über die Netznutzungskosten ist lösbar, da es letztendlich um eine angemessene und verursachergerechte Verteilung der entstandenen Kosten auf alle Netzanschlussnehmer geht. Eine solche Lösung wird weder aus einem reinen Arbeitspreis oder einem festen Leistungspreis bestehen, sondern kann fixe Kostenkomponenten und vor allem auch zeitabhängige Komponenten enthalten. Aktuell müssen für Endkunden im Niederspannungsnetz mit bis zu 50MWh Jahresverbrauch mindestens 70% der Netznutzunggebühren über die Arbeitskomponente verrechnet werden [Artikel 18 StromVV [14]]. Für fixe oder leistungsabhängige Komponenten stehen damit bei dieser Kundengruppe höchstens 30 % zur Verfügung.

Leistungsbegrenzung ist für die Netzstabilität viel wichtiger wenn eine lokale oder globale Engpasssituation vorliegt und sollte daher auch zeitlich variabel ausfallen. Diese Lösung kann von einer Neugestaltung der Netznutzungskosten bis hin zum viertelstündlichen Redispatch mit knotengenauen Preisen viele Aspekte beinhalten und benötigt weitere Untersuchungen, die nicht Bestandteil dieser Studie sind.

6.2 Endkunden und VNBs: Regelenergie

Ein ähnlicher Konflikt wie bei den Netznutzungskosten entsteht bei der Aggregation von Regelenergie aus dem Verteilnetz (Anwendungsfall A5a). Dieser Anwendungsfall ist sowohl für Endkunden als auch den Übertragungsnetzbetreiber wirtschaftlich sehr attraktiv. In Deutschland wurden bei der Primärregelleistung signifikante Marktanteile durch Batteriespeicher übernommen und auch in der Schweiz gibt es erfolgreiche Pilotprojekte.

Auf der anderen Seite stehen die VNBs, die die Verantwortung für die Sicherheit des Verteilnetzes haben. Kommt es zum signifikanten Einsatz von automatisch abgerufener Regelenergie innerhalb eines Verteilnetzes, kann es dort zu unvorhergesehenen Engpässen kommen.

Eine dauerhafte Lösung für eine hohe Durchdringung von aggregierter Regelenergie erfordert einen integrierten Ansatz, der Endkunden, die dazugehörigen VNBs und den Übertragungsnetzbetreiber zusammenbringt, um auf die gegenseitigen Ziele und Randbedingungen Rücksicht zu nehmen. Dabei sind auch Zwischenstufen der Kommunikation zwischen den Akteuren denkbar – von einer zentralen Softwareplattform bis zum gelegentlichen Austausch von Flexibilitätsgrenzen.

In jedem Fall muss bei der Umsetzung Rücksicht auf die Abrechnung der indirekten Kosten genommen werden, welche zum Beispiel beim Abruf der Regelleistung für die Netznutzung oder Bilanzgruppenabweichungen entstehen.

6.3 Endverbraucher und VNBs: neue Netztechnologien

Viele der koordinierten Anwendungsfälle von Batteriespeichern erfordern den Einsatz neuer Verteilnetztechnologien zur Erfassung und Steuerung der Netzkomponenten – vom Verteilnetztrafo bis zum Hausanschluss und dahinter. Endverbraucher könnten in Zukunft eingebunden werden unterstützende Massnahmen zur Netzstabilität des Verteilnetzes auszuüben.

Allerdings erfordern diese Anwendungsfälle auch eine Umstellung für die Endverbraucher und VNBs da der Alltagsbetrieb stark von der heutigen Situation abweichen kann. Dabei spielen nicht nur finanzielle Aspekte eine Rolle, wie zum Beispiel die Vergütung von Dienstleistungen oder der Effekt auf die Stromkosten. Es gilt auch Aspekte wie den Datenschutz bei der Messung, die IT-Sicherheit bei Kommunikation und Optimierung, die Nutzungsumstellungen und -einschränkungen im Haushalt sowie soziale Aspekte zu berücksichtigen.

Das erfolgreiche Umsetzen einiger Anwendungsfälle kann begleitende Aufklärung und Interaktion mit den betroffenen Akteuren und der Gesellschaft im Allgemeinen erfordern. Die Lösung kann dann durch Vorteile für alle involvierten Akteure des Energienetzes bringen.

6.4 Batteriespeicher und Wasserkraft

Im Hinblick auf den Schweizer Energiemix können potenzielle Konflikte zwischen den Betreibern von Batteriespeichern und Wasserkraftwerken entstehen. Hauptgrund ist, dass Batteriespeicher unterstützend auf PV-Energie und Wind wirken, indem sie die inhärenten Schwankungen und Volatilität dieser Energieformen ausgleichen können. Von einem wirtschaftlichen Gesichtspunkt her sind PV, Windenergie und Wasserkraft Wettbewerber auf der Anbieterseite. Durch die ähnlichen Lade- und Entladezyklen könnten Batteriespeicher ausserdem mit Pumpspeicherkraftwerken in Konkurrenz um den täglichen Flexibilitätsbedarf treten.

Langfristig decken Batteriespeicher und Wasserkraft klar unterschiedliche Aufgabenfelder ab, nämlich langfristig saisonale Speicherung in Speicherkraftwerken, zentrale täglich flexible Massenspeicherung durch Pumpspeicher und kleinere, im Stromnetz verteilte und schnell regelbare Speicherung durch Batterien. Diese verschiedenen Speichervarianten ergänzen sich auf dem Weg zu einem Energiemix aus rein erneuerbarer Energie, da dem erhöhten Flexibilitätsbedarf auf allen Spannungsebenen begegnet werden kann. Kurzfristig kann es allerdings zu Verdrängungseffekten zwischen Batteriespeichern und Wasserkraft kommen.

6.5 Batteriespeicher und Power-to-X

Neben der Wasserkraft ist durch Power-to-Gas Anlagen eine weitere Möglichkeit zur mittel- und langfristigen Energiespeicherung gegeben. Bei der Umwandlung von elektrischer Energie in chemische Energie in der Form von Wasserstoff und Methan können Wirkungsgrade von über 75 % erreicht werden [31]. Bei einer Rückumwandlung in elektrische Energie reduziert sich der Gesamtwirkungsgrad auf unter 50 % und liegt damit deutlich unter dem Gesamtwirkungsgrad von Batteriespeichern (>95 %) oder Pumpspeicherung (bis zu 80 % [32]). Power-to-gas stellt daher eher eine Möglichkeit zur Langzeitspeicherung von Energie dar, wenn ein hoher Energieüberschuss besteht. Die Technologie steht daher eher in Konkurrenz zur saisonalen Speicherung durch Wasserkraft in Speicherkraftwerken oder Pumpspeicherkraftwerken.

Weitere Varianten sind durch die Einbeziehung der Wärmeenergie gegeben. Zum einen kann die Nutzung der Abwärme bei der Umformung von Gas zu Elektrizität die Energiebilanz verbessern. Zum anderen kann bei Power-to-Heat elektrische Energie direkt und zu nahezu 100 % in Wärme umgewandelt werden, zum Beispiel durch Wärmepumpen, und lokal verwendet oder zwischengespeichert werden. Die thermische Zwischenspeicherung kann den Elektrizitätsbedarf für die Wärmegewinnung zeitlich verschieben und damit die Stromnetze temporär entlasten. Beispielsweise bietet ein typischer Eisspeicher von etwa 10 m³, der an die Wärmepumpe eines Haushalts angeschlossen ist eine Speicherkapazität für Wärmeenergie von 740 kWh [33]. Diese Größenordnung ist bei der direkten Speicherung von elektrischer Energie mit Batteriespeichern nicht realistisch. Dafür kann die elektrische Energie aus Batteriespeichern aber schneller, kurzfristiger und flexibler transportiert und verwendet werden.

Dieser Abschnitt diskutiert die Bedingungen, die erfüllt sein müssen, damit ein weit verbreiteter Einsatz von Batteriespeichern in Verteilnetzen erfolgen kann. Wie in Abschnitt 4 diskutiert ist es aus technischer Sicht oft günstig die Batteriespeicher dort im Verteilnetz zu **installieren, wo der Flexibilitätsbedarf entsteht** (Anwendungsfall A7, mit freier Batterieplatzierung). Die Anwendungsfälle A1–A6 und A4a–A6a sind jeweils mit einer bestimmten Platzierung der Batteriespeicher gekoppelt. Damit sie zum Einsatz kommen können, sind bestimmte wirtschaftliche und regulatorische Voraussetzungen erforderlich. Diese Voraussetzungen betreffen

- die Wirtschaftlichkeit der Anwendungsfälle,
- die Verträglichkeit der in Abschnitt 5 diskutierten Auswirkungen und
- die Lösung der in Abschnitt 6 genannten resultierenden Konflikte.

Aus den genannten Voraussetzungen ergeben sich implizit Wünsche und Handlungsempfehlungen für die betroffenen Akteure und Regulatoren.

7.1 Sinkende Batteriepreise

Alle in Abschnitt 3.2 diskutierten Anwendungsfälle von Batteriespeichern (A1–A6) sind hauptsächlich wirtschaftlich motiviert – entweder durch direkte finanzielle Einsparungen wie beim Eigenverbrauch (A1) oder als günstigerer Ersatz teurerer Alternativstrategien wie bei der netzdienlichen Anwendung (A4). Die Motivation zum Einsatz hängt also primär von den Batteriepreisen ab. In der Studie wurden sie für tägliche Lade- und Entladezyklen mit C_{batt} in CHF/MWh charakterisiert, den Kosten für den Batterieverschleiss bei der Zwischenspeicherung einer gegebenen Energiemenge.

Wie in Abschnitt 2.1.1 beschrieben, hängen die Speicherkosten C_{batt} in erster Näherung von dem Quotienten aus Investitionskosten $C_{\text{batt,invest}}$ für die Batterien und der Anzahl der Lade-Entladezyklen $n_{\text{batt,Zyklus}}$ ab. Vereinfacht gesagt kann man die laufenden Batteriekosten senken, indem man die Investitionskosten halbiert (günstigere Produktion) oder die Zyklenzahl verdoppelt (technologische Weiterentwicklung).

Bei beiden Stellgrössen (Produktionskosten und technologische Entwicklung) wurden in den letzten Jahren massive Verbesserungen erzielt, welche C_{batt} in die Grössenordnung von 200 CHF/MWh gebracht haben. Dies ist der Bereich, in dem die meisten Anwendungsfälle von Batteriespeichern wirtschaftlich attraktiv werden. Für die aktuellen Randbedingungen sind dabei am ehesten die Eigenverbrauchserhöhung (A1) und die Lastspitzensenkung (A2) attraktiv, wobei die Wirtschaftlichkeit von der Struktur der Stromkosten beim betroffenen Endkunden abhängt.

Verglichen mit anderen Batterietechnologien ist zu erwarten, dass sich Lithium-Ionen-Batterien als die am weitesten verbreitete Variante für die verbesserte Netzintegration von PV-Energie durchsetzen. Grund ist der hohe Wirkungsgrad eines Lade-Entladezyklus von etwa 90 % und die Eignung für kurzfristige (wenige Stunden) und mittelfristige (wenige Tage) Speicherzyklen. Ausserdem ist mit einem Preisverfall von Lithium-Ionen-Modulen zu rechnen. Beispielsweise wird prognostiziert, dass der Preis für Lithium-Ionen-Batterien, basierend auf Lithium-Nickel-Mangan-Kobalt-Oxiden, von 600\$/kWh (2014) auf 300\$/kWh (2020) fallen wird [34]. Redox-Flow-Batterien sind eine attraktive Lösung für mittelfristige Speicherlösungen und Gegenstand weiterer Forschung. Charakteristisch sind für sie die Entkopplung des Energie- und Leistungsflusses und der relativ niedrigere Wirkungsgrad (etwa 70–80 %).

Für einen weit verbreiteten Einsatz von Batteriespeichern in Verteilnetzen, auch durch die anderen Anwendungsfälle, ist es erforderlich, dass die Batteriekosten weiter sinken. Verschiedene Prognosen deuten darauf hin, dass die Investitionskosten weiter sinken werden und sich auch die Zyklenzahl leicht erhöhen kann, auch wenn nicht mehr mit einer so drastischen Entwicklung wie in den letzten Jahren. Daher ist der Trend hin zu Batteriekosten von $C_{\text{batt}} = 100\text{CHF/MWh} = 10\text{Rp/kWh}$ möglich, bei welchem viele heute noch unwirtschaftliche Anwendungsfälle attraktiv werden [4, 5, 6].

7.2 Zentrale Zielformulierung

Die Diskussion der Anwendungsfälle für Batteriespeicher betrachtet die Situation aus der Sicht des einzelnen Akteurs, mit Ausnahme des Anwendungsfalls zum optimierten Betrieb, welcher eine gesamtwirtschaftliche Perspektive einnimmt.

Insgesamt ist es wünschenswert, dass sich der Einsatz von Batteriespeichern weiterentwickelt von dem unkoordinierten Einsatz auf Basis unsicherer individueller Entscheidungen hin zu Anwendungsformen die eine Optimierung des Gesamtenergiesystems unterstützen.

Langfristig muss daher die Entwicklung des Energiesystems von zentralen Zielformulierungen begleitet werden, welche über rein wirtschaftliche Betrachtungen hinaus gehen. Dieser politische Prozess der Zielformulierung und Konsensfindung findet in der Schweiz rund um die Energiestrategie 2050 statt, mit begleitenden Studien, Debatten und Forschungsprojekten. Die Umsetzung der zentralen Ziele erfolgt über Gesetze, regulatorische Randbedingungen und wirtschaftliche Anreize (direkte und indirekte Subventionen). Ausserdem ist das Schweizer Stromnetz eingebettet im europäischen ENTSO-E Netz. Globale Netzflüsse und die wirtschaftliche Situation im länderübergreifenden Strommarkt entziehen sich der direkten Steuerung.

Insgesamt muss ein systemweiter Konsens für die Ziele des Einsatzes von Batteriespeichern formuliert werden. Diese können zum Beispiel folgende Punkte umfassen:

- Gesamtwirtschaftliche Optimierung der Schweiz, also Kostensenkung des Netzbetriebes (in CHF).
- Optimierung der Umwelteinflüsse, zum Beispiel Senkung der gesamten CO_2 -Emissionen.
- Netzsicherheit der Schweiz. Hierbei muss ein sinnvolles Mass gefunden werden, um die Netzsicherheit zu charakterisieren. Es kann zum Beispiel umfassen:
 - Messung der Stromverfügbarkeit (erfolgt schon heute durch die ElCom)
 - Höhe der strategischen Energiereserve
 - Häufigkeit von N-1 Verletzungen, durchschnittlich auf allen Netzebenen
 - zeitliche Verteilung der Netzauslastung
 - Anzahl der Frequenzverletzungen und Risikoabschätzung dynamischer Probleme
- Autarkiegrad der Schweiz (Abhängigkeit von Importen)

Die Korrelation dieser Ziele untereinander ist nicht immer gegeben und muss daher abgewogen werden. Die Konsensfindung sollte dabei auch Kombinationen dieser Ziele umfassen.

Eine klare Zielformulierung vereinfacht die langfristige Gestaltung der zukünftigen regulatorischen Randbedingungen für Batteriespeicher. Die Klärung der Ziele und des regulatorischen Rahmens erleichtert die Planbarkeit und den Einsatz der verschiedenen Anwendungsformen von Batteriespeichern. Rechtssicherheit erlaubt dann auch Investitionsentscheidungen zu treffen, die das Gesamtenergiesystem voranbringen.

7.3 Nutzung von Synergien und Koordination

Das heutige Energiesystem birgt eine Vielzahl von Synergien und gemeinsamer Herausforderungen die durch Koordination gelöst werden können. Auch bei den Anwendungsfällen der Batteriespeicher können viele der in Abschnitt 6 genannten Konflikte durch das Nutzen von Synergien und Koordination entschärft werden:

Verschiedene Energieformen für die Stromerzeugung haben verschiedene zeitliche Verfügbarkeiten und verschiedene Flexibilitätseigenschaften. Diese ergänzen sich hinsichtlich den Produkten und Anwendungsformen des Energiesystems, zum Beispiel der Einsatz von WasserSpeicherKraftwerken für die saisonale Speicherung von Energie und Batterien für die tägliche Zwischenspeicherung von Energie.

- Verschiedene Anwendungsfälle von Batteriespeichern ergänzen sich. Zum Beispiel können Batteriespeicher für den Eigenverbrauch einer PV-Anlage nachts potenziell auch für netzdienliche Massnahmen verwendet werden.
- Verschiedene Akteure haben sich ergänzende Randbedingungen, die voneinander abhängen und welche durch Koordination erfüllt werden können. Es bietet sich zum Beispiel an, die Beschaffung und die Regeln für den Abruf der Regelenergie zukünftig über eine gemeinsame Plattform für Übertragungsnetzbetreiber, Verteilnetzbetreiber und Endkunden zu koordinieren. So könnten die Ziele und Randbedingungen aller Parteien systematisch und transparent berücksichtigt werden.

Statt den Fokus auf die vorhandene und antizipierte Konkurrenz zu legen, sollten sich die Akteure auch auf potenzielle Synergien konzentrieren. Um die genannten Synergien zu nutzen, müssen eventuelle regulatorische Hürden beseitigt werden und die Initiierung allenfalls mit entsprechenden wirtschaftlichen Anreizen angeschoben werden. Ein Beispiel, wie so eine koordinierte Nutzung der Synergien verschiedener Strategien für die Netzsicherheit aussehen kann, ist bei dem Anwendungsfall des optimierten Betriebes auf ein Schweizer Verteilnetz in Abschnitt 4.4.3 gegeben.

7.4 Digitalisierung, IT und Standards

Bei allen Anwendungsformen von Batteriespeichern ist die Verwendung lokaler oder globaler Messungen notwendig und erfordert oft Kommunikationssysteme für die Übertragung der Daten oder Signale. Um die Sicherheit der Daten, den Datenschutz und die Cyber-Sicherheit des Gesamtsystems sicherzustellen, ist eine einheitliche Umsetzung wünschenswert. Ausserdem erleichtert die Entwicklung der Standards den Einsatz neuer Anwendungsformen von Batteriespeichern oder die Kombination mit anderen Systemen, um die genannten Synergien zu nutzen.

Voraussetzung für die meisten Anwendungsfälle ist ausserdem eine sorgfältig ausgelegte Regelungsstruktur, welche den Informationsaustausch vornimmt, die Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems gewährleistet und die Randbedingung aller Akteure berücksichtigt (zum Beispiel Leistungsverfügbarkeit oder der zeitabhängige Mindestspeicherstand einer Batterie) [35, 36]. Die Robustheit dieses Systems muss auch bei Kommunikationsausfällen oder zum Beispiel Wetteränderungen gewährleistet sein. Diese Auslegung erfordert noch weitere Anstrengungen im Bereich Forschung und Entwicklung.

Die Gestaltung der Standards für Kommunikation und Digitalisierung erfordert einen Konsensprozess, den Branchenverbände oder die Regulatoren begleiten können.

7.5 Regulatorischer Rahmen

Wie bei der Zielformulierung erwähnt, erfordern Investitionsentscheidungen Rechtssicherheit und einen klaren, möglichst einfach verständlichen regulatorischen Rahmen. Die Entwicklung dieses regulatorischen Rahmens muss die laufende Entwicklung der Anwendungsformen von Batteriespeichern begleiten und bei wichtigen Änderungen regelmässig angepasst werden.

Ein zentraler Prozess zur Meldung und Klarstellung von Unklarheiten des regulatorischen Rahmens ist dabei wünschenswert. Damit können potenzielle Konflikte und negative Auswirkungen von regulatorischen Änderungen transparent diskutiert und gelöst werden.

7.6 Gleichbehandlung und Objektivität

7.6.1 Technologien

Unterschiedliche Technologien, welche die gleichen Aufgaben erfüllen, sollten aus regulatorischer Sicht gleich behandelt werden. Zum Beispiel können notwendige netzdienliche Aufgaben zur Engpassbeseitigung durch Netzausbau, Verbrauchsregelung oder eben Batteriespeicher (Anwendungsform A4) erbracht werden. Dann sollten diese verschiedenen Ansätze aber auch gleichermassen behandelt werden, beispielsweise was die erlaubte Umlage auf die Netznutzungskosten durch den VNB angeht.

7.6.2 Endkunden

Die Netznutzungskosten sollten verursachergerecht und nach objektiven Kriterien auf die Endkunden verteilt werden. Dabei sollten die Kriterien für die Zuteilung von Endkunden zu Kundengruppen über allgemeine Kriterien definiert werden, z.B. die bezogene Leistung, die bezogene Energiemenge sowie deren zeitliche Verteilung als Lastprofil aus Sicht des Netzanschlusses. Keine Rolle sollte spielen, wie und mit welcher Technologie dieses Lastprofil zustande kommt. Das reine Vorhandensein eines Batteriespeichers oder einer Produktionsanlage sollte nicht automatisch zu einer Erhöhung der Netzentgelte führen. Die VNBs können mit der Tarifgestaltung Anreize für netzdienliches Verhalten schaffen. Dadurch wird die individuelle Kostenoptimierung des Endkunden mit der Optimierung der Netzsicherheit ausgerichtet, ohne eine bestimmte beim Endkunden installierte Technologieform zu bevorzugen oder zu diskriminieren.

7.7 Formulierung der zukünftigen Sicherheitsbedürfnisse

Viele Aspekte des bisherigen Energiesystems enthalten implizite Sicherheitsreserven, welche durch einen grossflächigen Einsatz von Batteriespeichern verändert werden.

- Gut ausgebaute Netze können prinzipiell als Kupferplatte betrachtet werden, was sich auch dadurch zeigt, dass die Auktion von Übertragungskapazitäten ausschliesslich an Landesgrenzen erfolgt und diese im Inland meist als gegeben angenommen werden. Engpässe im Netz entstehen unter anderem durch stark fluktuierende Transitflüsse, und könnten durch lokale Eingriffe, wie zum Beispiel auch Flexibilitäten von Batteriespeichern, entschärft werden.
- Ein anderes Beispiel impliziter Sicherheitsreserven ist die Schwungmasse rotierender Synchrongeneratoren, welche einen Beitrag zur dynamischen Netzsicherheit liefern. Bei einer Störung mit einem Kraftwerksausfall bis zu 1GW sollte die Frequenzabweichungen im Bereich von 49.8 Hz bis 50.2 Hz bleiben, und sich nicht schneller als 5–10 mHz verändern [37]. Umrichterbasierte Produktion in ihrer derzeitigen Form, führt zur Reduktion der Schwungmasse im Netz und macht grössere Frequenzschwankungen wahrscheinlicher. Werden Frequenzen unter 47.5 Hz oder über 51.5 Hz erreicht, oder ändert sich die Netzfrequenz schneller als 1 Hz/Sekunde, ist mit Kettenreaktionen und Blackouts zu rechnen. Allerdings gibt es Möglichkeiten zur dynamischen Kompensation in Form von virtueller Schwungmasse, welche durch Batteriespeicher und andere umrichterbasierte Anlagen erbracht werden können, um stabilisierend auf das Netz einwirken zu können. Der Bedarf zur Erbringungen der Schwungmasse kann durch regulatorische Vorschriften oder neue Systemdienstleistungen erbracht werden.
- Weiterhin stellen die Wasserspeicherkraftwerke eine strategische Energiereserve dar, zum Beispiel für Redispatchmassnahmen bei Netzengpässen. Die Verfügbarkeit dieser Energiereserve war in der Schweiz bisher als gegeben angenommen. Änderungen der Preisverläufe des Strommarktes, auch unterstützt durch Batteriespeicher, stellen für die Betreiber der Wasserkraftwerke einen Anreiz dar, bei temporär hohen Preisen die Produktion stark zu erhöhen. Dadurch könnten zukünftig die Füllstände der Speicherkraftwerke saisonal betrachtet schneller abfallen. Die strategische Energiereserve ist dann nicht mehr automatisch gewährleistet und stellt bei Netzengpässen im Übertragungsnetz ein Risiko dar [38]. Es ist zu prüfen, ob das übergeordnete Ziel der Netzsicherheit es erfordert, wirtschaftliche Anreize für ein solches ergänzendes Verhalten zu schaffen, zum Beispiel durch neue Formen der Systemdienstleistung, die eine nationale Energiereserve für Redispatchmassnahmen zum Ziel haben [18].

- Je nach Integrationsgrad der lokalen Kommunikations- und Regelungsnetze mit dem Gesamtsystem bis zur Übertragungsnetzebene können im Falle eines globalen Stromausfalls lokale Gruppen von gekoppelten PV-Batterie-Systemen auch zum Aufbau eines Inselbetriebes und der Systemwiederherstellung beitragen. So kann in Zukunft die Robustheit eines Elektrizitätsnetzes mit wenigen zentralen Energieproduzenten erhalten bleiben. Auch ist bei entsprechender Auslegung ein aus autonomen Zellen verschiedener Granularität bestehendes Stromnetz weniger anfällig für koordinierte böswillige Angriffe auf die Elektrizitätsnetz- und IT-Infrastruktur als das heutige System.

Wenn die Transformation des Stromnetzes nicht durch Massnahmen zur Erhaltung der Netzsicherheit begleitet wird, kommt es zur Abnahme der impliziten Sicherheitsreserven des Stromnetzes und tendenziell zur Zunahme kritischer Netzsituationen (Engpässe, Frequenzverletzungen, N-1 Sicherheit). Solche netzdienlichen Massnahmen können durch regulatorische Vorgaben oder neue Systemdienstleistungen erreicht werden. Die verschiedenen Aspekte der Netzsicherheit werden von den Übertragungsnetzbetreibern überwacht, welche bei Bedarf eingreifen können. Batteriespeicher können dabei sowohl positive Beiträge (zum Beispiel lokale Entlastung von Netzengpässen) als auch negative Beiträge (zum Beispiel Erhöhung des Produktionsanteils ohne Schwungmasse) liefern.

Es ist wünschenswert, dass die bisher als natürlich angenommenen Aspekte der Netzsicherheit explizit formuliert werden. Bei zunehmendem Bedarf, zum Beispiel der dynamischen Unterstützung zur Vermeidung von Frequenzverletzungen, können entsprechende Systemdienstleistungsprodukte eingeführt und marktbasiert beschafft werden. Die bisherigen Erbringer der natürlichen Sicherheitsreserven können an diesen Märkten dann besonders vorteilhaft ohne Zusatzaufwand teilnehmen.

Die Konkretisierung der Sicherheitsbedürfnisse ermöglicht auch indirekte Kosten neuer Technologien zu erfassen und in den Kosten des Gesamtsystems fair abzubilden. Für Batteriespeicher ergeben sich dadurch zum einen Chancen für neue Anwendungsformen. Zum anderen erfolgt aber auch eine realistische Charakterisierung der Auswirkungen auf das Gesamtenergiesystem bei Problemen, die durch Batteriespeicher mit verursacht werden.

8 PLAUSIBILISIERUNG

Die Basis des Berichts stellen bestehende Studien und Veröffentlichungen dar. Darüberhinaus verwenden wir eigene abgeschlossene Arbeiten der Autoren, Erfahrungen aus der Interaktion mit anderen Experten sowie neue speziell für den Bericht durchgeführte Untersuchungen. Die Belastbarkeit dieser Ergebnisse hängt hauptsächlich von den getroffenen Annahmen ab. Wir weisen an den entsprechenden Stellen auf die Plausibilität der Ergebnisse hin und belegen sie mit entsprechenden Literaturquellen.

LITERATUR

- [1] Theodor Borsche, Andreas Ulbig, Göran Andersson, «Die Rolle von dezentralen Speichern für die Bewältigung der Energiewende,» SATW-Speicherstudie, Sep 2016.
- [2] A. Kirchner, D. Bredow, F. Ess, T. Grebel, P. Hofer, A. Kemmler, A. Ley, A. Piégsa, N. Schütz, S. Strassburg, J. Struwe, and M. Keller, « Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050 ,» Abschlussbericht, Prognos AG, 2012.
- [3] P. Fortenbacher, J. Mathieu, and G. Andersson, «Modeling, identification, and optimal control of batteries for power system applications,» in Power Systems Computation Conference (PSCC), 2014, pp. 1–7, Aug 2014.
- [4] A. Fuchs, T. Demiray, P. Evangelos, K. Ramachandran, T. Kober, C. Bauer, W. Schenter, P. Burgherr, and S. Hirschberg, « ISCHESSE Integration of stochastic renewables in the Swiss electricity supply system. ,» Final project report., 2017.
- [5] F. I. für System- und Innovationsforschung, «Energiespeicher-roadmap (update 2017),» Forschungsbericht, Dec 2017.
- [6] F. I. für System- und Innovationsforschung, «Technologie-roadmap energiespeicher für die elektromobilität 2030,» Forschungsbericht, Oct 2012.
- [7] Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE), «Strompreisbildung,» Basiswissendokument, Nov 2015.
- [8] Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE), «Netznutzungsmodell für das schweizerische Verteilnetz,» Branchenempfehlung Strommarkt Schweiz, Jul 2014.
- [9] R. Rechsteiner, «Diskriminierende tarifstrukturen – es droht ein ausbaustopp der photovoltaik,» Leipziger Institut für Energie GmbH, Feb 2016.
- [10] Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE), «Handbuch Speicher,» Branchendokument, Feb 2017.
- [11] Die Bundesversammlung der Schweizerischen Eidgenossenschaft, «Stromversorgungsgesetz (StromVG),» Stand 1.Januar 2018.
- [12] Der Schweizerische Bundesrat, «Vernehmlassung zur Teilrevision der Stromversorgungsverordnung (Vorlage),» Vorlage 8, Stand 8.Juni 2018.
- [13] Der Schweizerische Bundesrat, «Vernehmlassung zur Teilrevision der Stromversorgungsverordnung (Erläuternder Bericht),» Bericht 8, Stand 8.Juni 2018.
- [14] Der Schweizerische Bundesrat, «Stromversorgungsverordnung (StromVV),» Stand 23.Mai 2018. [15] Die Bundesversammlung der Schweizerischen Eidgenossenschaft, «Energiegesetz (EnG),» Stand 1. Januar 2018.
- [16] EKZ, «Energiezukunft: Grösste Batterie in Betrieb,» Medienmitteilung, Mai 2018.
- [17] EWZ, «ewz speichert Sonnenlicht für die erneuerbare Zukunft – Pilotprojekt Batteriespeicher,» Medienmitteilung, Feb 2015.
- [18] Faktenblatt Bundesamt für Energie, «Aktuelle Überlegungen des BFE zur Ausgestaltung einer Speicherreserve,» Bundesamt für Energie, Marktregulierung, Jul 2018.
- [19] C. Heinrich, P. Fortenbacher, A. Fuchs, and G. Andersson, «Pv-integration strategies for low voltage networks,» in Energy Conference (ENERGYCON), 2016 IEEE International, pp. 1–6, IEEE, 2016.

- [20] A. Fuchs and T. Demiray, «Large-scale PV integration strategies in distribution grids,» in Power-Tech, 2015 IEEE Eindhoven, June 2015.
- [21] www.tiko.ch, «tiko energy solutions ag,» March 2018.
- [22] Marcus Hildmann, Dr. Benedikt Pirker, Dr. Christian Schaffner, Prof. Daniel Spreng, Andreas Ulbig, «Pumpspeicher im trilateralen Umfeld Deutschland, Österreich und Schweiz,» Aug 2014.
- [23] M. Guidolin and R. Guseo, «The german energy transition: Modeling competition and substitution between nuclear power and renewable energy technologies,» vol. 60, pp. 1498–1504, Jul 2016.
- [24] B. Kruyt, M. Lehning, and A. Kahl, «Potential contributions of wind power to a stable and highly renewable swiss power supply,» Applied Energy, vol. 192, pp. 1 – 11, 2017.
- [25] Derzeit laufende Masterarbeit an der Uni Genf, 2017.
- [26] D. Parra and M. K. Patel, «Effect of tariffs on the performance and economic benefits of PV-coupled battery systems,» Applied Energy, vol. 164, pp. 175–187, 2016.
- [27] G. Merei, J. Moshövel, D. Magnor, and D. U. Sauer, «Optimization of self-consumption and techno-economic analysis of PV-battery systems in commercial applications,» Applied Energy, vol. 168, pp. 171–178, 2016.
- [28] A. Fuchs, T. Demiray, E. Panos, K. Ramachandran, T. Kober, C. Bauer, W. Schenler, P. Burgherr, and S. Hirschberg, «ISCHESS – Integration of stochastic renewables in the Swiss electricity supply system,» CCEM Projekt-Abschlussreport, 2017.
- [29] P. Fortenbacher, On the Integration of Distributed Battery Storage in Low Voltage Grids. PhD thesis, Diss., Eidgenössische Technische Hochschule ETH Zürich, Nr. 24039, 2017, 2017.
- [30] Der Schweizerische Bundesrat, «Energieverordnung (EnV),» Stand 1. Januar 2018.
- [31] Dimosthenis Trimis, Stefan Harth, Manuel Gruber, «EU Project Helmeth: Periodic report no.2,» March 2018.
- [32] Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE), «Die rolle der pumpspeicher in der elektrizitätsversorgung,» Basiswissendokument, Jan 2018.
- [33] Stefan Minder, Roland Wagner, Martin Mühlebach, Thomas Weisskopf, «Eisspeicher-wärmepumpen-anlagen mit sonnenkollektoren,» Bundesamt für Energie, Technologiestudie, Sep 2014.
- [34] G. Berckmans, M. Messagie, J. Smekens, N. Omar, L. Vanhaverbeke, and J. Van Mierlo, «Cost projection of state of the art lithiumion batteries for electric vehicles up to 2030,» Energies, vol. 10, no. 9, 2017.
- [35] G. Beccuti and T. Demiray, «Operational optimisation for multi-carrier networks,» in 2017 IEEE Manchester PowerTech, pp. 1–6, June 2017.
- [36] G. Darivianakis, A. Georghiou, R. S. Smith, and J. Lygeros, «A stochastic optimization approach to cooperative building energy management via an energy hub,» in 2015 54th IEEE Conference on Decision and Control (CDC), pp. 7814–7819, Dec 2015.
- [37] ENTSO-E RG-CE System Protection & Dynamics Sub Group , «Frequency Stability Evaluation Criteria for the Synchronous Zone of Continental Europe ,» Task force report, Mar 2016.
- [38] Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom, «Versorgungssicherheit Winter 2015/16 – Bericht der ElCom,» Jun 2016.